

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3714 41 104 0
UBA-FB-00 [trägt die UBA-Bibliothek ein]

Politikszenerien für den Klimaschutz VII

Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2035

Julia Repenning
Lukas Emele
Ruth Blanck
Vanessa Cook
Ralph Harthan
Hauke Hermann
Hannah Förster
Benjamin Greiner
Wolfram Jörß
Charlotte Loreck
Sylvie Ludig
Peter Kasten
Felix Matthes
Margarethe Scheffler
Katja Schumacher
Kirsten Wiegmann
Carina Zell-Ziegler

Öko-Institut, Berlin

Öko-Institut e.V., Büro Berlin
Schicklerstr. 5-7
D-10179 Berlin

Fraunhofer ISI
Breslauer Str. 48
D-76139 Karlsruhe

Sibylle Braungardt
Wolfgang Eichhammer
Tobias Fleiter
Barbara Schlomann
Jan Steinbach

Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Dr. Hans Joachim Ziesing

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

November 2016

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Abstract (deutsch)	22
Abstract (englisch).....	23
Zusammenfassung	24
Executive summary	34
1 Einleitung und methodischer Ansatz	44
1.1 Einleitung	44
1.2 Methodischer Ansatz fr die Emissionsprojektionen.....	45
2 Beschreibung der Rahmendaten und der in Deutschland ergriffenen MaBnahmen und Instrumente zum Klimaschutz	49
2.1 Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten	49
2.1.1 Demographische Entwicklung	49
2.1.2 Gesamtwirtschaftliche Entwicklung	51
2.1.3 Entwicklung der Bruttowertschpfung des verarbeitenden Gewerbes	53
2.2 Projektion der Entwicklung der Primärenergiepreise.....	55
2.2.1 Vorbemerkungen	55
2.2.2 Preisprojektionen fr Rohöl auf dem Weltmarkt	55
2.2.3 Preisprojektionen fr Erdgas und Steinkohle	58
2.2.4 Preisprojektionen fr Braunkohle.....	61
2.2.4.1 MMS	61
2.2.4.2 MWMS	62
2.2.5 Zusammenfassung fr die Projektion der Primärenergiepreise	64
2.3 Preise fr Treibhausgas-Emissionsberechtigungen.....	65
2.4 Rahmendaten in einzelnen Sektoren	66
2.4.1 Verkehr	66
2.4.1.1 Verkehrsnachfrage im MMS	66
2.4.1.2 Verkehrsnachfrage im MWMS	67
2.4.1.3 Vergleich der Rahmendaten und Annahmen in VP 2030 und MMS	69
2.4.1.4 Sensitivitätsanalyse: Verkehrsnachfrage bei veränderten Kraftstoffpreisen	70
2.4.2 Private Haushalte	72
2.4.2.1 Anzahl privater Haushalte	72
2.4.2.2 Raumwärme und Warmwasser	72
2.4.3 Industrie	73

2.4.4	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – Geräte und Prozesse	76
2.5	Sektorübergreifende Maßnahmen	77
2.5.1	Mit-Maßnahmen-Szenario.....	77
2.5.1.1	Ökonomische Instrumente	77
2.5.1.2	Förderprogramme	78
2.5.1.3	Ordnungsrecht	79
2.5.1.4	Flankierende Instrumente	81
2.5.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	81
2.5.2.1	Ökonomische Instrumente	82
2.5.2.2	Förderprogramme	82
2.5.2.3	Ordnungsrecht	83
2.5.2.4	Quantifizierte informatorische Instrumente	84
2.5.2.5	Flankierende Instrumente	84
2.6	Maßnahmen in einzelnen Sektoren	86
2.6.1	Stromerzeugung im Bereich Erneuerbare Energien.....	86
2.6.1.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	86
2.6.1.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	86
2.6.2	Fossile Stromerzeugung und Fernwärme.....	86
2.6.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	86
2.6.2.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	87
2.6.3	Verkehr	88
2.6.3.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	88
2.6.3.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	90
2.6.4	Gebäudebereich – Wärme- und Kältebereitstellung.....	93
2.6.4.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	93
2.6.4.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	100
2.6.5	Private Haushalte – Strom.....	105
2.6.5.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	105
2.6.5.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	107
2.6.6	Industrie & GHD – Strom und Prozesswärme / -dampf.....	108
2.6.6.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	108
2.6.6.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	112
2.6.7	Industrieprozesse und Produktverwendung (CO ₂ -, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen)	116
2.6.7.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	116
2.6.7.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	116

2.6.8	Industrieprozesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase).....	116
2.6.8.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	116
2.6.8.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	117
2.6.9	Landwirtschaft	118
2.6.9.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	118
2.6.9.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	119
2.6.10	Abfallwirtschaft / Abwasserbehandlung	120
2.6.10.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	120
2.6.10.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	121
3	Quantifizierung der Wirkungen der Maßnahmen und Instrumente zum Klimaschutz	122
3.1	Sektorale Projektionen.....	122
3.1.1	Erneuerbare und fossile Stromerzeugung	122
3.1.1.1	Methodik	122
3.1.1.2	Annahmen und Parameter	125
3.1.1.3	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	132
3.1.1.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	142
3.1.2	Andere Umwandlungssektoren.....	152
3.1.2.1	Methodik, Annahmen und Parameter	152
3.1.2.2	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	153
3.1.2.3	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	155
3.1.3	Verkehr	158
3.1.3.1	Methodik	158
3.1.3.2	Annahmen und Parameter MMS	160
3.1.3.3	Annahmen und Parameter MWMS	161
3.1.3.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	162
3.1.3.5	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	167
3.1.4	Gebäudebereich – Wärmebereitstellung.....	171
3.1.4.1	Methodik	171
3.1.4.2	Annahmen und externe Parameter im MMS und MWMS	172
3.1.4.3	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	173
3.1.4.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	179
3.1.5	Private Haushalte – Strom.....	184
3.1.5.1	Methodik	184
3.1.5.2	Annahmen und Parameter MMS	186
3.1.5.3	Annahmen und Parameter MWMS	189

3.1.5.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	190
3.1.5.5	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	191
3.1.6	Industrie	193
3.1.6.1	Methodik	193
3.1.6.2	Annahmen und Parameter MMS	197
3.1.6.3	Annahmen und Parameter MWMS	205
3.1.6.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	207
3.1.6.5	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	211
3.1.7	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – Geräte und Prozesse	216
3.1.7.1	Methodik	216
3.1.7.2	Annahmen und Parameter MMS	217
3.1.7.3	Annahmen und Parameter MWMS	218
3.1.7.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	218
3.1.7.5	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	221
3.1.8	Flüchtige Emissionen der Energiesektoren.....	224
3.1.8.1	Methodik, Annahmen und Parameter im MMS und MWMS	224
3.1.8.2	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	225
3.1.8.3	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	226
3.1.9	Industrieprozesse und Produktverwendung (CO ₂ -, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen)	228
3.1.9.1	Methodik sowie Annahmen und Parameter MMS	228
3.1.9.2	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	228
3.1.9.3	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	230
3.1.10	Industrieprozesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase).....	232
3.1.10.1	Methodik sowie Annahmen und Parameter MMS	232
3.1.10.2	Methodik sowie Annahmen und Parameter MWMS	234
3.1.10.3	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	234
3.1.10.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	237
3.1.11	Landwirtschaft	240
3.1.11.1	Methodik	240
3.1.11.2	Annahmen und Parameter MMS	240
3.1.11.3	Annahmen und Parameter MWMS	241
3.1.11.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	242
3.1.11.5	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	244
3.1.12	Abfallwirtschaft	246
3.1.12.1	Methodik	246

3.1.12.2	Annahmen und Parameter MMS	246
3.1.12.3	Annahmen und Parameter MWMS	247
3.1.12.4	Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios	247
3.1.12.5	Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios	248
3.2	Primär- und Endenergieverbrauch.....	249
3.2.1	Primärenergieverbrauch	249
3.2.1.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	250
3.2.2	Endenergieverbrauch.....	252
3.2.2.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	252
3.2.2.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	255
3.2.3	Bruttostromverbrauch und Bruttostromerzeugung	259
3.2.3.1	Mit-Maßnahmen-Szenario	259
3.2.3.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	260
3.3	Gesamte energie- und prozessbedingte Treibhausgasemissionen.....	262
3.3.1	Emissionen aus Verbrennungsprozessen.....	262
3.3.2	Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	265
3.4	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen und deren Komponenten	267
3.4.1	Mit-Maßnahmen-Szenario.....	267
3.4.1.1	Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Treibhausgasen	267
3.4.1.2	Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen	269
3.4.1.3	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in ETS und ESD	272
3.4.2	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	274
3.4.2.1	Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Treibhausgasen	274
3.4.2.2	Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen	277
3.4.2.3	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in ETS und ESD	280
3.4.3	Dynamik der Emissionsminderungen.....	281
3.5	Sensitivitätsanalysen.....	282
3.5.1	Sensitivitätsanalysen im Mit-Maßnahmen-Szenario	282
3.5.1.1	Sensitivitätsanalyse des Wirtschaftswachstums und der demographischen Entwicklung	282
3.5.1.2	Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreise im Stromsektor	284
3.5.1.3	Sensitivitätsanalyse Stromexport	287
3.5.1.4	Übersicht der THG-Reduktionen aller Sensitivitätsanalysen (Mit-Maßnahmen-Szenario)	287
3.5.2	Sensitivitätsanalysen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	290

3.5.2.1	Sensitivitätsanalyse des Wirtschaftswachstums und der demographischen Entwicklung	290
3.5.2.2	Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreise im Stromsektor	291
3.5.2.3	Sensitivität Stromexport	292
3.5.2.4	Übersicht der THG-Reduktionen aller Sensitivitätsanalysen (Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario)	293
4	Quellenverzeichnis.....	296
Anhang		304
A1	Instrumententypen.....	304
A2	Ergänzende Informationen zur Entwicklung des Kraftwerksparks	305
A3	Bruttostromerzeugung	307
A4	Endenergie nach Verkehrsträgern	309
A5	Sektorale Emissionsentwicklung im Sektorzuschnitt des BMUB	310
A6	Emissionsentwicklung mit GWPs aus dem IPCC AR4	312
A7	Brennstoffzuordnungen für Emissionstabellen	318
A8	Abkürzungsverzeichnis	319

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Modellübersicht zur Analyse der energiebedingten Treibhausgasemissionen.....	47
Abbildung 2-1:	Aktuelle Bevölkerungsprojektionen im Vergleich	49
Abbildung 2-2:	Vergleich aktueller Projektionen des Bruttoinlandsproduktes	52
Abbildung 2-3:	Vergleich aktueller Projektionen der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes.....	54
Abbildung 2-4:	Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Rohölpreises auf dem Weltmarkt, 1990–2040.....	56
Abbildung 2-5:	Vergleich der EIA-Referenzprojektionen für Öl (\$2010/bbl).....	57
Abbildung 2-6:	Historischer Verlauf und Modellierung von Rohöl-, Erdgas- und Steinkohlenpreisen, 1980–2013	58
Abbildung 2-7:	Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Erdgaspreises auf dem kontinentaleuropäischen Markt, 1990–2035	59
Abbildung 2-8:	Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Steinkohle-Weltmarktpreises für Lieferungen nach Nordwest-Europa, 1990–2035	60
Abbildung 2-9:	Historischer Verlauf und Projektion für die Entwicklung des Weltmarktpreises für Rohöl sowie der europäischen Preise für Erdgas und Steinkohle, 2000–2050.....	61
Abbildung 2-10:	Settlement-Preise für den EUA-Spotmarkt sowie EUA-Futures verschiedener Liefertermine, 2003–2016	65
Abbildung 2-11:	Szenarienvergleich: Verkehrsleistung im Personenverkehr 2030	71
Abbildung 2-12:	Szenarienvergleich: Verkehrsleistung im Güterverkehr 2030	71
Abbildung 2-13:	Wohnflächenentwicklung	73
Abbildung 2-14:	Übersicht zur Einordnung der sektorübergreifenden Instrumente.....	82
Abbildung 2-15:	Übersicht zur Einordnung der Instrumente des MWMS im Gebäudebereich	100
Abbildung 2-16:	Übersicht zur Einordnung der Instrumente des im MWMS im Bereich Strom privater Haushalte.....	107
Abbildung 2-17:	Übersicht zur Einordnung der Instrumente des MWMS im Bereich Industrie und GHD	112
Abbildung 3-1:	Stilllegungskalküle in ELIAS	123
Abbildung 3-2:	Iteration zwischen Kraftwerksstilllegung und -investition (ELIAS) und Kraftwerkseinsatz (PowerFlex)	125
Abbildung 3-3:	Wirkungsgrade von Bestandskraftwerken (Kondensation) nach Inbetriebnahmejahr	127
Abbildung 3-4:	Nettostromerzeugung im Mit-Maßnahmen-Szenario	133
Abbildung 3-5:	Nettostromerzeugung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	143

Abbildung 3-6:	Flussdiagramm zum TEMPS-Modell.....	158
Abbildung 3-7:	Struktur des Simulationsmodells Invert/EE-Lab.....	172
Abbildung 3-8:	Struktur der hinterlegten Gebäudetypologie in Invert/ EE-Lab.....	173
Abbildung 3-9:	Endenergieentwicklung der Wärmebereitstellung nach Gebäudekategorien im MMS.....	174
Abbildung 3-10:	Endenergieentwicklung nach Energieträger im MMS.....	174
Abbildung 3-11:	Endenergieentwicklung nach Energieträger im MWMS (ohne KWK-Maßnahme)	179
Abbildung 3-12:	Modellüberblick FORECAST-Residential (Geräte-Modul)	186
Abbildung 3-13:	Schematische Darstellung der Modellhierarchie am Beispiel des Papiergewerbes	195
Abbildung 3-14:	Anzahl der monatlichen Förderanträge im Programm Energieberatung Mittelstand	203
Abbildung 3-15:	Vereinfachte Darstellung des “Bottom-up“-Mengengerüsts für den Sektor GHD im Modell FORECAST	217
Abbildung 3-16:	Entwicklung der Emissionen von HFKW, FKW und SF ₆ im Mit-Maßnahmen-Szenario	235
Abbildung 3-17:	Entwicklung der Emissionen von HFKW, FKW und SF ₆ im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	238
Abbildung 3-18:	Primärenergieverbrauch im Mit-Maßnahmen-Szenario	250
Abbildung 3-19:	Endenergieverbrauch nach Brennstoffen im MMS.....	252
Abbildung 3-20:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im MMS.....	254
Abbildung 3-21:	Endenergieverbrauch nach Brennstoffen im MWMS	256
Abbildung 3-22:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im MWMS.....	258
Abbildung 3-23:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen im MMS (1990–2035, ohne internationale Treibstoffbunkerungen).....	271
Abbildung 3-24:	Beiträge der einzelnen Quellbereiche zur Emissionsminderung im MMS (2012–2035, ohne internationalen Luft- und Seeverkehr)	272
Abbildung 3-25:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen im MWMS (1990–2035, ohne internationalem Luft- und Seeverkehr)	278
Abbildung 3-26:	Beiträge der einzelnen Quellbereiche zur Emissionsminderung im MWMS (2012–2035, ohne internationalen Luft- und Seeverkehr).....	280
Abbildung 3-27:	Mittlere jährliche Emissionsminderung in Fünfjahresintervallen (1990–2035)	282
Abbildung 3-28:	Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen (MMS)	283
Abbildung 3-29:	CO ₂ -Emissionen des Stromsektors: Sensitivitätsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MMS	286

Abbildung 3-30: Komponentenanalyse fr die Entwicklung der energiebedingten
Treibhausgasemissionen (MWMS)291

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Ausgewählte demographische und wirtschaftliche Rahmendaten, 2015-2035	26
Tabelle 1-2:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2005-2035	28
Tabelle 1-3:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2005-2035	29
Tabelle 1-4:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2020 für die Sensitivitätsrechnungen (MMS und MWMS).....	31
Table 1-5:	Development of Germany’s total GHG emissions by sector in the with measures scenario, 2005-2035	38
Table 1-6:	Development of Germany’s total GHG emissions by sector in the with additional measures scenario, 2005-2035	39
Table 1-7:	Development of Germany’s total GHG emissions in 2020 for sensitivity calculations (WMS and WAMS)	41
Tabelle 2-1:	Projizierte Wachstumsraten der Bevölkerung in %	51
Tabelle 2-2:	Durchschnittliche, jährliche Wachstumsraten des Bruttoinlandsproduktes in verschiedenen Projektionen, sowie Vorschläge für den Projektionsbericht 2015 in %	53
Tabelle 2-3:	Durchschnittliche, jährliche Wachstumsraten der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes in verschiedenen Projektionen, sowie Vorschlag für den Projektionsbericht 2015 in %	54
Tabelle 2-4:	Entwicklung der Brennstoffkosten für Braunkohle in Deutschland, 2010 bis 2030	62
Tabelle 2-5:	Ergebnisse der Referenzpreis-Projektionen für Rohöl, Erdgas und Steinkohle, 2010–2035	64
Tabelle 2-6:	Verkehrsnachfrage Personenverkehr im MMS in Mrd. pkm.....	66
Tabelle 2-7:	Verkehrsnachfrage Güterverkehr im MMS in Mrd. tkm	67
Tabelle 2-8:	Verkehrsnachfrage Seeverkehr im MMS in Mrd. tkm	67
Tabelle 2-9:	Verkehrsnachfrage Personenverkehr im MWMS in Mrd. pkm.....	68
Tabelle 2-10:	Verkehrsnachfrage Güterverkehr im MWMS in Mrd. tkm	68
Tabelle 2-11:	Verkehrsnachfrage Seeverkehr im MWMS in Mrd. tkm	68
Tabelle 2-12:	Vergleich von Bevölkerungsentwicklung und Wirtschaftsentwicklung in VP 2030 und MMS für das Jahr 2030	69
Tabelle 2-13:	Vergleich der Benzinpreise in VP 2030 und in einer Sensitivität bei niedrigerem Rohölpreis und konstanter Energiesteuer gemäß Projektionsbericht 2015.....	70
Tabelle 2-14:	Entwicklung der Anzahl an Personen je privatem Haushalt und der Privaten Haushalte 2010-2035	72

Tabelle 2-15:	Entwicklung der Bruttowertschpfung der Industrie je Wirtschaftszweig [Mrd. Euro2010]	73
Tabelle 2-16:	Produktionsmengen energieintensiver Produkte	74
Tabelle 2-17:	Anzahl der Beschftigten je Wirtschaftszweig im Sektor GHD [Mio. Beschftigte]	76
Tabelle 2-18:	Energiebezugsflche je Wirtschaftszweig im Sektor GHD [Mio. m ²].....	77
Tabelle 2-19:	bersicht der einzelnen Lose der EU-Ökodesign Richtlinie, ihr aktueller Status sowie ihre Relevanz gemessen als Anteil am Energieverbrauch des Sektors (Stand: September 2014)*	80
Tabelle 2-20:	Primärpflicht erfüllende Maßnahmen EEWärmeG	97
Tabelle 2-21	Begleitmaßnahmen zur EU-F-Gas Verordnung 517/2014	117
Tabelle 3-1:	Technische Lebensdauern der Bestandskraftwerke	126
Tabelle 3-2:	Elektrische Wirkungsgrade von Bestandskraftwerken (Kondensation) nach Inbetriebnahmejahr	126
Tabelle 3-3:	Elektrische Wirkungsgrade von KWK-Anlagen (Bestandskraftwerke).....	127
Tabelle 3-4:	Primärenergieeinsatz von Müll (Industriemüll, Siedlungsabfälle, Klärschlamm) im MMS.....	128
Tabelle 3-5:	Primärenergieeinsatz von Müll (Industriemüll, Siedlungsabfälle, Klärschlamm) im MWMS.....	128
Tabelle 3-6:	Installierte Nettoleistung erneuerbarer Energien (MMS und MWMS).....	129
Tabelle 3-7:	Volllaststunden zur Berechnung des Dargebots erneuerbarer Energien	130
Tabelle 3-8:	Deutscher Stromexport zwischen 2012 und 2035, netto (MMS)	131
Tabelle 3-9:	Deutscher Stromexport zwischen 2012 und 2035, netto (MWMS).....	131
Tabelle 3-10:	Nettostromerzeugung im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2012-2035	134
Tabelle 3-11:	Installierte Nettoleistungen der Stromerzeugung im Mit-Maßnahmen-Szenario (ohne Kraftwerke in Kaltreserve)	135
Tabelle 3-12:	Treibhausgas-Emissionen der Kraftwerke nach Gasen im MMS, 1990–2035	136
Tabelle 3-13:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im MMS, 1990–2035	137
Tabelle 3-14:	THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im MMS, 1990–2035	138
Tabelle 3-15:	Summe der Stromeinsparungen im MMS.....	139
Tabelle 3-16:	Installierte Leistung der erneuerbaren Energien im OMS.....	139
Tabelle 3-17:	Installierte Leistung der KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas im MMS und im OMS	140
Tabelle 3-18:	CO ₂ -Minderungswirkung der einzelnen Maßnahmen in der Stromerzeugung im MMS (Annahme für das Backup-Kraftwerk: Emissionsfaktor von Erdgas).....	140
Tabelle 3-19:	Stromerzeugung des Backup-Kraftwerks ggü. dem MMS.....	141

Tabelle 3-20:	CO ₂ -Minderungswirkung der einzelnen MaBnahmen in der Stromerzeugung im MMS (Annahme fr das Backup-Kraftwerk: Emissionsfaktor von Steinkohle).....	142
Tabelle 3-21:	Nettostromerzeugung im Mit-Weiteren-MaBnahmen-Szenario, 2012-2035	144
Tabelle 3-22:	Installierte Nettoleistungen der Stromerzeugung im Mit-Weiteren-MaBnahmen-Szenario (ohne Kraftwerke in Kaltreserve)	145
Tabelle 3-23:	Treibhausgas-Emissionen der Kraftwerke nach Gasen im MWMS, 1990-2035	146
Tabelle 3-24:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im MWMS, 1990-2035	147
Tabelle 3-25:	THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im MWMS, 1990-2035	148
Tabelle 3-26:	Summe der Stromeinsparungen im MWMS gegenber dem MMS	149
Tabelle 3-27:	CO ₂ -Minderungswirkung der einzelnen MaBnahmen in der Stromerzeugung im MWMS gegenber dem MMS.....	151
Tabelle 3-28:	Energieeinsatz in den ubrigen Umwandlungssektoren im MMS 2010-2035	154
Tabelle 3-29:	Emissionsentwicklungen fr die ubrigen Umwandlungssektoren im MMS nach Gasen, 1990-2035.....	155
Tabelle 3-30:	Emissionsentwicklungen fr die ubrigen Umwandlungssektoren im MMS nach Brennstoffen, 1990-2035.....	155
Tabelle 3-31:	Energieeinsatz in den ubrigen Umwandlungssektoren im MWMS 2010-2035	156
Tabelle 3-32:	Emissionsentwicklungen fr die ubrigen Umwandlungssektoren im MWMS nach Gasen, 1990-2035.....	157
Tabelle 3-33:	Emissionsentwicklungen fr die ubrigen Umwandlungssektoren im MWMS nach Brennstoffen, 1990-2035.....	157
Tabelle 3-34:	Endenergieverbrauch des Verkehrssektors (ohne Sonderverkehre) im MMS in PJ	163
Tabelle 3-35:	Energieverbrauch der Sonderverkehre im MMS in PJ	164
Tabelle 3-36:	Emissionsentwicklungen fr den Verkehr nach Brennstoffen und Sektoren, 1990-2035	165
Tabelle 3-37:	Emissionsentwicklungen fr den Verkehr nach Brennstoffen gesamt, 1990-2035	166
Tabelle 3-38:	Direkte Emissionsminderungen im Sektor Verkehr	167
Tabelle 3-39:	Sensitivitt: Zusatzemission durch hhere Verkehrsnachfrage	167
Tabelle 3-40:	Endenergieverbrauch des Verkehrssektors (ohne Sonderverkehre) im MWMS in PJ	168
Tabelle 3-41:	Energieverbrauch der Sonderverkehre im MWMS in PJ	168

Tabelle 3-42:	Emissionsentwicklungen fr den Verkehr nach Brennstoffen, 1990–2035	169
Tabelle 3-43:	Direkte Emissionsminderungen im Sektor Verkehr (MWMS) gegenber dem MMS	170
Tabelle 3-44:	Definition der Vergleichsszenarien zur Quantifizierung der EinzelmaBnahmenwirkung	175
Tabelle 3-45:	Einsparungen fossiler Brennstoffe	176
Tabelle 3-46:	Direkte Emissionsminderungen	177
Tabelle 3-47:	Auswirkung auf Stromnachfrage	177
Tabelle 3-48:	Emissionsentwicklungen der privaten Haushalte nach Gasen, 1990–2035	178
Tabelle 3-49:	Emissionsentwicklungen fr die Gebude privater Haushalte nach Brennstoffen, 1990–2035	179
Tabelle 3-50:	Zusätzliche Einsparungen fossiler Brennstoffe pro Jahr durch Änderungen der Instrumentenausgestaltung im MWMS (ohne Wirkungen auf Umwandlungssektor).....	181
Tabelle 3-51:	Zusätzliche Emissionsminderung durch Einsparung fossiler Brennstoffe pro Jahr im MWMS (ohne KWK-MaBnahme)	182
Tabelle 3-52:	Emissionsentwicklungen der privaten Haushalte nach Gasen, 1990–2035	183
Tabelle 3-53:	Emissionsentwicklungen fr die Gebude privater Haushalte nach Brennstoffen, 1990–2035	184
Tabelle 3-54:	Erwartete Entwicklung des Bestands an elektrischen Geräten in privaten Haushalten	187
Tabelle 3-55:	Erwartete Entwicklung des spezifischen Verbrauchs elektrischer Geräte in privaten Haushalten im MMS	188
Tabelle 3-56:	Erwartete Entwicklung des spezifischen Verbrauchs elektrischer Geräte in privaten Haushalten im MWMS	189
Tabelle 3-57:	Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte 2010–2035 im MMS.....	190
Tabelle 3-58:	Wirkung der strombezogenen MaBnahmen im Sektor private Haushalte - MMS.....	190
Tabelle 3-59:	Übersicht der MaBnahmen im Bereich private Haushalte-Strom (MWMS).....	191
Tabelle 3-60:	Wirkung der strombezogenen MaBnahmen im Sektor private Haushalte - MWMS	192
Tabelle 3-61:	Eingangsparameter der Sektormodule des Modells FORECAST	194
Tabelle 3-62:	Branchenstruktur von FORECAST-Industry (angelehnt an AGEB)	195
Tabelle 3-63:	Zuordnung der energieintensiven Industrieprozesse und -produkte zum Emissionshandel.....	197
Tabelle 3-64:	Von der Strom- bzw. Energiesteuer entlastete Produktionsprozesse.....	199

Tabelle 3-65:	Überschneidungen bei der Wirkung der BesAr sowie des Spitzenausgleichs im produzierenden Gewerbe (grün: Entlastung gekoppelt an EMS; blau: Entlastung ohne Anforderung; orange: keine Entlastung; grau: keine Belastung); Mengenangaben für 2013	202
Tabelle 3-66:	Übersicht der Maßnahmen in den Sektoren Industrie und GHD	207
Tabelle 3-67:	Wirkung der Maßnahmen im Sektor Industrie im MMS - Stromeinsparungen	209
Tabelle 3-68:	Wirkung der Maßnahmen im Sektor Industrie im MMS – Einsparungen von Brennstoffen und CO ₂ -Emissionen	210
Tabelle 3-69:	Emissionsentwicklungen für die Industrierwärmeerzeuger und Prozessfeuerungen im MMS nach Gasen, 1990–2035	211
Tabelle 3-70:	Emissionsentwicklungen für die Industrierwärmeerzeuger und Prozessfeuerungen im MMS nach Brennstoffen, 1990–2035	211
Tabelle 3-71:	Übersicht der Maßnahmen in den Sektoren Industrie und GHD im MWMS.....	212
Tabelle 3-72:	Wirkung der Maßnahmen im Sektor Industrie im MWMS – Stromeinsparungen gegenüber dem MMS.....	213
Tabelle 3-73:	Wirkung der Maßnahmen im Sektor Industrie im MWMS – Einsparungen von Brennstoffen und CO ₂ -Emissionen gegenüber dem MMS	213
Tabelle 3-74:	Emissionsentwicklungen für die Industrierwärmeerzeuger und Prozessfeuerungen im MWMS nach Gasen, 1990–2035	215
Tabelle 3-75:	Emissionsentwicklungen für die Industrierwärmeerzeuger und Prozessfeuerungen im MWMS nach Brennstoffen, 1990–2035	215
Tabelle 3-76:	Wirkung der Maßnahmen im Sektor GHD im MMS - Stromeinsparungen	219
Tabelle 3-77:	Wirkung der Maßnahmen im Sektor GHD im MMS – Einsparungen von Brennstoffen und CO ₂ -Emissionen	219
Tabelle 3-78:	Emissionsentwicklungen für den GHD-Sektor im MMS nach Gasen, 1990–2035	220
Tabelle 3-79:	Emissionsentwicklungen für den GHD-Sektor im MMS nach Brennstoffen, 1990–2035	221
Tabelle 3-80:	Wirkung der Maßnahmen im Sektor GHD im MWMS – Stromeinsparungen gegenüber dem MMS.....	222
Tabelle 3-81:	Wirkung der Maßnahmen im Sektor GHD im MWMS – Einsparungen von Brennstoffen und CO ₂ -Emissionen gegenüber dem MMS.....	222
Tabelle 3-82:	Emissionsentwicklungen für den GHD-Sektor im MWMS nach Gasen, 1990–2035	223
Tabelle 3-83:	Emissionsentwicklungen für den GHD-Sektor im MWMS nach Brennstoffen, 1990–2035	224
Tabelle 3-84:	Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors, 2005–2035	225
Tabelle 3-85:	Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors, 2005–2035	227

Tabelle 3-86:	Entwicklung der prozessbedingten CO ₂ -Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2005-2035	229
Tabelle 3-87:	Entwicklung der CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im MMS und MWMS, 2005-2035	230
Tabelle 3-88:	Entwicklung der prozessbedingten CO ₂ -Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im Mit-weiteren Maßnahmen-Szenario, 2005-2035	231
Tabelle 3-89:	Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im MMS 2005-2035	236
Tabelle 3-90:	Emissionsminderungen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im MWMS gegenüber dem MMS 2020-2035	238
Tabelle 3-91:	Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im MWMS 2005-2035	239
Tabelle 3-92:	Entwicklung der Tierbestände 1990-2035 in Mio.	243
Tabelle 3-93:	Entwicklung der Methanemissionen in der Landwirtschaft 1990 – 2035 in kt CH ₄	243
Tabelle 3-94:	Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden im MMS in Mio. t N/Jahr	243
Tabelle 3-95:	Entwicklung der Lachgasemissionen in der Landwirtschaft im MMS 1990-2035 in kt N ₂ O	244
Tabelle 3-96:	Entwicklung der Methan- und Lachgasemissionen in der Landwirtschaft im MMS 1990-2035	244
Tabelle 3-97:	Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden im MWMS in Mio. t N/Jahr	244
Tabelle 3-98:	Entwicklung der Lachgasemissionen in der Landwirtschaft im MWMS 1990-2035 in kt N ₂ O	245
Tabelle 3-99:	Entwicklung der Methan- und Lachgasemissionen in der Landwirtschaft im MWMS 1990-2035.....	245
Tabelle 3-100:	Entwicklung der Methan- und Lachgas-Emissionen aus der Abfallwirtschaft im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990-2035	247
Tabelle 3-101:	Entwicklung der Methan- und Lachgas-Emissionen aus der Abfallwirtschaft im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990-2035.....	248
Tabelle 3-102:	Primärenergieverbrauch im MMS 2008-2035	251
Tabelle 3-103:	Endenergieverbrauch nach Brennstoffen im MMS.....	253
Tabelle 3-104:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im MMS.....	254
Tabelle 3-105:	Endenergieverbrauch nach Brennstoffen im MWMS.....	257
Tabelle 3-106:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im MWMS.....	258
Tabelle 3-107:	Bruttostromverbrauch im MMS 2008-2035	260
Tabelle 3-108:	Bruttostromverbrauch im MWMS 2008-2035	261

Tabelle 3-109:	Emissionsentwicklungen fr die verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen nach Gasen, 1990–2035.....	263
Tabelle 3-110:	Entwicklung der gesamten verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen nach Brennstoffen im MMS, 1990–2035	264
Tabelle 3-111:	Entwicklung der gesamten verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen nach Brennstoffen im MWMS, 1990–2035.....	265
Tabelle 3-112:	Emissionsentwicklungen fr die prozessbedingten Treibhausgasemissionen nach Gasen, 1990–2035.....	266
Tabelle 3-113:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Gasen im MMS, 2005-2035	268
Tabelle 3-114:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen im MMS, 2005-2035	271
Tabelle 3-115:	Emissionsentwicklung im Emissionshandel und in den ESD-Sektoren im MMS 2005-2035, vorlufig.....	274
Tabelle 3-116:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Gasen im MWMS, 2005-2035	276
Tabelle 3-117:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen im MWMS, 2005-2035	278
Tabelle 3-118:	Emissionsentwicklung im Emissionshandel und in den ESD-Sektoren im MWMS 2005-2035, vorlufig	281
Tabelle 3-119:	Brennstoffpreisannahmen im Projektionsbericht 2015, laut Empfehlung der EU-Kommission und im Sensitivittsszenario	285
Tabelle 3-120:	Wechselkurse in PB 2015 und Empfehlung sowie Korrekturfaktoren	285
Tabelle 3-121:	Stromerzeugung der Sensitivittsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MMS (Differenzbetrachtung Sensitivitt-MMS)	286
Tabelle 3-122:	CO ₂ -Emissionen des Stromsektors der Sensitivittsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MMS	287
Tabelle 3-123:	Stromerzeugung nach Brennstoffen sowie CO ₂ -Emissionen im Stromsektors fr die Sensitivittsberechnung Stromexport im Vergleich zum MMS (2020).....	287
Tabelle 3-124:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen fr die Sensitivittsrechnungen (MMS)	289
Tabelle 3-125:	Stromerzeugung der Sensitivittsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MWMS (Differenzbetrachtung Sensitivitt-MWMS)	292
Tabelle 3-126:	CO ₂ -Emissionen des Stromsektors der Sensitivittsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MWMS	292
Tabelle 3-127:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen fr die Sensitivittsrechnungen (MWMS)	294
Tabelle A-4-1:	Klassifikation der Instrumententypen	304
Tabelle A-4-2:	Kraftwerke in Bau, 2013-2016, MWMS.....	305

Tabelle A-4-3:	Im Bereich der KWKG-Neubauförderung unterstellter Bau von zusätzlichen Erdgas-GuD-KWK-Anlagen, 2016-2019 (MWMS)	305
Tabelle A-4-4:	In die Sicherheitsbereitschaft überführte Braunkohle-Kraftwerke (MWMS).....	306
Tabelle A-4-5:	Bruttostromerzeugung im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2008-2035	307
Tabelle A-4-6:	Bruttostromerzeugung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2008- 2035	308
Tabelle A-4-7:	Endenergie nach Verkehrsträgern im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2012- 2035	309
Tabelle A-4-8:	Endenergie nach Verkehrsträgern im Mit-Weiteren-Maßnahmen- Szenario, 2012-2035	309
Tabelle A-4-9:	Sektorale Emissionsentwicklung des MMS im Sektorzuschnitt des BMUB	310
Tabelle A-4-10:	Sektorale Emissionsentwicklung des MWMS im Sektorzuschnitt des BMUB	311
Tabelle A-4-11:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase im MMS nach Gasen unter Verwendung von GWPs aus dem IPCC AR4, 2005-2035	312
Tabelle A-4-12:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase im MMS nach Quellbereichen unter Verwendung von GWPs aus dem IPCC AR4, 2005-2035	313
Tabelle A-4-13:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase im MWMS nach Gasen unter Verwendung von GWPs aus dem IPCC AR4, 2005-2035	314
Tabelle A-4-14:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase im MWMS nach Quellbereichen unter Verwendung von GWPs aus dem IPCC AR4, 2005- 2035	315
Tabelle A-4-15:	Gegenüberstellung der GWPs von Treibhausgasen aus dem IPCC SAR und AR4.....	317
Tabelle A-4-16:	Übergeordnete Brennstoffkategorien	318

Abstract (deutsch)

Im Projekt „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort-Sharing-Decision im Projektionsbericht 2015 (Politiksznarien VII)“ wurden fr den deutschen Projektionsbericht 2015 zwei Szenarien fr die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland fr den Zeitraum 2005 bis 2035 erarbeitet:

- Ein *Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)*, in dem alle bis zum 31. August 2014 in den verschiedenen Sektoren neu eingefhrten oder maßgeblich geänderten klima- und energiepolitischen Maßnahmen enthalten sind. Dieses Szenario wurde am 15. März 2015 von der Bundesregierung bei der Europäischen Kommission eingereicht.
- Ein *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)*, in dem die im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz im Dezember 2014 zusätzlich von der Bundesregierung beschlossenen Maßnahmen, um das Treibhausgasminderungsziel von 40% bis 2020 gegenüber 1990 zu erreichen, enthalten sind. Dieses Szenario wurde im Oktober 2016 von der Bundesregierung bei der Europäischen Kommission eingereicht.

Der vorliegende Bericht entspricht inhaltlich im Wesentlichen dem Projektionsbericht der Bundesregierung 2015.

Für die *gesamten Treibhausgasemissionen* (ohne LULUCF) ergibt sich im *Mit-Maßnahmen-Szenario* fr den Zeitraum 1990 bis 2020 eine Minderung um 32,7 %, bis 2030 werden 43 % gemindert und bis 2035 etwa 48 % erreicht. Im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* werden im Zeitraum 1990 bis 2020 etwa 37,4 % gemindert, bis 2030 49 %, und bis 2035 liegt die Minderung bei knapp 53 %.

Den Emissionsentwicklungen liegen unterschiedliche klima- und energiepolitische Maßnahmen bzw. Zielsetzungen zu Grunde. Die größten Beiträge zur Emissionsminderung im *Mit-Maßnahmen-Szenario* erbringen eine vermehrte Einspeisung erneuerbarer Energien durch das EEG und die Einsparungen von Strom in den einzelnen Sektoren. Die Einbeziehung industrieller N₂O-Emittenten in den EU-Emissionshandel trägt ebenfalls zu erheblichen Minderungen bei. Im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* erbringen zum MMS zusätzliche Einsparungen von Strom durch NAPE-Maßnahmen in den einzelnen Sektoren sowie die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft bis zum Jahr 2020 die größten Beiträge zur Emissionsminderung, aber auch flankierende Maßnahmen aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz und NAPE führen zu zusätzlichen Minderungen.

Im Vergleich zum Jahr 2012 sinkt der Endenergieverbrauch im *Mit-Maßnahmen-Szenario* bis 2035 um etwa 5 %. Bei den Mineralölprodukten ist in diesem Zeitraum ein deutlicher Rückgang um 38 % zu beobachten. Entgegen dem Trend bei den fossilen Energieträgern nimmt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien stark zu. Der Stromverbrauch sinkt hingegen insgesamt bis 2035 nur leicht. Im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* sinkt der Endenergieverbrauch von 2012 bis 2035 um 23 %. Neben einem stärkeren Rückgang bei den Mineralölprodukten um 44 % sinkt der Stromverbrauch insgesamt bis 2035 um 11%.

Jenseits der energiebedingten Treibhausgasemissionen entfallen im *Mit-Maßnahmen-Szenario* noch erhebliche Emissionsminderungen auf Maßnahmen bzw. Entwicklungen im Bereich der Industrieprozesse und der Abfallwirtschaft.

Abstract (englisch)

In the project ‘GHG projections: Further development of the methods and implementation of the EU Effort Sharing Decision in the 2015 projection report (‘Policy Scenarios VII’), the two following scenarios on the development of greenhouse gas emissions in Germany for the period of 2005 to 2035 were elaborated for the 2015 German projections report:

- A *With Measures Scenario (WMS)* which includes all climate and energy policy measures that had been introduced or significantly modified by 31 August 2014 in the different sectors. This scenario was submitted by the German government to the European Commission on 15 March 2015.
- A *With Additional Measures Scenario (WAMS)* which contains additional measures included by the German government in Germany’s Climate Action Programme 2020 and its National Action Plan for Energy Efficiency in December 2014 in order to meet the target of reducing its GHG emissions by 40 % by 2020 compared to 1990. This scenario was submitted by the German government to the European Commission in October 2016.

This report comprises the same content as the German projections report 2015.

In terms of Germany’s *total GHG emissions* (without LULUCF) there is a decrease of 32.7 % in the *with measures scenario* for the period of 1990 to 2020, by 2030 the decrease is 43 % and by 2035 an approx. 48 % reduction is achieved. In the *with additional measures scenario*, Germany’s emissions are reduced by approx. 37.4 % in the 1990 to 2020 period, by 49 % by 2030, and by almost 53 % by 2035.

The emission developments shown in the report are based on different climate and energy policy measures and targets. The largest contributions to emission reduction in the *with measures scenario* are made by the increased feed-in of renewable energy under the German Renewable Sources Act (EEG) and by electricity savings in the individual sectors. The inclusion of industrial N₂O emissions in the EU Emissions Trading System also brings about substantial emission reductions. In the *with additional measures scenario*, additional electricity savings achieved by the NAPE measures in the individual sectors as well as the lignite stand-by reserve are the main contributors to emission reductions up to 2020; moreover, flanking measures from the Climate Action Programme 2020 and NAPE lead to additional reductions.

In the *with measures scenario*, Germany’s final energy consumption falls by approx. 5 % by 2035 compared to 2012. In terms of petroleum products, there is a significant decline in emissions amounting to 38 % in the same time frame. Contrary to the trend in fossil fuels, there is a strong increase in the final energy consumption of renewable energies. By contrast, electricity consumption decreases only slightly by 2035. In the *with additional measures scenario*, final energy consumption decreases by 23 % from 2012 to 2035. Alongside a strong decline in the emissions of petroleum products (amounting to 44 %), electricity consumption falls by 11 % by 2035 overall.

In addition to the mitigation of energy-related greenhouse gas emissions, substantial emission reductions are also achieved by measures and developments in industrial processes and waste management in the *with measures scenario* (WMS).

Zusammenfassung

Im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden von den Projektpartnern Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI) und Öko-Institut unter dem Titel „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort-Sharing-Decision im Projektionsbericht 2015 (Politiksznarien VII)“ für den deutschen Projektionsbericht 2015 ein *Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)* für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland für den Zeitraum 2005 bis 2035 erarbeitet. Darin enthalten sind alle bis zum 31. August 2014 in den verschiedenen Sektoren neu eingeführten oder maßgeblich geänderten klima- und energiepolitischen Maßnahmen. Dieses Szenario wurde am 15. März 2015 von der Bundesregierung bei der Europäischen Kommission eingereicht.

Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz wurden im Dezember 2014 zusätzliche Maßnahmen von der Bundesregierung beschlossen, um das Treibhausgasemissionsziel von 40% bis 2020 gegenüber 1990 zu erreichen. Diese hat das Konsortium in einem zweiten Szenario abgebildet, dem *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)*. Letzteres wurde im Oktober 2016 von der Bundesregierung bei der Europäischen Kommission eingereicht. Um die Vergleichbarkeit der Szenarien sicherzustellen, wurde in beiden Szenarien (MMS und MWMS) der gleiche Rahmendatensatz verwendet.

Der vorliegende Bericht entspricht inhaltlich im Wesentlichen dem Projektionsbericht der Bundesregierung 2015.

Im Rahmen der Szenarienberechnung erfolgte eine detaillierte Analyse der bis zum jeweiligen Abschneidedatum ergriffenen klima- und energiepolitischen Maßnahmen hinsichtlich ihrer Effekte für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Berücksichtigt wurden dabei die Emissionen der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) für die Quellsektoren Energie, Industrieprozesse, Produktverwendung, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft. Der Quellbereich Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft wurde in den Analysen nicht berücksichtigt.

Zur Szenarienentwicklung wurden ein Energiesystem- und ein Emissionsberechnungsmodell eingesetzt, mit deren Hilfe die Ergebnisse detaillierter – zum Teil modellgestützter – Sektoranalysen zu einem konsistenten und vollständigen Mengengerüst für den Energiebedarf und die Treibhausgasemissionen verdichtet wurden, das vollständig kompatibel zu den deutschen Treibhausgasinventaren (Stand: Nationaler Inventarbericht 2014) ist. Spezifische Untersuchungen wurden für die Bereiche Raumwärme und Warmwasser, elektrische Geräte, Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Verkehr, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die fossile Stromerzeugung sowie für die flüchtigen Emissionen des Energiesektors und prozessbedingte CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen angestellt. Für ausgewählte andere Quellbereiche (HFKW-, FKW- und SF₆-Emissionen sowie die Landwirtschaft) wurden Ergebnisse anderer Untersuchungen übernommen bzw. aufgearbeitet.

Die Berechnungen der Szenarien in diesem Bericht sind in großem Maß vom nationalen Treibhausgasinventar abhängig. Das aktuellste zum Zeitpunkt der Berechnung dieses Szenarios verfügbare Treibhausgasinventar ist aus dem Berichtsjahr 2014 (UBA 2014a+b) und wurde unter Anwendung der *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC 1996) unter Verwendung von Treibhausgaspotentialen des Zweiten Sachstandsbericht des IPCC (IPCC 1995) erstellt. Ab dem Berichtsjahr 2015 hingegen gelten *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC 2006) unter Verwendung von Treibhausgaspotentialen aus dem Vierten Sachstandsbericht (IPCC 2007). Eine vollständige, mit dem im Jahr 2015 veröffentlichten Treibhausgasinventar komplett konsistente Umrechnung der Ergebnisse dieses Berichts ist nicht möglich.

Einordnung in Bezug auf bisherige Projektionen

Das Bundeskabinett hat am 3. Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (APK 2020), den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) sowie den Fortschrittsbericht zur Energiewende beschlossen. Da-

rin werden u.a. Aussagen über die zu erwartende Minderung des Energieverbrauchs sowie der Treibhausgase zum Jahr 2020 getroffen.

Demnach gehen aktuelle Projektionen davon aus, dass durch die bis Oktober 2012 beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgase um etwa 33 bis 34 Prozent erreicht werden kann, mit einer Unsicherheit von +/- 1 Prozent. Daraus ergibt sich ein Korridor für die Klimaschutz-Lücke von 5 bis 8 Prozentpunkten (ohne Berücksichtigung der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 und des NAPE). Diese Schätzung beruht insbesondere auf Annahmen zur künftigen gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, zur Entwicklung der Energie- und Kohlendioxid-Preise (CO₂-Preise), der Struktur und Nutzungsdauer des Kraftwerksparks und zur Bevölkerungsentwicklung. Der Minderungsbedarf kann somit je nach Entwicklung dieser Faktoren höher oder niedriger ausfallen. Der notwendige Minderungsbedarf wird bis zum Jahr 2020 kontinuierlich überprüft.

Der Primärenergieverbrauch (PEV) der Bundesrepublik Deutschland ist temperaturbereinigt im Zeitraum von 2008 bis 2013 um 5,1 Prozent bzw. um mehr als 700 PJ gesunken (Quelle: AG Energiebilanzen 2014).

Nach einer ersten Schätzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) auf Basis der ersten neun Monate ist der unbereinigte Primärenergieverbrauch in Deutschland in 2014 um fünf Prozent gesunken. Bereinigt um die Effekte des extrem milden Winters lag der Primärenergieverbrauch voraussichtlich um zwei Prozent unter dem Vorjahresergebnis. Damit liegt der Primärenergieverbrauch aktuell unter den Prognosewerten z.B. des Projektionsberichts 2013.

Bis 2020 wird sich der absolute Primärenergieverbrauch voraussichtlich weiter verringern. Unterschiedliche Szenarienberechnungen – insbesondere das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario 2012 (aus den Klimaschutzszenarien 2050) und der Projektionsbericht 2013 – sowie eine auf statistischen Daten beruhende Trendfortschreibung gehen (ohne zusätzliche Maßnahmen) bei konservativer Abschätzung von einer Verringerung von 7,2 Prozent bis 10,1 Prozent bis 2020 im Vergleich zum Basisjahr 2008 aus. Somit sind die in den vergangenen Jahren erreichten Fortschritte und Maßnahmen für die Energieeinsparung noch nicht ausreichend für die Erreichung der nationalen Effizienzziele.

Hieraus leitet sich ab, dass zur Einhaltung des PEV-Ziels des Energiekonzepts bis 2020 noch eine deutliche zusätzliche Verringerung des PEV um mindestens 1.400 PJ notwendig ist. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die genannten Szenarien nicht die Effizienzmaßnahmen erfassen, die seit Oktober 2012 beschlossen wurden. Deshalb hat die Bundesregierung in NAPE und APK 2020 weitere Maßnahmen beschlossen, die zu einer weiteren Steigerung der Energieeffizienz beitragen.

Rahmendaten

Für die Entwicklung der Energiebedarfs- und Emissionsszenarien spielt eine Reihe wichtiger Rahmensetzungen eine entscheidende Rolle. Dies betrifft sowohl die demographischen und wirtschaftlichen Rahmendaten als auch die Entwicklung der Energiepreise. Im MMS sowie im MWMS wurden Daten verwendet, die bis zum 30. Juni 2014 veröffentlicht wurden. Daten, die nach diesem Datum erschienen sind, konnten aus Konsistenzgründen der beiden Szenarien in der Modellierung nicht mehr berücksichtigt werden. Die Tabelle 1-1 zeigt die wichtigsten Rahmendaten für die Szenarien im Überblick.

Der Szenarienentwicklung liegt eine demographische Entwicklung zugrunde, in der die deutsche Wohnbevölkerung um das Jahr 2002 herum ihr höchstes Niveau erreicht, dann bis 2011 – als zusätzlich eine Korrektur der Bevölkerungsstatistik um ca. 1,5 Mio. Menschen nach unten erfolgte – zurückgeht, zwischen 2012 und 2014 noch minimal ansteigt und in den folgenden Jahren kontinuierlich leicht zurückgeht, so dass für das Jahr 2035 knapp 78 Millionen Einwohner erwartet werden. Trotzdem erhöht sich die Zahl der Privathaushalte durch den anhaltenden Trend zu kleineren Haushalten noch leicht und geht erst nach 2030 zurück.

Tabelle 1-1: Ausgewählte demographische und wirtschaftliche Rahmendaten, 2015-2035

	2015	2020	2025	2030	2035
Demographische Entwicklung					
Wohnbevölkerung (in Mio.)	80,9	80,4	79,8	79,0	77,9
Private Haushalte (in Mio.)	40,12	40,76	40,96	40,97	40,90
Wirtschaftliche Entwicklung					
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. € 2010) ¹	2.664	2.839	2.987	3.136	3.302
Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes (Mrd. € 2010)	564	586	607	628	650
Beschäftigte im Dienstleistungssektor (in Mio.)	29,1	30,0	30,5	31,0	30,9
Primärenergieträgerpreise					
Rohöl (US-\$/bbl)	93	93	105	114	125
CO₂-Zertifikatspreise (€/EUA)					
MMS ²	7,5	10	14	35	57
MWMS	7,5	10	27	37	57

Quellen: StBA (2009), BMWi (2014b), OECD (2014b), EIA (2014), EC (2013a), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Für die wirtschaftliche Entwicklung wird bis zum Jahr 2035 ein relativ stetiges Wachstum unterstellt, welches sich auf die Kurzfristprognosen des BMWi, die Herbstprojektion der Bundesregierung des Jahres 2014 und die OECD-Projektionen stützt. Das Niveau des deutschen Bruttoinlandsproduktes im Jahr 2035 liegt danach um ca. 32% über dem des Jahres 2010. Die Bruttowertschöpfung im produzierenden Gewerbe nimmt im gleichen Zeitraum mit etwa 28% nicht ganz so stark zu. Für den Bereich privater und öffentlicher Dienstleistungen wird von einem Anstieg der Beschäftigten bis ca. 2030 in der Größenordnung von 2,8 Millionen ausgegangen, dies entspricht einem Anstieg um 10% im Vergleich zu 2010. Nach 2030 wird von einem leichten Rückgang der Beschäftigten in diesem Sektor ausgegangen. Der Preis für Rohöl wird im Jahr 2035 deutlich über dem Preis des Jahres 2010 liegen. Es wird ein Anstieg um 57% erwartet.

Hinsichtlich der Preise für EU-Emissionsberechtigungen liegt den Szenarien ein steigender Preistrend zu Grunde, der im Jahr 2035 ein Niveau von 57 € je EUA (real, Preisbasis 2010) erreicht. Dabei liegen im MWMS die EUA-Preise in den Jahren 2025 und 2030 aufgrund der Reformmaßnahmen im Emissionshandel höher als im MMS. Auch im Jahr 2020 wären eigentlich deutlich höhere EUA-Preise im MWMS als im MMS zu erwarten. Die Mitte 2015 beschlossene Einführung der Marktstabilitätsreserve (MSR) und die direkte Überführung der Backloading-Mengen sowie nicht zugeteilter Emissionszertifikate aus der laufenden Handelsperiode in die MSR sind gegenüber dem MMS mit einer deutlichen Verknappung des Angebots auf dem Kohlenstoffmarkt verbunden. Allerdings haben sich die Preisannahmen für das MMS aus heutiger Sicht als zu optimistisch herausgestellt (vgl. auch Abschnitt 2.3). Die Preisannahmen in einem aktualisierten MMS würden auch 2020 unter denen des

¹ Die VGR-Revision in 2014 setzt die Regeln des „Europäischen Systems der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung“ (ESVG) von 2010 um und erhöht das BIP in 2013 um ca. 80 Mrd. Euro. In der Tabelle werden für die Darstellung der Trajektorie des stat. Bundesamts und der Herbstprojektionen aus Gründen der Vergleichbarkeit mit anderen Studien die Größen vor Revision dargelegt, die Wachstumsraten entsprechen jedoch der Neuberechnung nach Revision.

² Die Preisannahmen für das MMS haben sich aus heutiger Sicht als zu optimistisch herausgestellt (vgl. auch Abschnitt 2.3). Die Preisannahmen in einem aktualisierten MMS würden auch 2020 unter denen des MWMS liegen.

MWMS liegen. Für den vorliegenden Bericht ist ein direkter Vergleich des MMS und des MWMS in Bezug auf die Minderungswirkung der Emissionshandelsreform daher nicht möglich.

Emissionsentwicklung

Die Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen ergibt sich einerseits aus den energiebedingten Treibhausgasemissionen und andererseits aus den Treibhausgasemissionen aus Industrieprozessen, der Produktverwendung, der Landwirtschaft und der Abfallwirtschaft. Solche Schätzungen der Emissionsentwicklung sind selbst bezüglich relativ kurzer Zeiträume mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Wirtschaftsentwicklung, Energiepreise und andere Rahmenbedingungen können die tatsächliche Entwicklung stark beeinflussen. Die Ergebnisse sind daher vor dem Hintergrund der dargestellten Annahmen zu den Rahmendaten zu bewerten. Entsprechende Sensitivitätsanalysen für beide Szenarien zeigen die mögliche Größenordnung der bestehenden Unsicherheiten.

Für die *gesamten Treibhausgasemissionen* (ohne Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft) ergibt sich im *Mit-Maßnahmen-Szenario* für den Zeitraum 2005 bis 2020 eine Minderung um 154 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. 15 %. Bis 2030 beträgt die Minderung ggü. 2005 etwa 279 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. 28 % und bis 2035 343 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. 34 %. Im Vergleich zu 1990 entspricht dies bis 2020 einer Minderung um 32,7 %, bis 2030 einer Minderung um etwa 43 % und bis 2035 um etwa 48 %.

Betrachtet man zusätzlich die im Bericht analysierten Sensitivitäten, ergibt sich ein möglicher Korridor der Emissionsminderung in 2020, welcher zwischen -31,9 % (höheres Bevölkerungswachstum bei gleichzeitig höheren Brennstoffpreisen) und -35,0 % (niedrigeres Wirtschaftswachstum bei gleichzeitig niedrigerem Stromexportsaldo) im Vergleich zu 1990 liegt.

Im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* ergibt sich für die *gesamten Treibhausgasemissionen* (ohne Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft) für den Zeitraum 2005 bis 2020 eine Minderung um 205 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. fast 21 %. Bis 2030 beträgt die Minderung ggü. 2005 etwa 353 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. mehr als 35 % und bis 2035 403 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. über 40 %. Berücksichtigt man die zusätzlich zu den modellierten Maßnahmen vorgesehene Minderung im Jahr 2020 von bis zu 7 Mio. t CO₂, so entspricht dies im Vergleich zu 1990 bis 2020 einer Minderung um 37,4 %. Bis 2030 ergibt sich eine Minderung um etwa 49 % und bis 2035 um knapp 53 %.

Betrachtet man die im Bericht analysierten Sensitivitäten, ergibt sich ein möglicher Korridor der Emissionsminderung im Jahr 2020, welcher zwischen -37 % (höheres Bevölkerungswachstum bei gleichzeitig höheren Brennstoffpreisen) und -40,4 % (niedrigeres Wirtschaftswachstum bei gleichzeitig niedrigerem Stromexportsaldo) im Vergleich zu 1990 liegt.³ Hinzuweisen ist jedoch auch darauf, dass die beschriebenen Emissionstrends die Entwicklungen im *internationalen Flugverkehr* (und in geringerem Umfang auch der Hochseeschifffahrt) ausklammern. Insbesondere die sehr dynamische Entwicklung im internationalen Luftverkehr führt dazu, dass die entsprechenden Treibhausgasemissionen von 2005 bis 2020 um fast 8 Mio. t CO₂-Äqu. wachsen, dies entspricht einem Zuwachs von ca. 24 %. Da im MWMS keine zusätzlichen Maßnahmen für den internationalen Verkehr angenommen werden, gilt diese Aussage für beide Szenarien gleichermaßen.

Die *energiebedingten Treibhausgasemissionen* werden wesentlich bestimmt durch die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger in den Energiesektoren, den Endverbrauchssektoren Industrie, Haushalte, Verkehr, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie die flüchtigen CH₄-Emissionen aus dem Kohlenbergbau sowie der Öl- und Gaswirtschaft.

Im *Mit-Maßnahmen-Szenario* sinken die Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung (Energiesektor, Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr) im Zeitraum 2005 bis 2020 um 113 Mio. t CO₂-Äqu., bis 2030 um 218 Mio. t CO₂-Äqu. und bis 2035 um 278 Mio. t CO₂-Äqu., dies entspricht einer Min-

³ Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

derung von etwa 13% bzw. 26 % bzw. 33 % gegenüber 2005 und einer Minderung von 28 % bzw. 39 % bzw. 45 % gegenüber 1990. Etwa 40 % dieser Emissionsminderung wird dabei 2035 von den Endverbrauchssektoren erbracht, wobei erheblichen Minderungen in den Sektoren Haushalte, GHD und Verkehr (zusammen etwa 112 Mio. t CO₂-Äqu.) nur geringe Emissionsänderungen im Bereich der Industrie (Absenkung um ca. 4 Mio. t CO₂-Äqu.) gegenüberstehen. Der gesamte Beitrag der Energiewirtschaft (ohne Industriekraftwerke) zur Emissionsminderung bei den Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung beträgt für den genannten Zeitraum ca. 60 %. Die CH₄-Emissionen aus dem Kohlenbergbau und der Öl- und Gaswirtschaft gehen im Mit-Maßnahmen-Szenario von 2005 bis 2035 um etwa 55 % zurück. Diese Entwicklung resultiert vor allem aus der Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland.

Tabelle 1-2: Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Energiewirtschaft	380,8	356,7	364,8	339,3	304,1	289,1	246,3	205,1
Industrie	104,6	116,2	115,1	119,2	114,8	108,8	104,1	100,3
GHD	47,8	47,4	45,6	46,1	42,1	37,4	33,0	28,4
Haushalte	111,9	106,8	94,5	87,9	77,1	67,7	60,5	54,6
Nationaler Verkehr ⁴	161,8	155,0	155,5	154,8	148,2	140,1	132,7	126,5
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	14,2	10,2	10,6	9,7	7,6	7,4	6,9	6,4
Industrieprozesse	78,6	68,5	68,3	67,8	64,8	58,5	51,1	49,4
Produktverwendung	2,1	1,9	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8
Landwirtschaft	71,4	68,4	69,5	70,1	71,2	71,7	72,2	72,7
Abfallwirtschaft	21,3	15,3	13,6	10,7	8,9	7,7	6,8	6,1
Gesamt	994,5	946,4	939,1	907,4	840,5	790,2	715,6	651,4
ggü. 2005	-	-4,8%	-5,6%	-8,8%	-15,5%	-20,5%	-28,0%	-34,5%
ggü. 1990	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,3%	-32,7%	-36,7%	-42,7%	-47,8%
ggü. Basisjahr ^a	-20,6%	-24,4%	-25,0%	-27,5%	-32,9%	-36,9%	-42,8%	-48,0%
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamt inkl. nachrichtlich	1.025,8	980,1	972,9	943,4	879,5	831,8	759,2	696,3
ggü. 2005	-	-4,5%	-5,2%	-8,0%	-14,3%	-18,9%	-26,0%	-32,1%
ggü. 1990	-17,5%	-21,2%	-21,8%	-24,1%	-29,3%	-33,1%	-39,0%	-44,0%
ggü. Basisjahr ^a	-17,8%	-21,4%	-22,0%	-24,4%	-29,5%	-33,3%	-39,1%	-44,2%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

⁴ Ohne internationalen zivilen Luftverkehr und internationalen Seeverkehr

Insgesamt ergibt sich für die energiebedingten Treibhausgasemissionen (verbrennungsbedingte Emissionen und flüchtige Emissionen der Energiesektoren) im Mit-Maßnahmen-Szenario im Zeitraum 2005 bis 2035 eine Reduktion von 300 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. 36 %. Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen aus Industrieprozessen wird für Deutschland vor allem durch die Entwicklung der CO₂-Emissionen aus der Stahl- und Zementproduktion sowie der N₂O-Emissionen aus der chemischen Industrie geprägt. Neben den prozessbedingten CO₂- und N₂O-Emissionen spielen auch die HFKW-, FKW- und SF₆-Emissionen aus Industrieprozessen und der Produktverwendung eine wichtige Rolle. Im Mit-Maßnahmen-Szenario ergeben sich hier gegenüber 2005 bis 2035 Emissionsreduktionen in Höhe von 29 Mio. t CO₂-Äqu bzw. 37 %.

Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario sinken die Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung (Energiesektor, Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr) im Zeitraum 2005 bis 2020 um 135 Mio. t CO₂-Äqu., bis 2030 um 285 Mio. t CO₂-Äqu. und bis 2035 um 331 Mio. t CO₂-Äqu., dies entspricht einer Minderung von etwa 19% bzw. 34 % bzw. 39 % gegenüber 2005 und einer Minderung von 33 % bzw. 45 % bzw. 50 % gegenüber 1990. Etwa 40 % dieser Emissionsminderung wird dabei 2035 von den Endverbrauchssektoren erbracht, wobei erheblichen Minderungen in den Sektoren Haushalte, GHD und Verkehr (zusammen etwa 126 Mio. t CO₂-Äqu.) nur geringe Emissionsänderungen im Bereich der Industrie (Absenkung um ca. 9 Mio. t CO₂-Äqu.) gegenüberstehen. Der gesamte Beitrag der Energiewirtschaft (ohne Industriekraftwerke) zur Emissionsminderung bei den Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung beträgt für den genannten Zeitraum ca. 60 %. Die Emissionen aus dem Kohlenbergbau und der Öl- und Gaswirtschaft gehen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario von 2005 bis 2035 um etwa 61 % zurück. Diese Entwicklung resultiert vor allem aus der Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland sowie einem Rückgang der Nutzung der anderen fossilen Energieträger.

Insgesamt ergibt sich für die energiebedingten Treibhausgasemissionen (verbrennungsbedingte Emissionen und flüchtige Emissionen der Energiesektoren) im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Zeitraum 2005 bis 2035 eine Reduktion von 339 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. 40 %.

Für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen aus Industrieprozessen ergeben sich im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario gegenüber 2005 bis 2035 Emissionsreduktionen in Höhe von 32 Mio. t CO₂-Äqu bzw. 39 %.

Tabelle 1-3: Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Energiewirtschaft	380,8	356,7	364,8	339,2	287,5	264,5	217,1	189,5
Industrie	104,6	116,2	115,1	118,9	109,2	101,7	96,2	91,3
GHD	47,8	47,4	45,6	46,0	40,0	33,6	28,5	24,2
Haushalte	111,9	106,8	94,5	87,8	63,3	52,0	44,8	39,8
Nationaler Verkehr ⁵	161,8	155,0	155,5	154,8	141,3	130,7	123,3	118,0
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	14,2	10,2	10,6	9,7	7,12	6,76	6,12	5,54
Industrieprozesse	78,6	68,5	68,3	67,8	62,6	54,5	48,7	47,0
Produktverwendung	2,1	1,9	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8
Landwirtschaft	71,4	68,4	69,5	70,1	67,8	68,0	68,3	68,6
Abfallwirtschaft	21,3	15,3	13,6	10,3	8,5	7,3	6,4	5,7

⁵ Ohne internationalen zivilen Luftverkehr und internationalen Seeverkehr

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Gesamt	994,5	946,4	939,1	906,4	789,1	721,0	641,3	591,5
ggü. 2005	-	-4,8%	-5,6%	-8,9%	-20,7%	-27,5%	-35,5%	-40,5%
ggü. 1990	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,4%	-36,8%	-42,2%	-48,6%	-52,6%
ggü. Basisjahr ^a	-20,6%	-24,4%	-25,0%	-27,6%	-37,0%	-42,4%	-48,8%	-52,7%
Gesamt inkl. Paket vom 1. Juli 2015^b					782,1			
ggü. 1990					-37,4%			
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamt incl. nachrichtlich	1.025,8	980,1	972,9	942,4	828,1	762,6	684,9	636,3
ggü. 2005	-	-4,5%	-5,2%	-8,1%	-19,3%	-25,7%	-33,2%	-38,0%
ggü. 1990	-17,5%	-21,2%	-21,8%	-24,2%	-33,4%	-38,7%	-44,9%	-48,8%
ggü. Basisjahr ^a	-17,8%	-21,4%	-22,0%	-24,4%	-33,6%	-38,9%	-45,1%	-49,0%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

^b Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 1. Juli 2015 (5,5 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und bis zu 1,5 Mio. t durch weitere Maßnahmen der Braunkohlebranche).

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Sensitivitätsanalysen

Zur Einordnung der Ergebnisse wurden verschiedene Sensitivitätsanalysen bezüglich der Annahmen zur demographischen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung – gemäß der EU Guidance (EC 2014b) – durchgeführt. Diese zeigt, dass eine gedämpfte konjunkturelle Entwicklung bis zum Jahr 2035 zu einer Senkung des Emissionsniveaus um ca. 41 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und um 37 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS führen würde (bis 2020 um 14 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und um 13 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS). Im Vergleich zum Emissionsniveau von 1990 würden damit im MMS Emissionsminderungen von 33,8 % im Jahr 2020 bzw. 45,0 % im Jahr 2030 erreicht, im MWMS würden damit Emissionsminderungen von 38 % im Jahr 2020 bzw. 51 % im Jahr 2030 erreicht. Ein verlangsamtes Absinken der Bevölkerungszahl würde hingegen die Gesamtemissionen bis 2035 um ca. 7 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und um 6 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS erhöhen (bis 2020 um 1,7 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und um 1,6 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS). Im Vergleich zum Emissionsniveau von 1990 würden damit im MMS die Emissionsminderungen bei 32,5 % im Jahr 2020 bzw. 42,2 % im Jahr 2030 liegen, im MWMS würden damit Emissionsminderungen von 36,6 % im Jahr 2020 bzw. 48,2 % im Jahr 2030 erreicht.

Zudem wurden für den Stromsektor Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Entsprechend der Empfehlungen der EU-Kommission (EC 2014b) wurden zum einen die Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle erhöht. Zum anderen wurde untersucht, wie sich ein – im Vergleich zu 2015 – nicht ändernder Stromexportsaldo auswirkt. Die höheren Brennstoffpreise führen in 2020 im MMS zu einer Erhöhung der Emissionen im Energiesektor um 8,3 Mio. t CO₂-Äqu., im MWMS um 2,9 Mio. t CO₂-Äqu. In 2030 ergibt sich eine Erhöhung um 5,0 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und um 5,9 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS. Grund dafür ist eine Verschiebung in der Merit-Order, die durch einen deutlich höheren Erdgaspreis und einen moderat höheren Steinkohlepreis begründet ist. Dies entspricht einer Emissionsminderung von 31,7 % (MMS) bzw. 36,5 % (MWMS) in 2020 im Vergleich zum Emissionsniveau von 1990, in 2030 entspricht dies einer Minderung der Emissionen um 42,1 % (MMS) bzw. 48,1 %

(MWMS) gegenüber 1990. Die Sensitivität des Stromexports wurde nur auf das Jahr 2020 bezogen. Sie führt zu einer Emissionsreduktion im Energiesektor um 15,4 Mio. t CO₂-Äqu. (MMS) bzw. um 20,0 Mio. t CO₂-Äqu. (MWMS), was einer Emissionsminderung von 33,6 % (MMS) bzw. 38,4 % (MWMS) gegenüber 1990 entspricht.

Kombiniert man diese Sensitivitäten, ergibt sich für das Mit-Maßnahmen-Szenario ein möglicher Korridor der Emissionsminderung in 2020, welcher für das MMS zwischen -31,9 % (höheres Bevölkerungswachstum bei gleichzeitig höheren Brennstoffpreisen) und -35,0 % (niedrigeres Wirtschaftswachstum bei gleichzeitig niedrigerem Stromexportsaldo) im Vergleich zu 1990 liegt. Im MWMS ergibt sich einschließlich der vorgesehenen Minderungsbeiträge aus den Beschlüssen vom 2. Juli 2015 für das Jahr 2020 ein möglicher Korridor der Emissionsminderung zwischen -37 % (höheres Bevölkerungswachstum bei gleichzeitig höheren Brennstoffpreisen) und -40,4 % (niedrigeres Wirtschaftswachstum bei gleichzeitig niedrigerem Stromexportsaldo) im Vergleich zu 1990.⁶

Tabelle 1-4: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2020 für die Sensitivitätsrechnungen (MMS und MWMS)

	MMS	MWMS
Reduktion gegenüber 1990 (für MWMS inkl. Paket vom 2. Juli 2015⁷)	Angaben in %	
ohne Sensitivitäten	-32,7	-37,4
niedriges Wirtschaftswachstum	-33,8	-38,4
hohes Bevölkerungswachstum	-32,5	-37,2
Sensitivität Brennstoffpreise	-32,0	-37,1
Sensitivität Stromexport kombiniert	-33,9	-39,0
Kombinierter Effekt Wirtschaftswachstum und Stromexport (maximale Emissionsreduktion)	-35,0	-40,4
Kombinierter Effekt demographische Entwicklung und Brennstoffpreise (minimale Emissionsreduktion)	-31,9	-37,0

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Klima- und energiepolitische Maßnahmen mit den größten Wirkungsbeiträgen

Den Emissionsentwicklungen liegen unterschiedliche klima- und energiepolitische Maßnahmen bzw. Zielsetzungen zu Grunde. Die größten Beiträge zur Emissionsminderung im Mit-Maßnahmen-Szenario erbringen dabei nach Analyse des Forschungskonsortiums bis zum Jahr 2020 (bis 2035 in Klammer):

- die vermehrte Einspeisung erneuerbarer Energien durch das EEG: 142 Mio. t CO₂ (171 Mio. t CO₂)
- die Einsparungen von Strom in den einzelnen Sektoren: 47 Mio. t CO₂ (51 Mio. t CO₂)
- die Einbeziehung industrieller N₂O-Emittenten in den EU-Emissionshandel: 23 Mio. t CO₂ (23 Mio. t CO₂)

⁶ Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

⁷ Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

- die Biokraftstoffbeimischung: 14 Mio. t CO₂ (13 Mio. t CO₂)
- CO₂-Emissionsstandards für Pkw und Kraftfahrzeugsteuer (Kfz-Steuer): 1,9 Mio. t CO₂ (5,6 Mio. t CO₂)
- die Lkw-Maut: 1,6 Mio. t CO₂ (1,7 Mio. t CO₂)
- das BMWi-Programm „Energieberatung Mittelstand“: 1,1 Mio. t CO₂ (1,1 Mio. t CO₂)
- der europäische Emissionshandel: 8,0 Mio. t CO₂ (16,1 Mio. t CO₂)
- die EnEV durch bedingte Sanierungsanforderungen und die Novelle 2016 für Neubauten: 0,8 Mio. t CO₂ (2,9 Mio. t CO₂)
- die KfW-Programme für energieeffiziente Gebäude: 0,6 Mio. t CO₂ (2,1 Mio. t CO₂)

Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario erbringen nach Analyse des Forschungskonsortiums folgende zum MMS zusätzliche Maßnahmen bis zum Jahr 2020 die größten Beiträge zur Emissionsminderung:

- die zusätzlichen Einsparungen von Strom durch NAPE-Maßnahmen in den einzelnen Sektoren: 10-13 Mio. t CO₂
- die Braunkohle- Sicherheitsbereitschaft: bis zu 11 Mio. t CO₂
- flankierende Maßnahmen aus Aktionsprogramm Klimaschutz und NAPE: 4,1 Mio. t CO₂
- die KWK-Förderung: 4 Mio. t CO₂
- die Einführung eines Energieeffizienzlabels für bestehende Heizsysteme: 2,2 Mio. t CO₂
- die Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und des Personenfernverkehrs: 1,8 Mio. t CO₂
- die Stärkung des Schienengüterverkehrs und der Wasserstraßen: 1,5 Mio. t CO₂

Zusätzlich zu den oben genannten nationalen Zusatzmaßnahmen im MWMS wirken sich auch europäische Maßnahmen wie die Reform des Emissionshandels auf die deutschen Emissionen aus. Dies ist im vorliegenden Bericht durch die Annahme höherer CO₂-Preise in den Jahren 2025 und 2030 berücksichtigt. Da sich die Preisannahmen im MMS für 2020 aus heutiger Sicht als zu optimistisch herausgestellt haben (vgl. Abschnitt 2.3), ist ein direkter Vergleich des MMS und des MWMS in Bezug auf die Minderungswirkung der Emissionshandelsreform nicht möglich.

Entwicklung des Energieverbrauchs

Der Primärenergieverbrauch ist 2014 mit 13.077 PJ auf den niedrigsten Stand seit der Wiedervereinigung gesunken. Dies ist das Ergebnis vorläufiger Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Der Primärenergieverbrauch liegt um knapp 9 % unter dem Wert des Jahres 2008.

Der Endenergieverbrauch in Deutschland errechnet sich aus dem Energieeinsatz in den Bereichen Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, nationaler Verkehr sowie dem Brennstoffeinsatz in der Industrie (hier mit dem Brennstoffeinsatz der Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus). Nur nachrichtlich berücksichtigt wird bei der Ermittlung des Endenergieverbrauchs im Rahmen der Projektionen der Kraftstoffbedarf des internationalen Luft- und Seeverkehrs.

Der Endenergieverbrauch in Deutschland (ohne internationalen Luft- und Seeverkehr) im *Mit-Maßnahmen-Szenario* sinkt von 2012 bis 2035 um 5 %. Bei den Mineralölprodukten ist über den Zeitraum 2012 bis 2035 ein deutlicher Rückgang um 38 % zu beobachten, wohingegen der Endenergieverbrauch von fossilen Gasen quasi konstant ist. Der Stromverbrauch sinkt insgesamt bis 2035 nur leicht. Entgegen dem Trend bei den fossilen Energieträgern nimmt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien stark zu. Zwischen 2012 und 2035 ist ein Anstieg um fast 40 % festzustellen. Die Nachfrage nach Stein- und Braunkohle vermindert sich weiterhin – allerdings bewegten sich hier die Nachfragen auch schon 2012 und den Jahren vorher auf einem niedrigen Niveau.

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte geht im Mit-Maßnahmen-Szenario von 2012 bis 2035 um 16 % zurück, für den GHD-Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) ist ein Rückgang um 20 % zu beobachten. Der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs sinkt von 2012 bis 2035 um 13 %, der des internationalen Verkehrs hingegen wächst um etwa 35 %. Im Zeitraum 2005 bis 2020 sinkt der Energieverbrauch des nati-

onalen Verkehrs um 2 %, während der des internationalen Verkehrs um 13 % steigt. Für den gesamten Energieeinsatz in der Industrie ergibt sich im Zeitraum 2012 bis 2035 ein Rückgang um etwa 21 %.

Die Bruttostromerzeugung sinkt im Mit-Maßnahmen-Szenario bis 2035 auf etwa 587 TWh. Die Struktur des Bruttostromaufkommens ist vor allem durch den politisch determinierten Rückgang der Kernenergie zur Stromerzeugung sowie durch einen deutlich erkennbaren Rückgang der Kohleverstromung gekennzeichnet. Im Jahr 2035 tragen Kernkraftwerke nicht mehr zur Stromerzeugung bei (2012 betrug dieser Anteil 16 %), Steinkohlekraftwerke tragen 14 % (18 %), Braunkohlekraftwerke etwa 13 % (26 %) zur gesamten Bruttostromerzeugung bei. Die Erdgasverstromung sinkt ab und erbringt im Jahr 2035 einen Anteil von ca. 10 % (12 %). Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt von etwa 22 % im Jahr 2012 auf 60 % im Jahr 2035.

Aus dem Endenergieverbrauch, dem Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung sowie dem Verbrauch in den anderen Umwandlungsbereichen ergibt sich der Primärenergieverbrauch.

Im Mit-Maßnahmen-Szenario geht der Primärenergieverbrauch von 2008 bis 2035 um etwa 24 % zurück. Hinsichtlich der Struktur des Primärenergieaufkommens ergeben sich jedoch zwei unterschiedliche Trends. Die Einsätze von Kernenergie, Braun- und Steinkohle, Mineralöl und Erdgas gehen zurück, während der Verbrauch von erneuerbaren Energien zunimmt. Der Einsatz von erneuerbaren Energien steigt etwa um den Faktor 2,5. Die wichtigsten Beiträge entfallen hier auf Biomasse (im Jahr 2035 ca. 12 % des Primärenergieaufkommens) sowie Wind (8 %). Der Einsatz von Braunkohle geht von 2012 bis 2035 um etwa 55 %, der Bedarf an Steinkohle um ca. 41 %, der Verbrauch von Mineralöl um 32 % sowie der Beitrag der Kernenergie (ausstiegsbedingt) auf null zurück. Erdgas überholt bis 2035 mit einem Anteil von 28 % Mineralöl (24 %) als wichtigsten einzelnen Primärenergieträger. Die erneuerbaren Energien haben zusammen sogar einen geringfügig höheren Anteil als Erdgas. Der Anteil von Kohlen am Primärenergieaufkommen liegt im Jahr 2035 bei nur noch 17 %, wobei davon der größere Teil (10 Prozentpunkte) auf Steinkohle, der Rest auf Braunkohle entfallen wird.

Der Endenergieverbrauch in Deutschland (ohne internationalen Luft- und Seeverkehr) im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* sinkt von 2012 bis 2035 um 23 %. Bei den Mineralölprodukten ist über den Zeitraum 2012 bis 2035 ein deutlicher Rückgang um 44 % zu beobachten, nicht ganz so stark ist der Rückgang beim Endenergieverbrauch fossiler Gase: dieser sinkt zwischen 2012 und 2035 um 17 %. Der Stromverbrauch sinkt insgesamt bis 2035 um 11 %. Entgegen dem Trend bei den fossilen Energieträgern nimmt der Endenergiebedarf erneuerbarer Energien stark zu. Zwischen 2012 und 2035 steigt er um fast 30 %. Die Nachfrage nach Stein- und Braunkohle vermindert sich weiterhin – allerdings bewegten sich hier die Nachfragen auch schon 2012 und den Jahren vorher auf einem niedrigen Niveau.

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte geht im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario von 2012 bis 2035 um 31 % zurück, für den GHD-Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) ist ein Rückgang um 29 % zu beobachten. Der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs sinkt von 2012 bis 2035 um 18 %, der des internationalen Verkehrs hingegen wächst um etwa 36 %. Im Zeitraum 2005 bis 2020 sinkt der Energieverbrauch des nationalen Verkehrs um 6 %, während der des internationalen Verkehrs um 16% steigt. Für den gesamten Energieeinsatz in der Industrie ergibt sich im Zeitraum 2012 bis 2035 ein Rückgang um etwa 26 %.

Die Bruttostromerzeugung sinkt im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario bis 2035 auf etwa 559 TWh. Die Struktur des Bruttostromaufkommens ist vor allem durch den politisch determinierten Rückgang der Kernenergie zur Stromerzeugung sowie durch einen deutlich erkennbaren Rückgang der Kohleverstromung gekennzeichnet. Im Jahr 2035 tragen Kernkraftwerke nicht mehr zur Stromerzeugung bei (2012 betrug dieser Anteil 16 %), Steinkohlekraftwerke tragen 10 % (18 %), Braunkohlekraftwerke etwa 11 % (26 %) zur gesamten Bruttostromerzeugung bei. Die Erdgasverstromung steigt leicht an und erbringt im Jahr 2035 einen Anteil von ca. 13 % (12 %). Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt von etwa 22 % im Jahr 2012 auf 58 % im Jahr 2035.

Executive summary

On behalf of the German Environment Agency, a research consortium of the Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (FhG-ISI) and Oeko Institute elaborated within the project entitled ‘GHG projections: Further development of the methods and implementation of the EU Effort Sharing Decision in the 2015 projection report (‘Policy Scenarios VII’) a *With Measures Scenario (WMS)* on the development of greenhouse gas (GHG) emissions in Germany for the period of 2005 to 2035, for the 2015 German projection report. This scenario includes all climate and energy policy measures that had been introduced or significantly modified by 31 August 2014 in the different sectors. It was submitted by the German government to the European Commission on 15 March 2015.

In December 2014, additional measures were adopted by the German government in Germany’s Climate Action Programme 2020 and its National Action Plan for Energy Efficiency in order to meet the target of reducing its GHG emissions by 40 % by 2020 compared to 1990. The consortium included these measures in a second so-called *With Additional Measures Scenario (WAMS)*. In order to ensure the comparability of the scenarios, the same set of framework data was used in both scenarios (WMS and WAMS).

Within the scope of the scenario calculations, the team of researchers conducted a detailed analysis of the effects of climate and energy policy measures, which had been taken by the respective cut-off dates, on the development of GHG emissions in Germany. Carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄), nitrous oxide (N₂O), hydrofluorocarbons (HFCs), perfluorocarbons (PFCs) and sulphur hexafluoride (SF₆) emissions – which fall under the Kyoto Protocol for the source sectors energy, industrial processes, product use, agriculture and waste – are considered in this analysis. Land-use change and forestry were not taken into account in the analyses.

An energy system model and an emission calculation model were used in the scenario development. With the help of these, the results of the detailed, partly model-based sector analyses were aggregated to a consistent and complete set of results for energy needs and GHG emissions. These results are fully compatible with the German GHG inventories (i.e. with Germany’s 2014 National Inventory Report). Specific analyses were carried out for space heating and hot water, electrical appliances, industry, the tertiary sector, transport, electricity generation from renewable energies and from fossil-fuelled power plants and for the fugitive emissions of the energy sector and process-related CO₂, CH₄ and N₂O emissions. For selected other source segments (HFCs, PFCs and SF₆ emissions and agriculture) the results of other analyses were used and reviewed.

The calculations of the scenarios in this report are largely dependent on the national greenhouse gas inventory. The most recent German greenhouse gas inventory that was available when the scenario calculations were made is that of the 2014 reporting year (UBA 2014a+b) and was developed using the *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC 1996) and the greenhouse gas potentials of the IPCC Second Assessment Report (IPCC 1995). As of the 2015 reporting year, however, the 2006 *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC 2006) and the greenhouse gas potentials of the IPCC Fourth Assessment Report (IPCC 2007) apply. A complete recalculation of this report’s results that is fully consistent with Germany’s greenhouse gas inventory published in 2015 is not possible.

Classification of results in relation to previous projections

On 3 December 2014, the German government adopted the Climate Action Programme for Climate Protection 2020 (APK 2020), the National Action Plan for Energy Efficiency (NAPE) and the Progress Report on Energy Transition. These include, inter alia, statements on the expected reduction in energy consumption and greenhouse gases by 2020.

Current projections assume that by 2020 the measures agreed and implemented by October 2012 can lead to a reduction of Germany’s greenhouse gases that amounts to approx. 33 to 34 percent, with an uncertainty of +/- 1 percent. This results in a corridor for the climate gap of 5 to 8 percentage points (without taking into account the measures of the Climate Action Programme 2020 and the NAPE). This estimate is based in particular on assumptions of the future macroeconomic development, of the development of energy and carbon dioxide pric-

es (CO₂ prices), of the structure and useful life of the power plant fleet and of population development. The need to reduce emissions can therefore be higher or lower depending on the development of these factors. The emission reduction needed will be continuously monitored up to 2020.

Germany's (temperature-adjusted) primary energy consumption fell by 5.1 per cent, i.e. by more than 700 PJ, in the period from 2008 to 2013 (Source: AG Energiebilanzen 2014).

According to a first estimate of the Working Group on Energy Balances (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, AGEb) based on the first nine months of the year, the unadjusted primary energy consumption in Germany fell by five percent in 2014. Adjusted to account for the effects of the extremely mild winter, Germany's primary energy consumption was probably two percent below that of the previous year. Its primary energy consumption is currently below the forecast values of, for example, the 2013 Projection Report.

By 2020, absolute primary energy consumption (PEC) is expected to decrease further. Different scenario calculations – in particular the 2012 current measures scenario (from the Climate Protection Scenarios for 2050) and the 2013 Projection Report – as well as a linear projection based on statistical data (without additional measures) assume as a conservative estimate a reduction of 7.2 to 10.1 percent by 2020 compared to the base year of 2008. Thus the progress and measures for energy saving achieved in past years are still not sufficient to achieve the national efficiency targets.

It follows from this that a significant additional reduction of PEC amounting to at least 1,400 PJ is necessary to meet the PEC target of Germany's Energy Concept by 2020. However, it should be borne in mind that the scenarios mentioned do not include the efficiency measures enacted since October 2012. The German government has adopted additional measures in the NAPE and the APK 2020 which contribute to a further increase in energy efficiency.

Framework data

A number of important frameworks – the demographic and economic framework data and the development of energy prices – play a decisive role in determining the development of scenarios for energy needs and emissions. In the WMS and the WAMS, data published by 30 June 2014 were used. For consistency reasons it was not possible to take into account data published after this date in the two scenarios. Table 1-1 shows an overview of the most important framework data for the scenarios.

The scenario development is based on a demographic development in which the German residential population reaches its highest level around the year 2002 and then falls up to 2011 – when in addition a downward correction of the population statistics by approx. 1.5 million people was implemented. Between 2012 and 2014 Germany's demographic development increases very slightly and then continuously decreases in the subsequent years, with the result that approx. 78 million residents are expected in 2035. Despite this, the number of households increases slightly due to the continuing trend towards smaller households; it does not decrease again until after 2030.

Table 1-1: Selected demographic and economic framework data, 2015-2035

	2015	2020	2025	2030	2035
Demographic development					
Residential population (in mn)	80.9	80.4	79.8	79.0	77.9
Households (in mn)	40.12	40.76	40.96	40.97	40.90
Economic development					

	2015	2020	2025	2030	2035
Gross domestic product (€ bn 2010) ⁸	2,664	2,839	2,987	3,136	3,302
Gross added value of manufacturing industry (€ bn 2010)	564	586	607	628	650
Jobs in service sector (in mn)	29.1	30.0	30.5	31.0	30.9
Primary energy prices					
Crude oil (US-\$/bb)	93	93	105	114	125
Emission allowance prices (€/EUA)					
WMS ⁹	7.5	10	14	35	57
WAMS	7.5	10	27	37	57

Sources: StBA (2009), BMWi (2014b), OECD (2014b), EIA (2014), EC (2013a), calculations by Öko-Institut and Fraunhofer ISI

For the economic development, a relatively steady growth is assumed up to 2035, which is based on the short-term forecasts of the German Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), the 2014 autumn projections of the German government and the OECD projections. Based on this, the level of the German gross domestic product in 2035 is assumed to be approx. 32% above that of 2010. The increase in the gross value added in the manufacturing sector is, at 28%, not quite as strong. In the private and public service sector, jobs are expected to increase by 2.8 million by around 2030; this corresponds to an increase of 10% compared to 2010. After 2030, a slight decrease in jobs is expected in this sector. In 2035 the price of crude oil will be significantly above the 2010 price; an increase of 57% is expected.

With regard to EU emission allowance prices, the scenarios assume a rising price which reaches a level of € 57 per EUA (real, 2010 price base) in 2035. The EUA prices in 2025 and 2030 in the WAMS are higher than in the WMS due to emissions trading measures.

Emission development

The development of Germany's total GHG emissions is derived from the energy-related GHG emissions on the one hand and the GHG emissions of industrial processes, product use, agriculture and waste on the other hand. Such estimates of emission developments are subject to considerable uncertainties even when they refer to relatively short periods of time. Economic development, energy prices and other framework conditions can have a strong influence on the actual development. The results should therefore be evaluated against the background of the framework data assumptions used. Corresponding sensitivity analyses for both scenarios show the possible scale of the existing uncertainties.

In terms of the *total GHG emissions* (without land use, land-use change and forestry) there is a decrease in the *with measures scenario* for the period of 2005 to 2020 amounting to 154 million t CO₂e or 15 %. The decrease amounts to approx. 279 million t CO₂e or 28 % by 2030 and 343 million t CO₂e or 34 % by 2035 compared to 2005. Compared to 1990 levels, this corresponds to a reduction of 32.7 % by 2020, approx. 43 % by 2030, and approx. 48 % by 2035.

⁸ The major revision of national accounts in Germany in 2014 implements the rules of the 2010 "European System of Accounts" (ESA) and increases the GDP in 2013 by approx. 80 billion Euro. In the table, which shows the trajectory of the Federal Statistical Office and the autumn projections, the values before the revision are used for reasons of comparability with other studies; however, the growth rates correspond to the calculations after the revision.

⁹ The price assumptions for the WMS were too optimistic from today's perspective, see chapter 2.3. The price assumptions for an updated WMS would be lower than for the WAMS also for 2020.

If the sensitivities analysed in the report are also considered, the possible corridor of emissions reduction in 2020 ranges from -31.9% (higher population growth along with higher fuel prices) and -35.0% (lower economic growth combined with lower electricity exports) compared to 1990.

In the *with additional measures scenario*, a reduction of 205 million t CO_{2e} or almost 21 % is achieved for the *total GHG emissions* (excluding land use, land-use change and forestry) for the period of 2005 to 2020. The reduction amounts to approx. 353 million t CO_{2e} or above 35 % by 2030 and to 403 million t CO_{2e} or over 40 % by 2035 compared to 2005 levels. Taking into account the reduction of 7 million t CO_{2e} that is planned for 2020 in addition to the modelled measures, the emission reduction amounts to 37.4% by 2020 and approx. 49 % by 2030 and approx. 53 % by 2035 compared to 1990.

If the sensitivities analysed in the report are also considered, the possible corridor of emissions reduction in 2020 ranges from -37 % (higher population growth along with higher fuel prices) and -40.4 % (lower economic growth combined with lower electricity exports) compared to 1990.¹⁰ It should be noted, however, that the emission trends described in this report exclude developments in *international air transport* (and to a smaller extent also maritime transport). In particular the very dynamic development in international air transport means that the GHG emissions increase by almost 8 million t CO_{2e} or approx. 24 % for the period of 2005 to 2020. As the WAMS does not include the adoption of any additional measures for international transport, this applies equally to both scenarios.

The *energy-related GHG emissions* are mainly determined by the CO₂ emissions from the burning of fossil fuels in the energy sector, the final consumption sectors of industry, households, transport and the tertiary sector as well as the fugitive CH₄ emissions from coal mining and the oil and gas sector.

In the *with measures scenario* the GHG emissions from combustion (energy sector, industry, the tertiary sector, households and transport) decrease by 113 million t CO_{2e} between 2005 and 2020, by 218 million t CO_{2e} by 2030 and by 278 million t CO_{2e} by 2035, corresponding to a reduction of approx. 13 %, 26 % and 33 % respectively compared to 2005 and to a reduction of 28 %, 39 % and 45 % respectively compared to 1990. Approx. 40 % of this emission reduction is brought about by the final consumption sectors by 2035, with substantial reductions coming from the households, tertiary and transport sectors (approx. 112 million t CO_{2e} in total) and only low changes in the emission levels of industry (decrease of approx. 4 million t CO_{2e}). The total contribution of the energy sector (without industrial power plants) to the reduction of GHG emissions from combustion amounts to approx. 60 % in the period of 2005 to 2035. The CH₄ emissions of coal mining and the oil and gas sector decrease by approx. 55 % for the same period in the *with measures scenario*. This development stems above all from the cessation of hard coal mining in Germany.

In the *with measures scenario* the energy-related GHG emissions (combustion-related and fugitive emissions of the energy sectors) decrease by 300 million t CO_{2e} (or 36 %) between 2005 and 2035. The development of GHG emissions from industrial processes in Germany is chiefly influenced by the development of CO₂ emissions of steel and cement production and the N₂O emissions of chemical industry. In addition to process-related CO₂ and N₂O emissions, HFC, PFC and SF₆ emissions from industrial processes and product use also play an important role in this development. In the *with measures scenario*, emission reductions amounting to 29 million t CO_{2e} or 37 % occur between 2005 and 2035.

¹⁰ Additionally taking into account the not yet specified contributions in the package of measures from 2 July 2015 (up to 7 million t from efficiency measures and additional measures of the lignite sector).

Table 1-5: Development of Germany's total GHG emissions by sector in the with measures scenario, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	million t CO ₂ e							
Energy industry	380.8	356.7	364.8	339.3	304.1	289.1	246.3	205.1
Industry	104.6	116.2	115.1	119.2	114.8	108.8	104.1	100.3
Tertiary	47.8	47.4	45.6	46.1	42.1	37.4	33.0	28.4
Households	111.9	106.8	94.5	87.9	77.1	67.7	60.5	54.6
National transport ¹¹	161.8	155.0	155.5	154.8	148.2	140.1	132.7	126.5
Fugitive emissions of energy sectors	14.2	10.2	10.6	9.7	7.6	7.4	6.9	6.4
Industry processes	78.6	68.5	68.3	67.8	64.8	58.5	51.1	49.4
Product use	2.1	1.9	1.8	1.8	1.7	1.8	1.8	1.8
Agriculture	71.4	68.4	69.5	70.1	71.2	71.7	72.2	72.7
Waste	21.3	15.3	13.6	10.7	8.9	7.7	6.8	6.1
Total	994.5	946.4	939.1	907.4	840.5	790.2	715.6	651.4
compared to 2005	-	-4.8%	-5.6%	-8.8%	-15.5%	-20.5%	-28.0%	-34.5%
compared to 1990	-20.3%	-24.2%	-24.8%	-27.3%	-32.7%	-36.7%	-42.7%	-47.8%
compared to base year ^a	-20.6%	-24.4%	-25.0%	-27.5%	-32.9%	-36.9%	-42.8%	-48.0%
<i>For information purposes:</i>								
Internat. civil air and internat. maritime transport	31.4	33.7	33.8	36.0	39.0	41.6	43.6	44.9
Total incl. internat. civil air & maritime transport	1,025.8	980.1	972.9	943.4	879.5	831.8	759.2	696.3
compared to 2005	-	-4.5%	-5.2%	-8.0%	-14.3%	-18.9%	-26.0%	-32.1%
compared to 1990	-17.5%	-21.2%	-21.8%	-24.1%	-29.3%	-33.1%	-39.0%	-44.0%
compared to base year ^a	-17.8%	-21.4%	-22.0%	-24.4%	-29.5%	-33.3%	-39.1%	-44.2%

Note: ^a base year is 1990 for carbon dioxide, methane and nitrous oxide and 1995 for HFCs, PFCs and SF₆, the base year emissions were calculated according to these data.

Source: UBA (2014a+b), calculations by Fraunhofer ISI and Öko-Institut

In the with additional measures scenario the GHG emissions from combustion (energy, industry, tertiary, households and transport sectors) decrease by 135 million t CO₂e between 2005 and 2020, by 285 million t CO₂e by 2030 and by 331 million t CO₂e by 2035, corresponding to a reduction of approx. 19 %, 34 % and 39 % respectively compared to 2005 and to a reduction of 33 %, 45 % and 50 % respectively compared to

¹¹ Without international civil air transport and international maritime transport.

1990. Approx. 40 % of this emission reduction is brought about by the final consumption sectors by 2035, with substantial reductions coming from the households, tertiary and transport sectors (approx. 126 million t CO₂e in total) and only low changes in the emission levels of industry (decrease of approx. 9 million t CO₂e). The total contribution of the energy sector (without industrial power plants) to the reduction of GHG emissions from combustion amounts to approx. 60 % for the period of 2005 to 2035. The emissions of coal mining and the oil and gas sector decrease by approx. 61 % from 2005 to 2035 in the with additional measures scenario. This development stems above all from the cessation of hard coal mining in Germany and from a reduction in the use of fossil energy sources.

Overall, the energy-related GHG emissions (combustion-related emissions and fugitive emissions of the energy sectors) decrease by 339 million t CO₂e or 40 % in the with additional measures scenario in the period of 2005 to 2035.

Regarding the development of GHG emissions from industrial processes, emissions reductions of 32 million t CO₂e or 39 % arise in the with additional measures scenario from 2005 to 2035.

Table 1-6: Development of Germany's total GHG emissions by sector in the with additional measures scenario, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	million t CO ₂ e							
Energy industry	380.8	356.7	364.8	339.2	287.5	264.5	217.1	189.5
Industry	104.6	116.2	115.1	118.9	109.2	101.7	96.2	91.3
Tertiary	47.8	47.4	45.6	46.0	40.0	33.6	28.5	24.2
Households	111.9	106.8	94.5	87.8	63.3	52.0	44.8	39.8
National transport ¹²	161.8	155.0	155.5	154.8	141.3	130.7	123.3	118.0
Fugitive emissions of energy sectors	14.2	10.2	10.6	9.7	7.12	6.76	6.12	5.54
Industry processes	78.6	68.5	68.3	67.8	62.6	54.5	48.7	47.0
Product use	2.1	1.9	1.8	1.8	1.7	1.8	1.8	1.8
Agriculture	71.4	68.4	69.5	70.1	67.8	68.0	68.3	68.6
Waste	21.3	15.3	13.6	10.3	8.5	7.3	6.4	5.7
Total	994.5	946.4	939.1	906.4	789.1	721.0	641.3	591.5
compared to 2005	-	-4.8%	-5.6%	-8.9%	-20.7%	-27.5%	-35.5%	-40.5%
compared to 1990	-20.3%	-24.2%	-24.8%	-27.4%	-36.8%	-42.2%	-48.6%	-52.6%
compared to base year ^a	-20.6%	-24.4%	-25.0%	-27.6%	-37.0%	-42.4%	-48.8%	-52.7%
Total incl. package from 1 July 2015^b					782.1			
compared to 1990					-37.4%			

¹² Without international civil air transport and international maritime transport.

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
<i>For information purposes:</i>								
Internat. civil air and internat. maritime transport	31.4	33.7	33.8	36.0	39.0	41.6	43.6	44.9
Total incl. internat. civil air & maritime	1,025.8	980.1	972.9	942.4	828.1	762.6	684.9	636.3
compared to 2005	-	-4.5%	-5.2%	-8.1%	-19.3%	-25.7%	-33.2%	-38.0%
compared to 1990	-17.5%	-21.2%	-21.8%	-24.2%	-33.4%	-38.7%	-44.9%	-48.8%
compared to base year ^a	-17.8%	-21.4%	-22.0%	-24.4%	-33.6%	-38.9%	-45.1%	-49.0%

Note: ^a base year is 1990 for CO₂, methane and nitrous oxide and 1995 for HFC, PFC and SF₆, the base year emissions were calculated according to these data.

^b Additionally taking into account the contributions in the package of measures from 1 July 2015 (5.5 million t from efficiency measures and up to 1.5 million t from additional measures for the lignite sector).

Source: UBA (2014a+b), model calculations by Fraunhofer ISI and Öko-Institut

Sensitivity analyses

In order to classify the results, different sensitivity analyses were conducted with regard to the assumptions on demographic and national economic development – in accordance with the EU Guidance (EC 2014b). These show that subdued economic growth would result in a reduction of emission levels of approx. 41 million t CO_{2e} in the WMS and 37 million t CO_{2e} in the WAMS by 2035 (by 2020: 14 million t CO_{2e} in WMS and 13 million t CO_{2e} in WAMS). Compared to 1990 levels, emission reductions of 33.8 % by 2020 and 45.0 % by 2030 would be achieved in the WMS and 38 % by 2020 and 51 % by 2030 in the WAMS. A slowed decline in Germany's population would, by contrast, increase its total emissions by approx. 7 million t CO_{2e} in the WMS and by 6 million t CO_{2e} in the WAMS by 2035 (by 2020: 1.7 million t CO_{2e} in the WMS and 1.6 million t CO_{2e} in the WAMS). Compared to 1990 levels, the emission reductions would thereby amount to 32.5 % by 2020 and 42.2 % by 2030 respectively in the WMS. In the WAMS the emission reductions would amount to 36.6 % by 2020 and by 48.2 % by 2030 respectively.

In addition, sensitivity analyses were carried out for Germany's electricity sector. In accordance with the recommendations of the European Commission (EC 2014b), the fuel prices for natural gas and hard coal were increased. It was also analysed what effects unchanged electricity exports would have on development compared to 2015. The higher fuel prices lead to an increase in the emissions of the energy sector by 8.3 million t CO_{2e} by 2020 in the WMS and by 2.9 million t CO_{2e} by 2020 in the WAMS. There is an increase of 5.0 million t CO_{2e} by 2020 in the WMS and of 5.9 million t CO_{2e} by 2020 in the WAMS. The reason for this is a change in the merit order, which is due to a significantly higher natural gas price and a moderately higher hard coal price. This corresponds to an emission reduction of 31.7 % (WMS) and 36.5 % (WAMS) by 2020 and to an emission reduction of 42.1 % (WMS) and 48.1 % (WAMS) by 2030 compared to 1990 levels. The sensitivity of electricity exports only relates to the year 2020. It leads to an emission reduction in the energy sector amounting to 15.4 million t CO_{2e} (WMS) and to 20.0 million t CO_{2e} (WAMS), which corresponds to reductions of 33.6 % (WMS) and 38.4 % (WAMS) compared to 1990.

Combining these sensitivities results in a possible corridor for emission reductions by 2020 of between -31.9 % (higher population growth and higher fuel prices) and -35.0 % (lower economic growth and lower electricity exports) compared to 1990 in the WMS. In the WAMS, the possible corridor for emissions reductions by 2020 – including the planned reductions in emissions from the German government's decisions of 2 July 2015 – rang-

es from -37 % (higher population growth combined with higher fuel prices) and -40.4 % (lower economic growth and lower electricity exports) compared to 1990.¹³

Table 1-7: Development of Germany’s total GHG emissions in 2020 for sensitivity calculations (WMS and WAMS)

	WMS	WAMS
Reduction compared to 1990 (for WAMS incl. package from 2 July 2015¹⁴)	in %	
without sensitivities	-32.7	-37.4
low economic growth	-33.8	-38.4
high population growth	-32.5	-37.2
fuel price sensitivity	-32.0	-37.1
electricity export sensitivity combined	-33.9	-39.0
combined effect of economic growth and electricity exports (maximum emission reduction)	-35.0	-40.4
combined effect of demographic development and fuel prices (minimum emission reduction)	-31.9	-37.0

Source: Calculations by Öko-Institut

Climate and energy policy measures with the largest effects

The emission developments are based on different climate and energy policy measures and targets. The analysis conducted by the research consortium shows that the largest contributions to the emission reductions by 2020 (and by 2035 in brackets) in the with measures scenario are made by the following:

- increased feed-in of renewable energies due to the German Renewable Energy Sources Act (EEG): 142 million t CO₂ (171 million t CO₂)
- electricity savings in the individual sectors: 47 million t CO₂ (51 million t CO₂)
- incorporation of industrial N₂O emitters in the EU Emissions Trading System: 23 million t CO₂ (23 million t CO₂)
- biofuel blends: 14 million t CO₂ (13 million t CO₂)
- CO₂ emission standards for passenger cars and vehicle tax: 1.9 million t CO₂ (5.6 million t CO₂)
- lorry toll: 1.6 million t CO₂ (1.7 million t CO₂)
- program of German Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) “Energy Consulting for SME”: 1.1 million t CO₂ (1.1 million t CO₂)
- EU Emissions Trading System (ETS): 8.0 million t CO₂ (16.1 million t CO₂)
- rehabilitation requirements in the German Energy Saving Ordinance (EnEv) and the 2016 amendment for new buildings: 0.8 million t CO₂ (2.9 million t CO₂)

¹³ Additionally taking into account the contributions in the package of measures from 1 July 2015 (7 million t from efficiency measures and additional measures for the lignite sector).

¹⁴ Additionally taking into account the contributions in the package of measures from 1 July 2015 (7 million t from efficiency measures and additional measures for the lignite sector).

- KfW programme for energy-efficient buildings: 0.6 million t CO₂ (2.1 million t CO₂).

In the with additional measures scenario, the analysis conducted by the research consortium shows that the following measures that are additional to those in the WMS make the largest contributions to emission reductions by 2020:

- additional electricity savings from NAPE measures in the individual sectors: 10-13 million t CO₂
- security standby of lignite plants: up to 11 million t CO₂
- flanking measures from the German Climate Action Programme and NAPE: 4.1 million t CO₂
- CHP promotion: 4 million t CO₂
- introduction of energy efficiency labelling for existing heating systems: 2.2 million t CO₂
- strengthening of public passenger transport and long-distance passenger services: 1.8 million t CO₂
- strengthening of rail freight transport and waterways: 1.5 million t CO₂.

In addition to the above mentioned extra measures in the WAMS, German emissions are affected by measures on the European level such as the reform of the ETS. This report factors this in by assuming higher CO₂ prices for the years 2025 and 2030. As price assumptions in the WMS for 2020 have turned out to be too optimistic from today's perspective (see chapter 2.3), a direct comparison between WMS and WAMS regarding the reduction potential of the ETS reform is not possible.

Development of energy consumption

In 2014, Germany's final energy consumption fell to its lowest level since re-unification, namely 13,077 PJ. This is the result of preliminary calculations conducted by the Working Group on Energy Balances. Primary energy consumption is almost 9 % lower than in 2008.

The final energy consumption in Germany is calculated based on the use of energy in the households, tertiary and national transport sectors and fuel use in industry (in this case, the fuel used by the power plants of manufacturing industry and in other mining). For information purposes only, the fuel consumption of international air and maritime transport is taken into account in the determination of the final energy consumption as part of the projections.

In the with measures scenario, final energy consumption in Germany (without international air and maritime transport) decreases by 5 % between 2012 and 2035. For petroleum products, there is a significant decrease in the same time frame of 38 %, while the final energy consumption of fossil gases remains more or less constant. Overall, there is only a slight decrease in electricity consumption up to 2035. Contrary to the fossil fuel trend, there is a strong increase in the final energy consumption of renewable energies. Between 2012 and 2035 there is an almost 40 % increase. The use of hard coal and lignite continues to decrease – however, these levels were already low in 2012 and the preceding years.

The final energy consumption of households decreases by 16 % between 2012 and 2035 in the with measures scenario; for the tertiary sector there is a 20 % decrease. The final energy consumption of national transport falls by 13 % between 2012 and 2035; in contrast, the final energy consumption of international transport grows by approx. 35 %. From 2005 to 2020 the energy consumption of national transport decreases by 2 % while that of international transport increases by 13 %. For the total energy use of industry there is a reduction of approx. 21 % between 2012 and 2035.

In the with measures scenario, the gross electricity production drops to approx. 587 TWh by 2035. The structure of the gross electricity production in Germany is shaped above all by the policy-driven phase-out of nuclear energy and by a significant decrease in electricity production from coal-fired power plants. In 2035, nuclear power plants no longer contribute to electricity production in Germany (in 2012 their contribution amounted to 16 %). Hard coal power plants make a 14 % contribution to the total gross electricity production in 2035 (18 % in 2012) and lignite power plants approx. 13 % (26 % in 2012). Electricity production from natural gas decreases; its share amounts to approx. 10 % in 2035 (12 % in 2012). The share of electricity production from renewable energies increases from approx. 22 % in 2012 to 60 % in 2035.

The primary energy consumption is determined on the basis of final energy consumption, fuel use for electricity production and the consumption in the other transformation sectors.

In the *with measures scenario*, primary energy consumption decreases by approx. 24 % between 2008 and 2035. However, two different trends result with regard to the structure of primary energy production. The use of nuclear energy, lignite and hard coal, petroleum and natural gas decreases while the use of renewable energies increases. The use of renewable energies increases by a factor of approx. 2.5. The most important contributions are made by biomass (which accounts for approx. 12 % of primary energy production in 2035) and wind (8 %). The use of lignite decreases by approx. 55 % between 2012 and 2035; the use of hard coal decreases by 41 % and petroleum by 32 %; and the contribution made by nuclear energy hits zero as a result of its phase-out in Germany. By 2035, natural gas overtakes petroleum as the single most important energy source, accounting for a 28 % share (compared to 24 % for petroleum). Renewable energies overall have a slightly higher share than natural gas. The share of coal in primary energy production amounts to only 17 % in 2035, the largest share of which (10 percentage points) stems from hard coal and the rest from lignite.

In the *with additional measures scenario*, the final energy consumption in Germany (without international air and maritime transport) decreases by 23 % between 2012 and 2035. For petroleum products, there is a significant decrease of 44 % in the same time frame. The decrease in the final energy consumption of fossil gases is less strong at 17 % between 2012 and 2035. Electricity consumption decreases overall by 11 % up to 2035. Contrary to the fossil fuel trend, there is a strong increase in the final energy consumption of renewable energies; between 2012 and 2035 there is an almost 30 % increase. The use of hard coal and lignite continues to decrease – however, these levels were already low in 2012 and the preceding years.

The final energy consumption of households in Germany decreases by 31 % from 2012 to 2035 in the additional measures scenario while the tertiary sector sees a decrease of 29 %. Between 2012 and 2035 the final energy consumption of national transport decreases by 18 % while that of international transport increases by approx. 36 %. Between 2005 and 2020, the energy consumption of national transport decreases by 6 % while that of international transport increases by 16 %. Total energy use in industry decreases by approx. 26 % between 2012 and 2035.

In the *with additional measures scenario*, the gross electricity production drops to approx. 559 TWh by 2035. The structure of the gross electricity production in Germany is shaped above all by the policy-driven phase-out of nuclear energy and by a significant decrease in electricity production from coal-fired power plants. In 2035, nuclear power plants no longer contribute to electricity production in Germany (in 2012 their contribution amounted to 16 %). Hard coal power plants make a 10 % contribution to the total gross electricity production in 2035 (18 % in 2012) and lignite power plants approx. 11 % (26 % in 2012). Electricity production from natural gas increases slightly; its share amounts to approx. 13 % in 2035 (12% in 2012). The share of electricity production from renewable energies increases from approx. 22 % in 2012 to 58 % in 2035.

1 Einleitung und methodischer Ansatz

1.1 Einleitung

Klimaschutzpolitik bildet seit inzwischen mehr als zwei Dekaden ein herausgehobenes Feld deutscher Politik. Diese beruht auf einer umfassenden Strategie, die von der deutschen Bundesregierung bereits frhzeitig initiiert und stetig fortentwickelt wurde.

Mit dem Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm aus dem Jahr 2007, dem 2010 verabschiedeten Energiekonzept und den Beschlssen zur Beschleunigung der Energiewende vom Sommer 2011 sind wichtige energie- und klimapolitische Strategien, Politiken und Manahmen verabschiedet worden. Im Energiekonzept sind zudem erstmals langfristige Energie- und Klimaschutzziele fr Deutschland verabschiedet worden. Danach sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland im Vergleich zum Niveau von 1990 bis 2020 um 40% und bis 2050 um 80 bis 95% gesenkt und ehrgeizige Ziele fr Energieeffizienz und den Ausbau erneuerbarer Energien erreicht werden.

Damit das 40%-Ziel in 2020 sicher erreicht wird, hat die Bundesregierung Anfang Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020¹⁵ mit zusatzlichen Manahmen beschlossen. Darber hinaus soll ein Klimaschutzplan 2050 erarbeitet werden, der die weiteren Reduktionsschritte im Lichte der europaischen Ziele und der Ergebnisse der Pariser Klimschutzkonferenz 2015 bis zum Ziel im Jahr 2050 beschreibt und in einem breiten Dialogprozess mit Manahmen unterlegt.

Energieeinsparung, Verbesserung der Energieeffizienz, ein ausgewogener Energietrgermix und der Ausbau der erneuerbaren Energien bilden die wesentlichen Eckpfeiler der nationalen Klimaschutzpolitik und tragen zur Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung bei. Die nationale Klimaschutzpolitik folgt dem sektoralen Ansatz, d.h. der klimaschutzpolitische Handlungsbedarf sowie der Wirkungsbereich von klimaschutzpolitischen Manahmen werden getrennt nach den Wirtschaftssektoren Industrie, Energiewirtschaft, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, private Haushalte und Verkehr sowie anderen Sektoren abgebildet. Gleichwohl spielen sektorbergreifende Instrumente wie das Emissionshandelssystem der Europaischen Union eine zunehmende Rolle. Die Bundesregierung hat zudem keine sektorspezifischen Minderungsziele festgelegt.

Im Rahmen des unilateralen Emissionsminderungsziels der Europaischen Union fr das Jahr 2020 von 20% gegenber 1990 unterliegen die ab 2013 vom Emissionshandel erfassten Anlagen in Deutschland der EU-weiten Emissionsbegrenzung (Cap) von 21 % in 2020 gegenber 2005. Fr die nicht dem Emissionshandel unterliegenden Sektoren muss in Deutschland eine Emissionsminderung von 14% im Zeitraum 2005-2020 erfolgen. Fr den Fall, dass sich die Europaische Union im Rahmen verstärkter internationaler Klimaschutzanstrengungen zu einer hheren Emissionsminderung verpflichten sollte (30 %), wrden sich die genannten Emissionsminderungsziele im europaischen Kontext weiter verschrfen. Darber hinaus wurde im Oktober 2014 vom Europaischen Rat ein Emissionsminderungsziel fr das Jahr 2030 von 40% gegenber 1990 verabschiedet. Welchen Beitrag Deutschland leisten muss, steht derzeit noch aus.

Der vorliegende Bericht basiert auf Modellrechnungen, die durch ein Konsortium deutscher Forschungsinstitute im Auftrag des Umweltbundesamtes erarbeitet wurden. In diese Modellrechnungen sind teilweise Emissionsprojektionen aus anderen Forschungsvorhaben eingeflossen.

Das Kapitel 1.2 enthlt eine bersicht zum methodischen Ansatz der Szenarientwicklung und der Sensitivitätsanalysen.

Im Kapitel 2 werden die Rahmenannahmen und die fr das Mit-Manahmen-Szenario (MMS) sowie das Mit-Weiteren-Manahmen-Szenario in den verschiedenen Sektoren unterstellten Politiken und Manahmen beschrieben.

¹⁵ <http://www.bmub.bund.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/aktionsprogramm-klimaschutz-2020/>

Das Kapitel 3.1 enthält die Einzelanalysen zu den einzelnen sektoralen Projektionen. Im Kapitel 3.2 wird die Entwicklung des gesamten Primär- und des Endenergieverbrauchs beschrieben, im Kapitel 3.3 wird die Ermittlung der gesamten energiebedingten- und prozessbedingten Emissionen dokumentiert.

Im Kapitel 3.4 werden die Emissionsentwicklungen für das MMS und MWMS zusammenfassend dargestellt. Das Kapitel 3.5.1 enthält eine Zusammenfassung der Ergebnisse für die Sensitivitätsanalysen.

Anhang A1 enthält die Übersicht zur Klassifikation der Instrumententypen, Anhang A2 detaillierte Informationen zu Maßnahmen im Kraftwerksbereich, Anhang A3 enthält eine ausführliche Tabelle zur Bruttostromerzeugung nach Energieträgern und Anhang A4 enthält eine Übersicht zur sektoralen Emissionsentwicklung in einem alternativen Sektorzuschnitt des BMUB. Dieser Bericht verwendet noch alte Treibhausgaspotentiale, daher bietet Anhang A6 eine Konversion der Kernergebnisse auf aktuelle Treibhausgaspotentiale. In Anhang A7 ist schließlich aufgelistet, welche Brennstoffe in zu übergeordneten Brennstoffkategorien zusammengefasst wurden.

1.2 Methodischer Ansatz für die Emissionsprojektionen

Die Erstellung der Projektionen für die deutschen Treibhausgasemissionen bis 2035 erfolgt auf der Basis von Annahmen für

- Bevölkerungsentwicklung
- Wirtschafts- und Wirtschaftsstrukturentwicklung
- Energiepreisentwicklungen
- Politiken und Maßnahmen.

Hinsichtlich der Politiken und Maßnahmen werden zwei Szenarien untersucht:

- Im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) werden alle Maßnahmen berücksichtigt, die bis 31. August 2014 ergriffen worden sind. Die Entwicklung aufgrund dieser Maßnahmen wird mit einer (hypothetischen) Entwicklung verglichen, die ohne diese Maßnahmen bzw. ohne die entsprechende Novellierung bereits bestehender Politiken und Maßnahmen eingetreten wäre. Dabei wurden diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, die vor dem jeweils beschriebenen Wirkungsbeginn der vom MMS erfassten Maßnahmen wirksam waren.¹⁶
- Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) wurden in erster Linie die im ressortübergreifenden „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ (BMUB 2014) und im „Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz“ (NAPE; BMWi, 2014a) vorgesehenen politischen Maßnahmen berücksichtigt. Das Aktionsprogramm reagiert auf die aktuelle Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die das nationale Minderungsziel von 40% gegenüber 1990 im Jahr 2020 um fünf bis acht Prozentpunkte zu verfehlen droht (BMUB, 2014). Enthalten sind neben Einzelmaßnahmen auf sektoraler Ebene Anpassungen in Bezug auf den europäischen Emissionshandel, der NAPE hat die Erhöhung der nachfrageseitigen Energieeffizienz zum Ziel.

Sowohl das Aktionsprogramm Klimaschutz als auch der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz unterscheiden zwischen zentralen politischen Maßnahmen, die in ihrer Reduktionswirkung auf die Treibhausgase bzw. den Energieverbrauch quantifiziert wurden, und weiteren flankierenden Maßnahmen sowie solchen, die erst im Rahmen weiterführender Arbeitsprozesse konkretisiert und operationalisiert werden. Das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario folgt dieser Unterscheidung insofern, als die zentralen politischen Maßnahmen auch hier weitgehend als zu quantifizierende

¹⁶ Die Zurechnung der verschiedenen Maßnahmen ist in den einzelnen Sektoren jeweils gesondert festgelegt worden. Der Wirkungsbeginn der vom MMS erfassten Maßnahmen ist in den entsprechenden Übersichtstabellen explizit dokumentiert. Alle vor dem genannten Zeitpunkt wirksamen Politiken und Maßnahmen werden damit einem Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) zugerechnet. Das OMS wurde zwar jeweils sektorspezifisch ermittelt, die einzelnen Sektoranalysen wurden jedoch nicht zu einem Gesamtszenario zusammengeführt.

Instrumente eingeordnet werden. Wenngleich die flankierenden Instrumente wichtige Bausteine im Instrumentenverbund darstellen, werden diese aufgrund ihrer häufig geringen direkten Wirkung und Überschneidungen mit anderen Instrumenten nicht einzeln quantifiziert.

Der Fokus des Aktionsprogramms Klimaschutz liegt auf der Erreichung des THG-Minderungsziels von mindestens 40% bis 2020. Das MWMS hat jedoch einen Zeithorizont bis 2035. Entsprechend müssen im MWMS Annahmen zur weiteren Ausgestaltung der politischen Maßnahmen des Aktionsprogramms und des NAPE getroffen werden. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die im Aktionsprogramm bzw. im NAPE verabschiedeten Maßnahmen auch nach 2020 weitergeführt werden und dadurch auch darüber hinausgehend Wirkung zeigen. Die zu modellierenden Instrumente werden mit einem gewissen Interpretationsspielraum von Seiten der Forschungsnehmer ausgestaltet. Die Forschungsnehmer gehen von einer sehr ambitionierten Umsetzung des Aktionsprogramms aus. Dies setzt eine entsprechend ambitionierte Ausgestaltung der im MWMS berücksichtigten politischen Maßnahmen im Hinblick auf Fördervolumina, Effizienzstandards oder CO₂-Preise voraus. Die modellierte Emissionsminderung spiegelt somit eine idealtypische Umsetzung des Aktionsprogramms wieder.

Die Bundesregierung macht sich die Annahmen und Ergebnisse dieser Modellierung sowie die konkrete Ausgestaltung der genannten Maßnahmen nicht zu eigen, bezieht allerdings die Forschungsergebnisse in angemessenem Umfang in ihre künftigen Überlegungen mit ein. Abhängig von den gesetzten Annahmen und der gewählten Datengrundlage sind abweichende Ergebnisse und somit auch andere Prognosen über die Reduktionswirkung der Maßnahmen möglich. Im Übrigen stehen sämtliche Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 unter Finanzierungsvorbehalt und sind – soweit nicht anderweitig vereinbart – im jeweiligen Einzelplan gegen zu finanzieren.

Die Analyse und Bewertung der verschiedenen Maßnahmen, die Ermittlung der entsprechenden Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen sowie der notwendigen Hintergrundinformationen und -indikatoren für den vorliegenden Bericht folgt für die verschiedenen Sektoren unterschiedlichen methodischen Ansätzen bzw. basiert auf unterschiedlichen Modellinstrumentarien, die für die verschiedenen Bereiche auf Basis der verfügbaren Daten und Informationen eine adäquate Analyse erlauben.

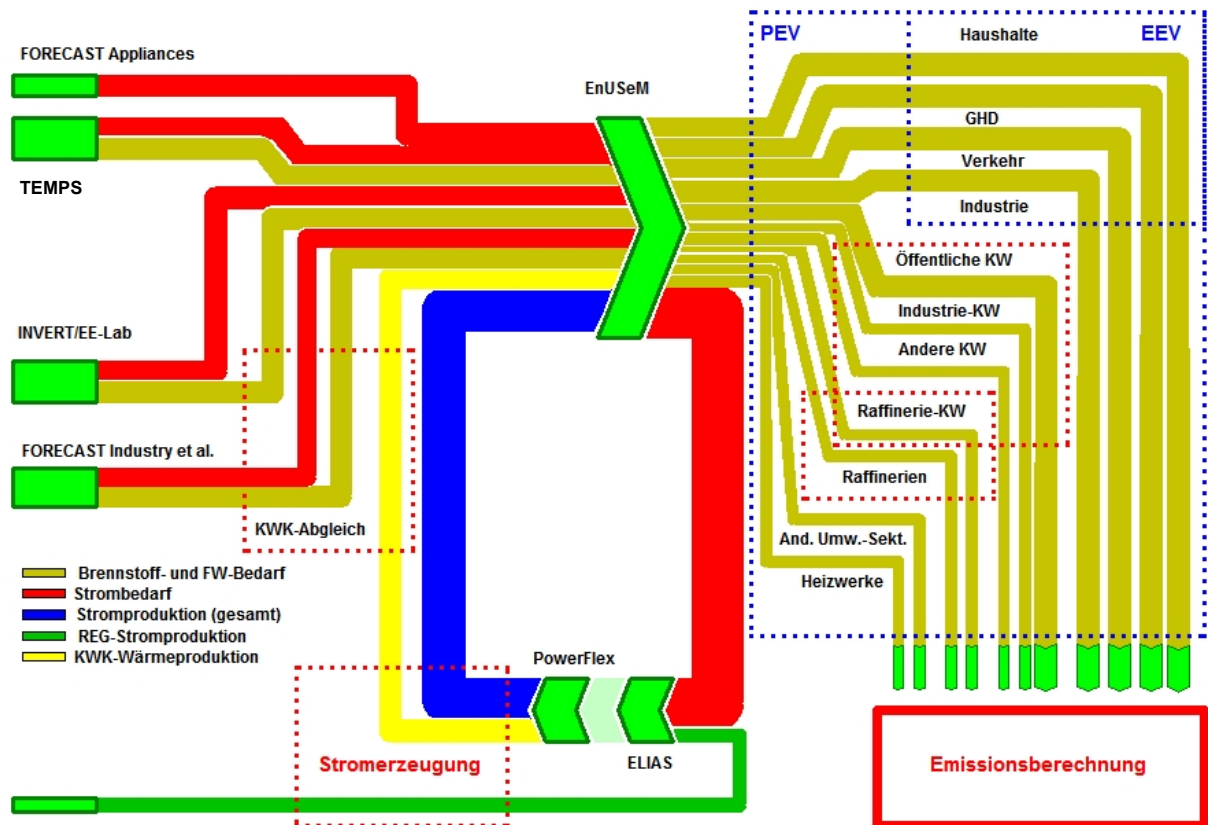
Für die energiebedingten Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen basieren die Analysen auf einem komplexen System verschiedener Modelle (Abbildung 1-1):

- Die Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden mit den Modellen des Öko-Instituts (ELIAS/PowerFlex) analysiert (siehe 3.1.1).
- Die Integration des Mengengerüsts für den Energieverbrauch, die Ermittlung des Primärenergieverbrauchs sowie des Energieeinsatzes in den anderen Umwandlungssektoren wird mit dem Integrationsmodell EnUSEM des Öko-Instituts durchgeführt (siehe 3.1.2.1).
- Für den Verkehrsbereich wurde die Verkehrsnachfrage aus der Verkehrsprognose 2030 (BMVI 2014) übernommen. Die Modellierung erfolgt mit dem Modell TEMPS des Öko-Instituts (siehe 3.1.3.1).
- Für den Gebäudesektor (im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude) wird das Modell INVERT / EE-Lab des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) genutzt (siehe 3.1.4.1).
- Analysen für den verbleibenden Brennstoff- und Strombedarf im Sektor Private Haushalte werden unter der Modellplattform FORECAST des Fraunhofer ISI durchgeführt (siehe 3.1.5.1).
- Die Analysen für den Strom- und Brennstoffbedarf der Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel Dienstleistung erfolgt unter der Modellplattform FORECAST des Fraunhofer ISI, die auf einzelnen Sektormodellen beruht (siehe 3.1.6.1 und 3.1.7.1).

Für die Modellierung des Energiesektors wird eine Reihe von Iterationsläufen notwendig:

- zur Ermittlung des Stromverbrauchs aus den Endverbrauchs- und Umwandlungsbereichen als Eingangsgröße für die Strommarktmodellierung;
- zum Abgleich der Wärmezeugung aus KWK-Anlagen in der öffentlichen, industriellen und Objektversorgung und dem Wärmebedarf in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und private Haushalte.

Abbildung 1-1: Modellübersicht zur Analyse der energiebedingten Treibhausgasemissionen



Quelle: Öko-Institut

Die Emissionsermittlung für die Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen erfolgt mit dem Emissionsmodell des Öko-Instituts, das in EnUSEM aggregierten Energiebedarfsprojektionen für die verschiedenen Endverbrauchs- und Umwandlungssektoren in der Systematik der Nationalen Treibhausgasemissionen emissionsseitig bewertet.

Für die flüchtigen Emissionen des Energiesektors erfolgt im Emissionsmodell des Öko-Instituts eine quellgruppenspezifische Modellierung auf Basis des Mengengerüsts für die Energienachfrage und -bereitstellung sowie den für das Nationale Treibhausgasinventar genutzten Methoden (siehe 3.1.8.1).

Für die Emissionen aus Industrieprozessen werden drei verschiedene Ansätze verfolgt:

- Für die prozessbedingten Emissionen mit Bezug zum Energiesektor werden die Emissionen auf Basis des Mengengerüsts für die Energienachfrage und -bereitstellung im Emissionsmodell des Öko-Instituts mit den für das Nationale Treibhausgasinventar verwendeten Methoden ermittelt.
- Für die prozessbedingten Emissionen ohne Bezug zum Energiesektor werden die Emissionen auf der Basis von Produktionsschätzungen im Emissionsmodell des Öko-Instituts mit den für das Nationale

Treibhausgasinventar verwendeten Methoden ermittelt. Für die N₂O-Emissionen aus der Adipin- und Salpetersäureproduktion erfolgte eine gesonderte Modellabschätzung (siehe 3.1.9.1).

- Für die HFKW-, FKW- und SF₆-Emissionen werden vorliegende Projektionen aktualisiert und angepasst (siehe 3.1.10.1).

Für die Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft wird eine vom Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI, Offermann et. al 2014) erstellte Projektion übernommen. Diese wurde bis 2035 erweitert (siehe 3.1.11.1).

Für die Treibhausgasemissionen aus der Abfallwirtschaft wird das für die Erstellung der Nationalen Treibhausgasinventare verwendete Multi-Phasen-Abfallmodell des Öko-Instituts für die Projektion erweitert (siehe 3.1.12.1).

Zur Analyse der energiebedingten Treibhausgasemissionen wurde zusätzlich ein Verfahren der Komponentenzerlegung in Ansatz gebracht, mit dem über eine Dekompositionsanalyse die Emissionsentwicklung durch die Entwicklung von Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität, den Anteil der fossilen Energien am gesamten Primärenergieaufkommen sowie die Treibhausgasintensität der genutzten fossilen Energieträger beschrieben werden kann.

Unter Verwendung dieses Modellinstrumentariums werden neben der Erstellung des MMS und MWMS auch Sensitivitätsanalysen für das MMS zu einer höheren Bevölkerungsentwicklung, einer niedrigeren Wirtschaftsentwicklung sowie höheren Energiepreisen angelehnt an die EU-Guidance durchgeführt.

Die Berechnungen der Szenarien in diesem Bericht sind in großem Maß von vom nationalen Treibhausgasinventar abhängig. Das aktuellste zum Zeitpunkt der Berechnung dieses Szenarios verfügbare Treibhausgasinventar ist aus dem Berichtsjahr 2014 (UBA 2014a+b) und wurde unter Anwendung der *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC 1996) unter Verwendung von Treibhausgaspotentialen des Zweiten Sachstandsbericht des IPCC (IPCC 1995) erstellt. Ab dem Berichtsjahr 2015 hingegen gelten *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC 2006) unter Verwendung von Treibhausgaspotentialen aus dem Vierten Sachstandsbericht (IPCC 2007). Eine vollständige, mit dem im Jahr 2015 zu veröffentlichenden Treibhausgasinventar komplett konsistente Umrechnung der Ergebnisse dieses Berichts ist nicht möglich. Eine angenäherte Umrechnung der Kernergebnisse dieses Berichts ist in Anhang A6 aufgeführt. Die primäre Datenquelle zur Erstellung dieses Berichts sind die historischen Daten im Treibhausgasinventar, die aber nicht vollständig kompatibel zur den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland sind (u.a. teilweise andere Sektordefinitionen und Brennstoffaggregationen). Daher kommt es teilweise zu Differenzen gegenüber der Energiebilanz. Im Treibhausgasinventar sind nur Aktivitätsdaten zu brennstoffförmigen Energieträgern enthalten. Als primäre Datenquelle für nichtbrennstoffförmige Energieträger dienen die Energiebilanzen.

2 Beschreibung der Rahmendaten und der in Deutschland ergriffenen Maßnahmen und Instrumente zum Klimaschutz

2.1 Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

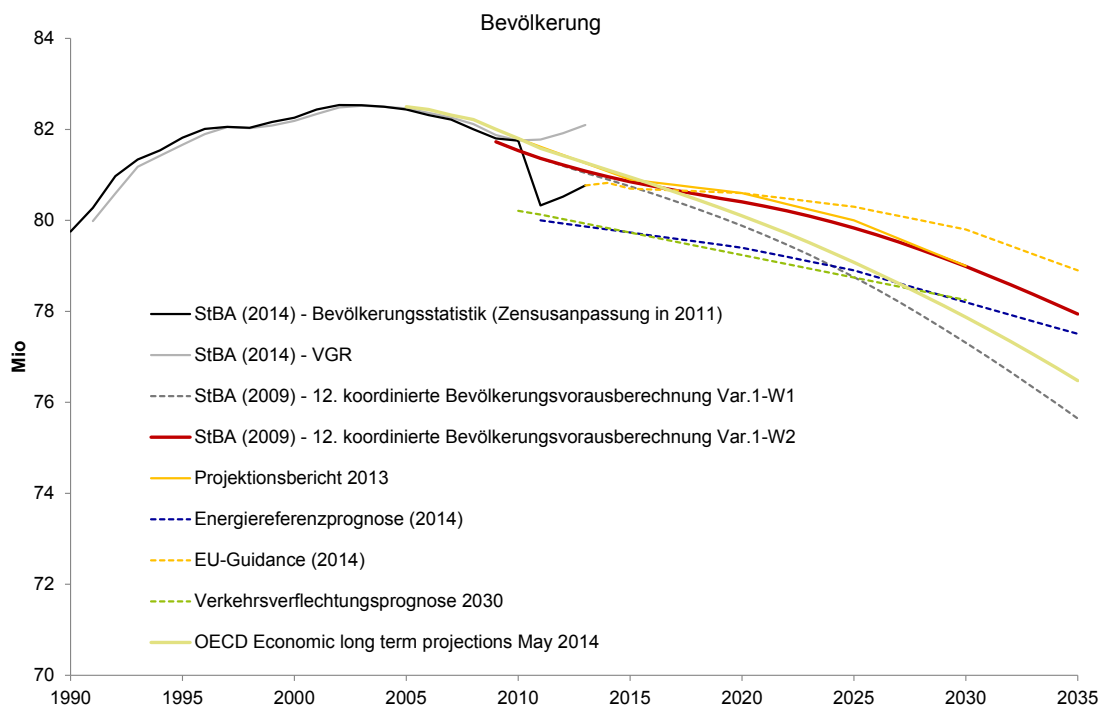
2.1.1 Demographische Entwicklung

Die demographische Entwicklung ist ein wichtiger Treiber für Treibhausgasemissionsprojektionen aus zweierlei Gründen:

- Zum einen besteht ein direkter Zusammenhang der Bevölkerungsgröße und Treibhausgasemissionen, z.B. durch die Nutzung von Brennstoffen für Transport- und Heizzwecke,
- zum anderen geht ein gewisser Anteil der Bevölkerung einer Erwerbstätigkeit nach, die in Branchen stattfindet, die Brennstoffe zur Erstellung von Gütern benötigen.

Damit kommt den Annahmen der künftigen Bevölkerungsentwicklung eine Wichtigkeit zu. In Abbildung 2-1 sind aktuelle Bevölkerungsprojektionen vergleichend dargestellt.

Abbildung 2-1: Aktuelle Bevölkerungsprojektionen im Vergleich



Quelle: eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt (StBA) (2009, 2014a, 2014b), Projektionsbericht (2013), Prognos et al. (2014), EC (2014b), BMVI (2014)

Anmerkung: Eine offizielle Rückrechnung des Statistischen Bundesamtes für die Werte 1990-2011 auf Basis der Zensusanpassung liegt noch nicht vor. Die von der Kommission bereitgestellten Bevölkerungsdaten ab 2015 wurden mit dem letzten historischen Wert nach Veröffentlichung des Bevölkerungszensus 2011 (schwarze Trajektorie) verbunden. Die Energiereferenzprognose (blaue Trajektorie) wurde nach 2030 mit der in den vorherigen Jahren geltenden Wachstumsrate weiter fortgeschrieben. Der Projektionsbericht 2015 – und damit der vorliegende Bericht – orientiert sich an der 12. Bevölkerungsprognose mit höheren Annahmen zum Wanderungssaldo (rote Trajektorie).

Nach Verffentlichung des Bevclkerungszensus 2011 wurden die Bevclkerungszahlen in der Bevclkerungsstatistik des Statistischen Bundesamts (StBA) nach unten korrigiert (in der Summe um ca. 1,5 Millionen Personen). Dies betrifft die Daten nach 2010, die in der VGR (graue Trajektorie) noch nicht mitbercksichtigt werden konnten.

Grau gestrichelt dargestellt sind zwei Varianten der aktuellen (12. koordinierten) Bevclkerungsvorausberechnung, die sich in den Annahmen zum Wanderungssaldo in der Zukunft unterscheiden: Variante 1-W1 stellt die Untergrenze der „mittleren“ Bevclkerung mit einem Wanderungssaldo von 100.000 Personen dar, Variante 1-W2 die Obergrenze der „mittleren“ Bevclkerung mit einem Wanderungssaldo von 200.000 Personen. Die 12. koordinierte Bevclkerungsvorausberechnung wurde noch vor dem Bevclkerungszensus erstellt, allerdings ist anzumerken, dass angesichts der aktuell hohen Wanderungsgewinne (2013 betrug der Wanderungssaldo deutlich ber 400.000) die Vorausberechnung mit ihrer im Jahr 2009 vorsichtig vorgenommenen Schtzung des Saldos fr 2013 nahe dem tatschlichen Wert nach Zensus liegt und fr die Zukunft eine eher zu niedrige Bevclkerung ausweist – zumindest so lange diese hohen Wanderungen fr Deutschland noch registriert werden.

Die 13. koordinierte Bevclkerungsvorausberechnung, die am 28. April 2015 verffentlicht wurde, hat diesen hheren Wanderungsgewinnen zumindest teilweise Rechnung getragen. Fr die Jahre 2014 und 2015 wurde eine Netto-Zuwanderung von jeweils 500.000 Personen unterstellt und danach ein allmhliches Absinken der Netto-Zuwanderung auf 100.000 bzw. 200.000 Personen pro Jahr bis zum Jahr 2021. Daher lsst sich schlieen, dass die hhere Wanderungsvariante aus der 12. koordinierten Bevclkerungsvorausberechnung (Variante 1-W2) nher an den künftigen Werten liegt.

In Abbildung 2-1 ist darber hinaus zu erkennen, dass frhere Projektionen noch auf den Daten vor Zensus beruhen, whrend neuere diese mit bercksichtigen konnten (Energierferenzprognose (2014) sowie Verkehrsverflechtungsprognose 2030).

Vor dem Hintergrund der verschiedenen Projektionen, der neuesten Erkenntnissen des Bevclkerungszensus 2011 und der aktuell hohen Wanderungsgewinne orientieren sich, die Bevclkerungsrahmendaten des Projektionsberichtes 2015 an denen der 12. Bevclkerungsprognose mit hheren Annahmen zum Wanderungssaldo (Variante 1-W2 die Obergrenze der „mittleren“ Bevclkerung) zu orientieren (rote Trajektorie in Abbildung 2-1).

Die daraus resultierenden Datenpunkte sind die folgenden:

- **2015:** 80,9 Mio. Einwohner
- **2020:** 80,4 Mio. Einwohner
- **2025:** 79,8 Mio. Einwohner
- **2030:** 79,0 Mio. Einwohner
- **2035:** 77,9 Mio. Einwohner

Die Wachstumsraten der oben gezeigten Projektionen sind in nachstehender Tabelle zusammengefasst, der Vorschlag fr den Projektionsbericht 2015 ist hervorgehoben.

Tabelle 2-1: Projizierte Wachstumsraten der Bevölkerung in %¹⁷

	2011-2020	2011-2030	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
Stat. Bundesamt (2009) Var.1-W1	-0,2%	-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,4%	-0,4%
Stat. Bundesamt (2009) Var.1-W2	-0,1%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,3%
Projektionsbericht 2013	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	
Verkehrsverflechtungsprognose 2030		-0,1%				
Energierferenzprognose (2014)	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,2%
EU-Guidance (2014)	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,2%
Annahme Projektionsbericht 2015	-0,1%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,3%

Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis oben genannter Quellen

2.1.2 Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Abbildung 2-2 stellt die historische Entwicklung (schwarze Trajektorie bezeichnet mit StBA, 2014) und aktuelle BIP-Projektionen vergleichend dar.

Die rote durchgezogene Trajektorie stellt die dem Projektionsbericht 2015 zugrunde liegende Annahme dar und lässt sich wie folgt einordnen:

- Für die Jahre 2014 bis 2019 wird ein Wachstum unterstellt, wie es in der Herbstprojektion 2014 der Bundesregierung prognostiziert wird (1,3% p.a.). Die Frühjahrsprojektion 2014 der Bundesregierung (hellrot) fiel demgegenüber noch etwas optimistischer aus, ebenso wie die Kurzfristprognosen der Bundesbank (grau gestrichelt) und der OECD (rot gestrichelt) bis 2015 (durchschnittlich 1,9% bzw. 2%).
- Auch das statistische Bundesamt berichtete kürzlich von einem überraschend geringen Wirtschaftswachstum im 2. Quartal 2014¹⁸. Dies kann ein Indikator dafür sein kann, dass das starke, erholungsbedingte Wachstum nach der Wirtschaftskrise nicht in diesem Rahmen bestehen bleibt.

Es werden deshalb folgende Annahmen getroffen:

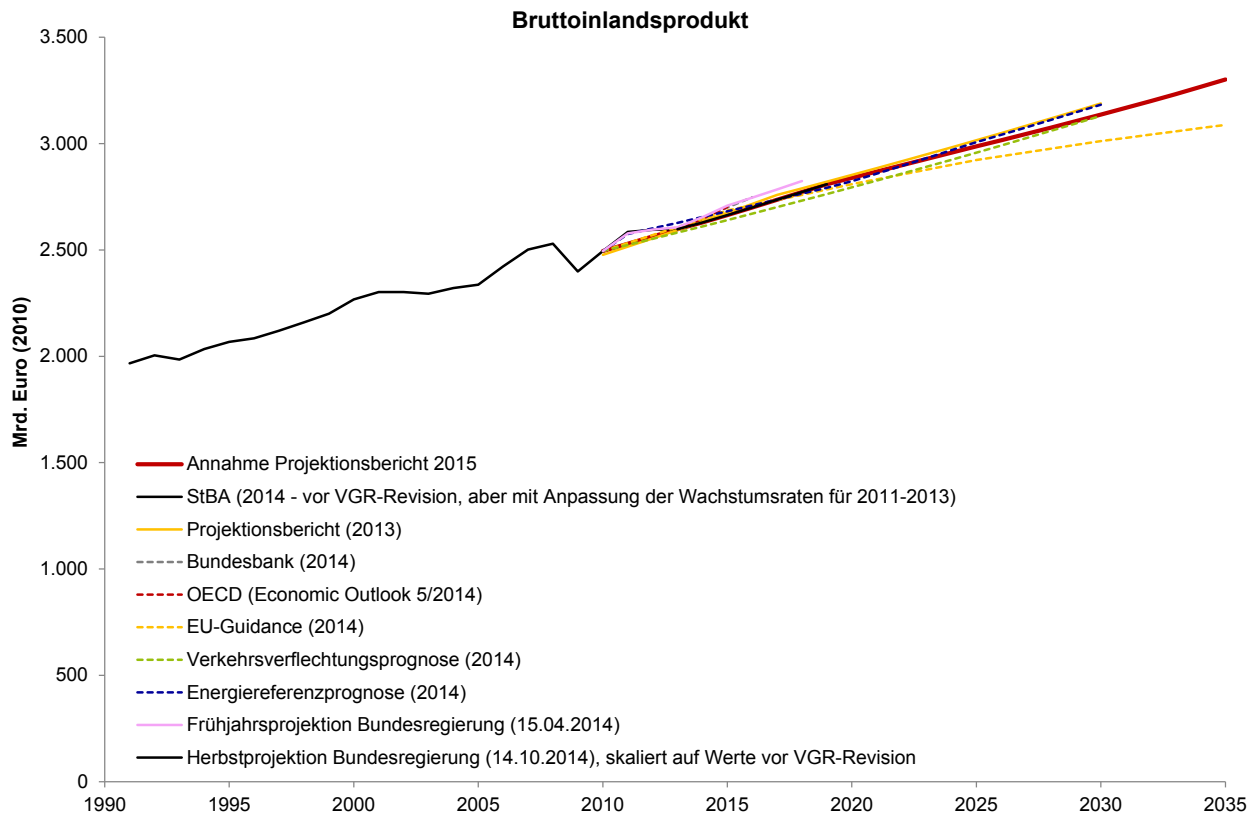
- **2013-2015:**
1,3% Wachstum p.a. auf Basis der jüngsten Vergangenheit unter Berücksichtigung der Kurzfristprognosen (BMWi 2014b) und Annahme, dass das kurzfristige Wachstum wahrscheinlich geringer ausfallen wird als noch in der Erholungsphase nach der Wirtschaftskrise;
- **2015-2019:**
1,3% Wachstum p.a. auf Basis der Herbstprojektion der Bundesregierung vom 14.10.2014 (BMWi 2014b).

¹⁷ Korrigierte historische Daten, die den Bevölkerungszensus berücksichtigen, liegen erst ab 2011 vor. Daher ist der Zeitraum 2011-2020 bzw. 2011-2030 angegeben. Die Wachstumsrate für die Verkehrsverflechtungsprognose ist für die Jahre 2010-2030 ausgewiesen.

¹⁸ https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2014/08/PD14_287_811.html
https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2014/09/PD14_306_811.html

- 2020-2035:**
 Durchschnittliches Wachstum von 1,0% p.a. basierend auf den jährlichen Wachstumsraten der OECD-Projektion (OECD 2014b), da davon ausgegangen wird, dass sich das Wirtschaftswachstum nach dem Abklingen der Nachwirkungen der Wirtschaftskrise auf einem relativ stabilen positiven Niveau einpendeln wird.

Abbildung 2-2: Vergleich aktueller Projektionen des Bruttoinlandsproduktes



Quelle: eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt (StBA) (2014b), BMWi (2014), Bundesbank (2014), Projektionsbericht (2013), EC (2012, 2014b), Prognos et. al (2014), OECD (2014a+b), BMWi (2014b+c¹⁹).

Anmerkung: Die VGR-Revision in 2014 setzt die Regeln des „Europäischen Systems der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung“ (ESVG) von 2010 um und erhöht das BIP in 2013 um ca. 80 Mrd. Euro. In der Grafik werden für die Darstellung der Trajektorie des stat. Bundesamts und der Herbstprojektionen aus Gründen der Vergleichbarkeit mit anderen Studien die Größen vor Revision dargelegt, die Wachstumsraten entsprechen jedoch der Neuberechnung nach Revision.

Da zukünftige Entwicklungen immer mit starken Unsicherheiten behaftet sind, wird zusätzlich eine Sensitivitätsrechnung auf Basis der EU-Guidance (gelb gestrichelt) vorgenommen. Da hier die Wachstumsraten erst ab 2015 angegeben werden, muss für den Zeitraum 2013-2015 eine Annahme getroffen werden.

- 2013-2015 (Sensitivität):**
 1,2% Wachstum p.a. abgeleitet von der jüngsten Kurzfristprognose (BMWi 2014b);
- 2015-2020 (Sensitivität):**
 0,9% Wachstum p.a. nach EC (2014b)

¹⁹ Zur Umrechnung von Angaben in Euro (2005) auf Euro (2010) wurde der Faktor 1,05 verwendet.

- **2020-2025 (Sensitivität):**
0,8% Wachstum p.a. nach EC (2014b)
- **2025-2030 (Sensitivität):**
0,7% Wachstum p.a. nach EC (2014b)
- **2025-2030 (Sensitivität):**
0,6% Wachstum p.a. nach EC (2014b)
- **2030-2035 (Sensitivität):**
0,5% Wachstum p.a. nach EC (2014b)

Die Wachstumsraten der oben dargestellten Projektionen, sowie des Vorschlags und der EU-Guidance 2014, die als Sensitivität dienen soll, sind in Tabelle 2-2 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 2-2: Durchschnittliche, jährliche Wachstumsraten des Bruttoinlandsproduktes in verschiedenen Projektionen, sowie Vorschläge für den Projektionsbericht 2015 in %

	2010-2030	2013-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
Bundesbank (2014)		1,9%				
BMWi (2014b)*		1,3%	1,3%			
OECD (2014a)		2,0%				
OECD (2014b)	1,0%					
Projektionsbericht (2013)	1,3%	1,6%	1,3%	1,1%	1,1%	
Verkehrsverflechtungsprognose (2014)	1,1%					
Energierferenzprognose (2014)	1,2%	1,0%	1,0%	1,3%	1,1%	
EU-Guidance (2014)	0,9%		0,9%	0,8%	0,6%	0,5%
Annahme Projektionsbericht 2015	1,2%	1,3%	1,3%	1,0%	1,0%	1,0%
Annahme für Sensitivitätsrechnung	0,9%	1,2%	0,9%	0,8%	0,6%	0,5%

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der oben angegebenen Quellen;

Anmerkung: BMWi (2014b)* - Wachstumsrate für 2015-2019

2.1.3 Entwicklung der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes

Die Bruttowertschöpfung ist ebenfalls eine wichtige Treibergröße bezüglich der Treibhausgasemissionen. Insbesondere im verarbeitenden Gewerbe²⁰ – der Industrie – das zur Produktion seiner Güter auf Brennstoffe zurückgreifen muss, ist sie daher eine wichtige Modellierungsgröße.

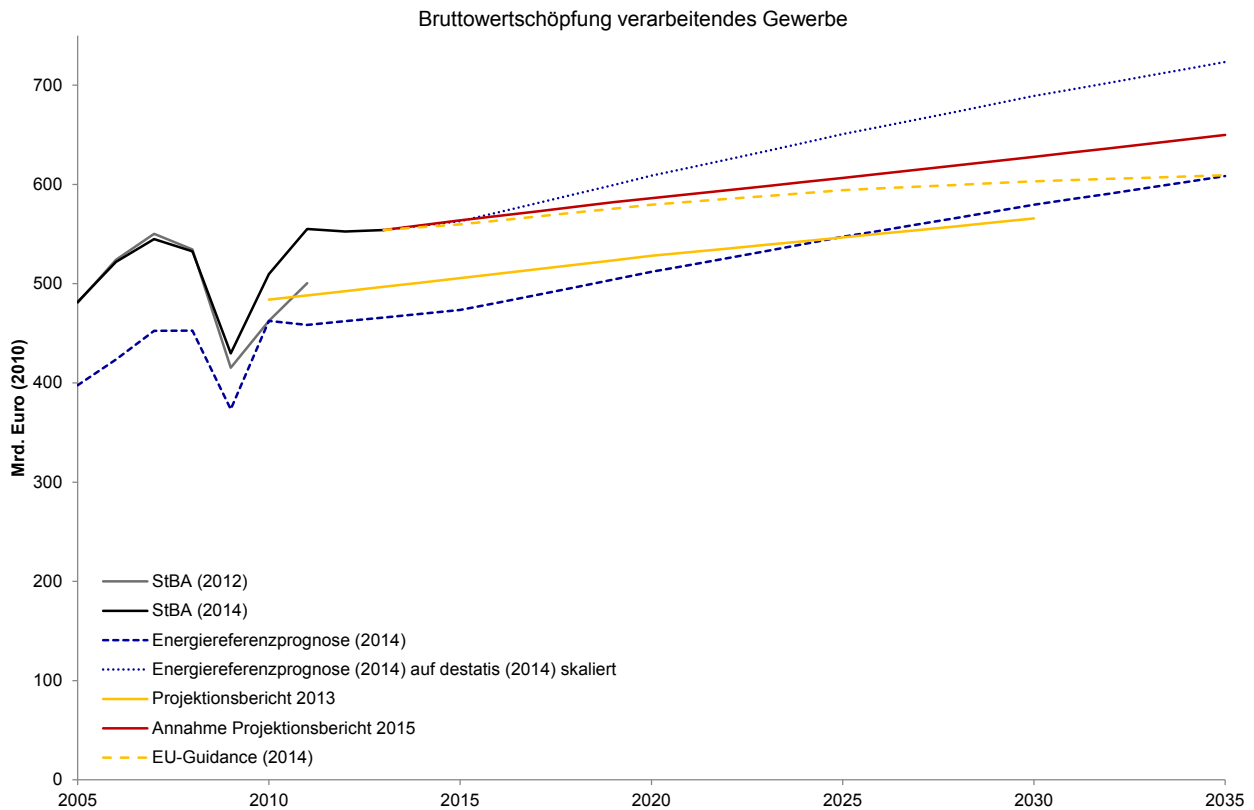
In Abbildung 2-3 sind verschiedene aktuelle Projektionen zur Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes dargestellt, sowie der Vorschlag für den Projektionsbericht 2015 (rote Trajektorie). Dieser Vorschlag berücksichtigt den graduellen Trend zur Dienstleistungsökonomie, der schon in der Vergangenheit zu beobachten war (Anteil Dienstleistungen am BIP²¹ 1990: 62,5%, 2012: 69%). Unter Berücksichtigung der Entwicklun-

²⁰ Verarbeitendes Gewerbe exklusive Baugewerbe, exklusive Energie- & Wasserversorgung

²¹ Quelle: StBA (2013a)

gen der letzten Jahre scheint es plausibel, dass sich die Wachstumsraten im verarbeitenden Gewerbe mittelfristig verringern werden (Abnahme auf 0,7% ab 2020).

Abbildung 2-3: Vergleich aktueller Projektionen der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes²²



Quelle: Eigene Darstellung nach StBA (2012, 2014c), Projektionsbericht 2013, EC (2014b), Prognos et. al (2014)

Tabelle 2-3: Durchschnittliche, jährliche Wachstumsraten der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes in verschiedenen Projektionen, sowie Vorschlag für den Projektionsbericht 2015 in %

	2013-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
Energiereferenzprognose (2014)	0,8%	1,6%	1,3%	1,2%	1,0%
Projektionsbericht 2013	0,9%	0,9%	0,7%	0,7%	
EU-Guidance (2014)		0,7%	0,5%	0,3%	0,2%
Annahme Projektionsbericht 2015	0,9%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der oben angegebenen Quellen

Der Übergang in eine Dienstleistungsgesellschaft kann unterschiedliche Strukturänderungen zufolge haben. Wie sich diese tatsächlich manifestieren ist ungewiss. Es scheint plausibel, dass im verarbeitenden Gewerbe in der Zukunft geringere, aber konstante Wachstumsraten zu beobachten sein können. Die hier verwendete An-

²² Zur Umrechnung von Angaben in Euro (2005) auf Euro (2010) wurde der folgende Faktor verwendet: 1,05.

nahme reflektiert dies: die Wachstumsraten orientieren sich an denen des Projektionsberichtes 2013; und schließen nun am letzten beobachteten historischen Wert (2013) an. Die Sensitivitätsrechnung lehnt sich wiederum an die EU-Guidance (2014b) an und ist hier nicht gesondert dargestellt.

2.2 Projektion der Entwicklung der Primärenergiepreise

2.2.1 Vorbemerkungen

Die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise bildet eine entscheidende Determinante für die Erarbeitung von Projektionen für die zukünftige Energie- bzw. Emissionsentwicklung. Die Annahmen zu den zukünftigen Energieträgerpreisen beeinflussen dabei ganz wesentlich sowohl die Konfiguration des Energiesystems als auch dessen gesamte Systemkosten und die Energiepreise für die verschiedenen Verbrauchergruppen. Für die Entwicklung von Projektionen für Energieträgerpreise ergeben sich vor allem zwei zentrale Fragen:

- Was sind die Leitgrößen der Energiepreisentwicklung und deren Bestimmungsparameter?
- Welchen Einfluss haben diese Leitgrößen auf die Entwicklung der Energiepreise für die verschiedenen Einsatzbereiche?

In der hier vorgelegten Analyse wird diesen Fragen für diejenigen Brennstoffpreise nachgegangen, für die erstens eine starke Abhängigkeit von den Entwicklungen auf den internationalen Brennstoffmärkten für Öl, Erdgas und Kohle zu konstatieren ist und die zweitens für den Bereich der Stromerzeugung relevant sind. Eine weitere Analyse wird sich mit der Entwicklung der Brennstoffpreise für weitere Sektoren beschäftigen.

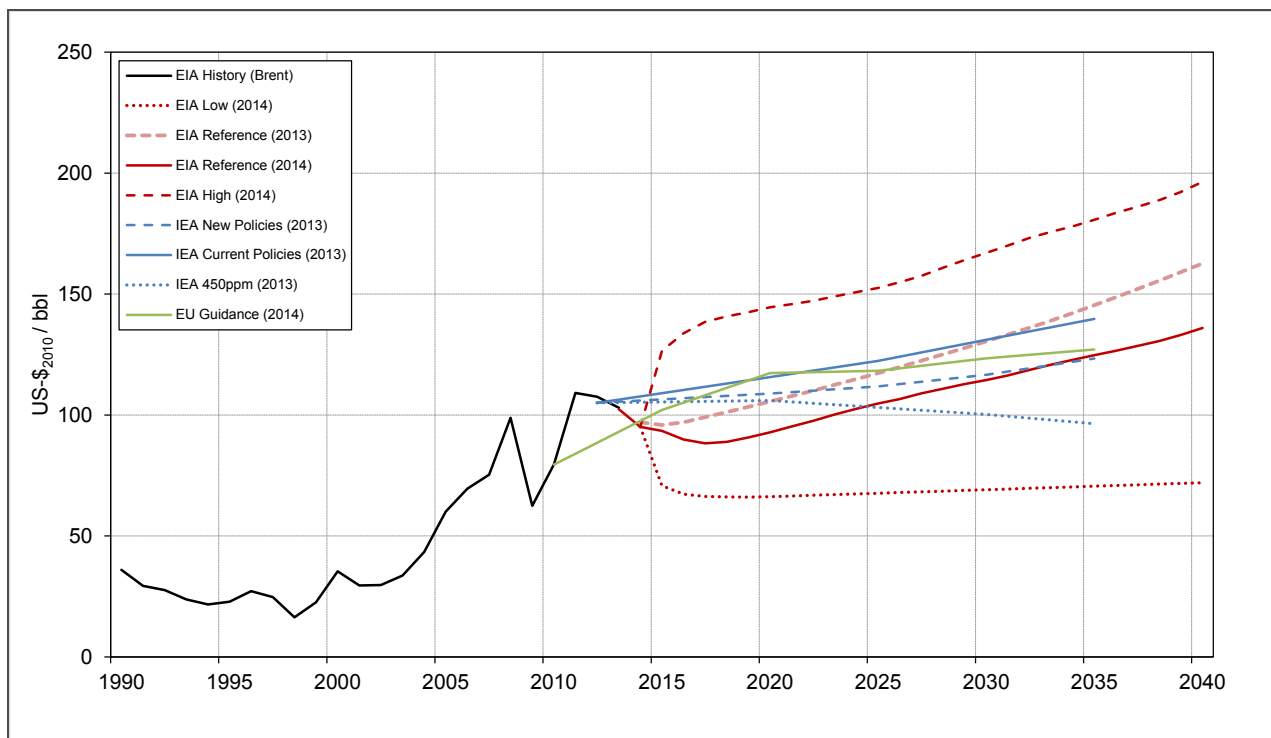
Dabei war es notwendig, die Annahmen zu den Rahmendaten für die Bevölkerungsentwicklung, der Wirtschafts- und Wirtschaftsstrukturentwicklung und der Energiepreisentwicklung vor Beginn der Modellierung festzulegen. Dies geschah in der ersten Hälfte des Jahres 2014. Auf dieser Grundlage wurde in der zweiten Hälfte des Jahres 2014 zunächst das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) berechnet. Das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) folgte erst in der zweiten Jahreshälfte 2015, um die Maßnahmen aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 ausreichend berücksichtigen zu können. Die Rahmendaten für das MWMS konnten jedoch nicht an aktuelle Entwicklungen (z.B. niedrige internationale Energiepreise) angepasst werden, da für beide Szenarien die Verwendung gleicher Rahmendaten vorgesehen war. Die Untersuchung folgt für die unterschiedlichen Aspekte einem dreistufigen Analyseansatz:

- In einem ersten Schritt werden die historische Entwicklung der Grenzübergangpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle dokumentiert (Abschnitt 2.2.2 und 2.2.3).
- In einem zweiten Schritt werden eine Reihe aktueller Mainstream-Projektionen für die globalen Rohölpreise dargestellt und eine Empfehlung für die den Projektionen für Gas- und Kohlepreis zu Grunde zu legende Projektion erarbeitet.
- In einem dritten Schritt werden basierend auf der Entwicklung des Rohölpreises die Entwicklungen der Grenzübergangpreise Rohöl, Erdgas und Steinkohle fortgeschrieben (Abschnitt 2.2.3).

2.2.2 Preisprojektionen für Rohöl auf dem Weltmarkt

Für die Entwicklung der auf dem Weltmarkt gehandelten Primärenergieträger bildet der Trend auf den Rohölmärkten einen entscheidenden Anker. Die langfristige Entwicklung der Ölpreise hängt von vielen Faktoren ab: neben der Marktmacht der OPEC insbesondere von dem künftigen weltwirtschaftlichen Wachstum sowie den weltweit verfolgten energie- und umweltpolitischen Strategien. Die künftige Entwicklung dieser Faktoren ist mit Unsicherheit verbunden. Die Unsicherheit über die Entwicklung der Ölpreise wird noch dadurch verstärkt, dass die Preise für Rohöl zunehmend auch durch Finanzmärkte bestimmt werden. Unter dem Einfluss unsicherer Erwartungen über künftige Entwicklungen hat die Volatilität der Preise in den letzten Jahren deutlich zugenommen.

Abbildung 2-4: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Rohölpreises auf dem Weltmarkt, 1990–2040



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft (2014), EIA (2013, 2014), IEA (2013), EC (2014b); Berechnungen des Öko-Instituts

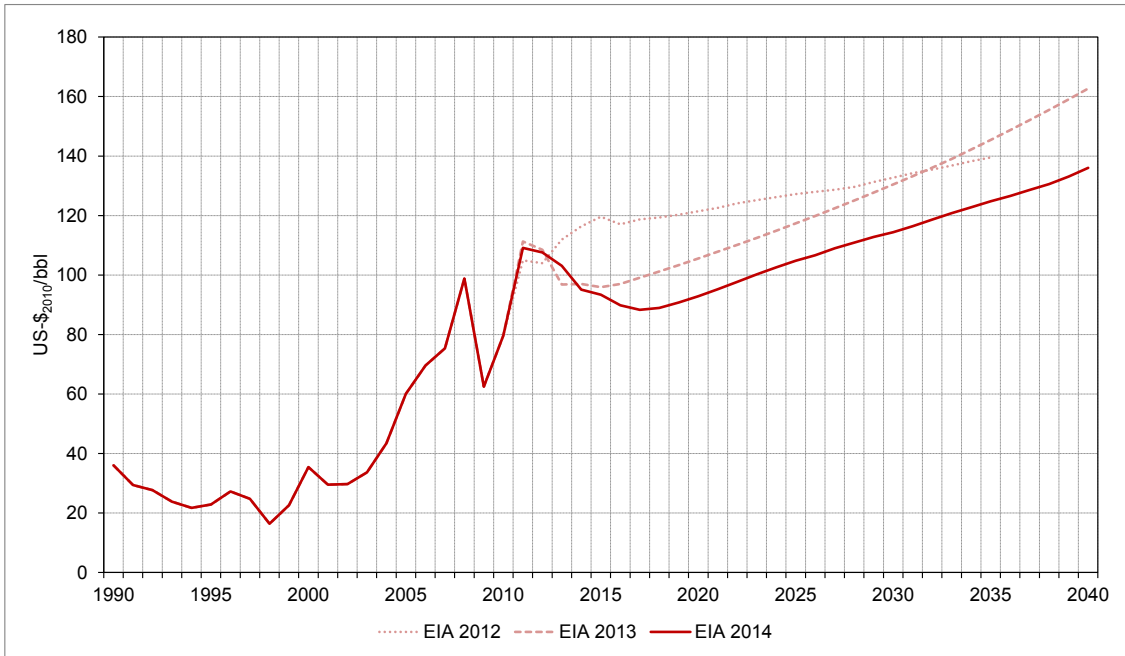
Die Zusammenstellung ausgewählter Preisprojektionen in Abbildung 2-4 zeigt die große Bandbreite aktueller Analysen. Alle Preisangaben wurden auf die Preisbasis 2010 umgerechnet, sofern sie nicht bereits in konstanten US-Dollar von 2010 angegeben waren. Für die Preisbereinigung wurden die BIP-Deflatoren verwendet, wie sie vom U.S. Bureau of Economic Analysis (BEA) veröffentlicht werden.

Im Vergleich der verschiedenen Projektionen ist auf eine Reihe interessanter Aspekte hinzuweisen:

- In den eher prognostisch orientierten Projektionen in der Referenzvariante des Annual Energy Outlook (AEO) der U. S. Energy Information Administration (EIA 2014) sowie im Current Policy Scenario (CP) des World Energy Outlook 2013 der Internationalen Energieagentur (IEA 2013) werden für das Jahr 2020 Preisniveaus (in konstanten Preisen von 2010) von knapp 93 bzw. 116 US-Dollar je Fass Öl (\$/bbl) erwartet. Im Jahr 2035 wird das Niveau von 125 bzw. 140 \$/bbl erreicht.
- In der Projektion der EIA (2014) werden neben der Referenzvariante auch Szenarien für hohe und niedrige Rohölpreise untersucht. Der obere Rand des Preisspektrums (ca. 145 \$/bbl im Jahr 2020 bis 196 \$/bbl 2040) wird mit steigender Nachfrage und einem stagnierenden Ausbau der Ölgewinnung durch OPEC-Staaten begründet. Dadurch steigt der Marktanteil der teureren Fördermethoden außerhalb der OPEC. Durch Maßnahmen wie eine verbesserte Ausbeute konventioneller Ressourcen, eine verstärkte Nutzung alternativer Kraftstoffe und zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen könnte der Anstieg des Rohölpreises jedoch gedämpft werden. Bei geringem Wirtschaftswachstum und steigender Förderung seitens der OPEC-Staaten werden am unteren Rand entsprechend niedrige Preisniveaus (für den Zeithorizont 2020/2030 unter 70 \$/bbl) angesetzt.
- Im Vergleich zu den Vorjahren hat sich der Charakter der EIA-Referenzprojektion verändert (vgl. Abbildung 2-5). Während die Projektion des Jahres 2012 durch sinkende Wachstumsraten gekennzeichnet war, wurden für die Projektion des Jahres 2013 steigende Wachstumsraten angenommen. Die Preisniveaus der Projektion 2012 wurden aber erst nach 2030 überstiegen. In der aktuellen Projektion liegen die Preise im Projektionszeitraum unter den beiden Vorjahren. Die

wichtigsten Treibergrößen dafür sind die rasch wachsende Förderung von unkonventionellem Öl und Gas in den USA, die im Szenario von 2014 berücksichtigt wird, und ein niedriger angesetztes Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum.

Abbildung 2-5: Vergleich der EIA-Referenzprojektionen für Öl (\$2010/bbl)



Quelle: EIA (2012, 2013, 2014)

- Eine interessante Sensitivitätsanalyse wird im World Energy Outlook (IEA 2013) wiederholt präsentiert. Hier werden der Einfluss von Klimaschutzpolitik und die damit einhergehenden Nachfrageeffekte berücksichtigt. Im New Policy Szenario (NP), das die Umsetzung der auf der 15. Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonferenz initiierten Minderungszusagen (Copenhagen Accord) berücksichtigt, stellt sich 2020 ein Ölpreisniveau von knapp 109 \$/bbl ein. Im Vergleich zum Referenzszenario CP (s.o.) entspricht dies einem um knapp 7 \$/bbl geringeren Wert. Im Jahr 2035 wird in diesem Szenario ein Preis von gut 123 \$/bbl erreicht, dies sind ca. 16 \$/bbl weniger als im Referenzszenario. In einem dritten Szenario, das sich an der Begrenzung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf 450 ppm zur Einhaltung des 2°C-Ziels (450ppm Szenario) orientiert, verbleiben die Rohölpreise auf Grund der sinkenden Nachfrage zunächst auf einem Niveau um die 100 \$/bbl und fallen ab 2030.

Vor dem Hintergrund der vorliegenden Analysen aus dem internationalen Raum wird für die Modellierungen in diesem Projekt der Preisfad des Referenzszenarios des Annual Energy Outlook (EIA 2014) zu Grunde gelegt. Für den Zeitraum ab 2040 wird die Entwicklung der Vorjahre linear fortgeschrieben. Damit ergeben sich für die für Deutschland relevante Rohölsorte Brent die folgenden Preisannahmen (konstante Preise von 2010):

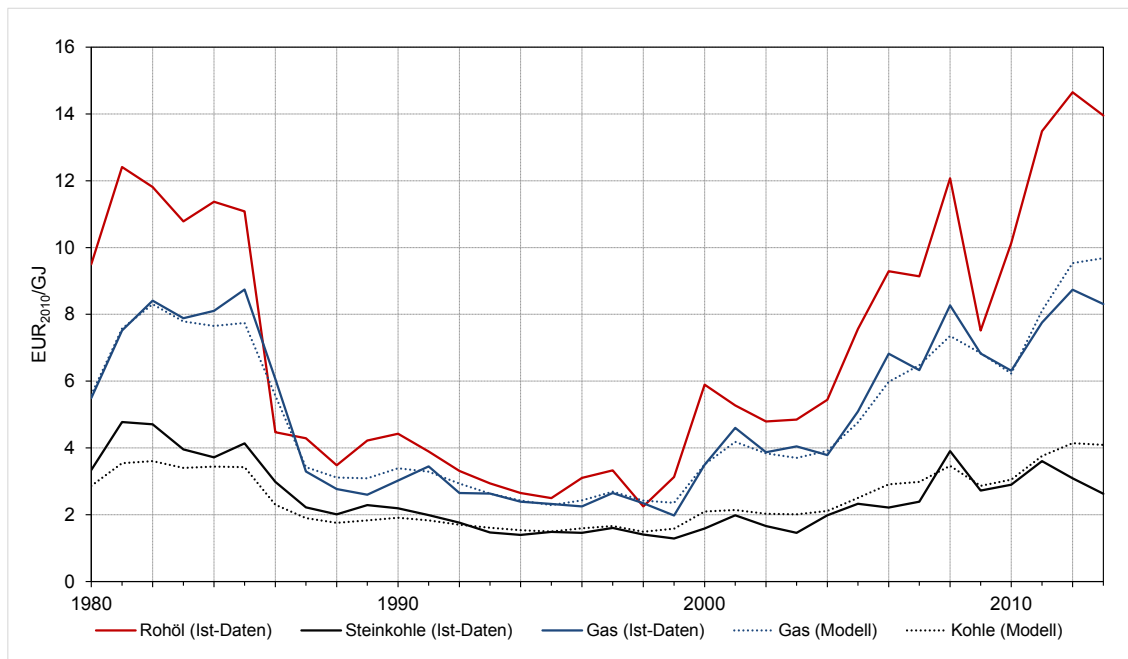
- 93 \$/bbl für 2015²³ und 2020
- 114 \$/bbl für 2030
- 136 \$/bbl für 2040
- 165 \$/bbl für 2050.

²³ Die tatsächlich beobachtbaren Rohölpreise des Jahres 2015 lagen zwischen etwa 40 und 70 \$/bbl (nominal) und damit deutlich niedriger als die Preisannahmen dieses Berichts.

2.2.3 Preisprojektionen für Erdgas und Steinkohle

Historisch sind die Weltmarktpreise für Steinkohle sowie die Preise auf dem kontinentaleuropäischen Erdgasmarkt, wenn auch mit unterschiedlichen Dynamiken, sehr stark dem Rohölpreis gefolgt. Abbildung 2-6 verdeutlicht diesen Zusammenhang für ein Erklärungsmodell, mit dem die Grenzübergangspreise für Erdgas und Steinkohle mittels einer Regressionsanalyse über die Rohölpreise modelliert werden (Öko-Institut 2010). Die Erdgas- und Steinkohlenpreise seit 1990 können so weitgehend über den Rohölpreis robust erklärt werden.

Abbildung 2-6: Historischer Verlauf und Modellierung von Rohöl-, Erdgas- und Steinkohlenpreisen, 1980–2013



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

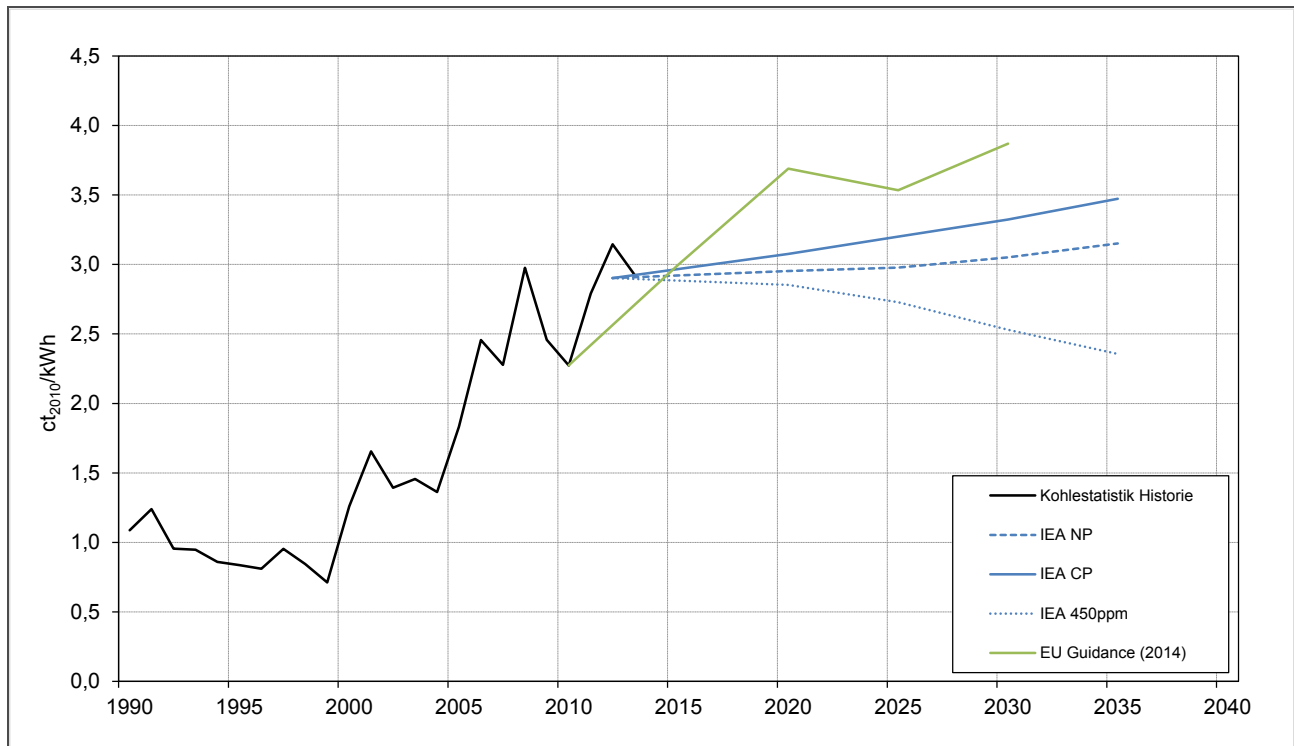
Die Frage, ob man diese Preisbildungsmechanismen (für Europa) fortschreiben kann, ist in jüngster Zeit Gegenstand intensiver Diskussionen geworden. Seit 2011 weichen Gas- und Steinkohlepreise nach unten vom langjährigen Verhältnis ab. Ein zentraler Treiber dafür ist die massive Zunahme der unkonventionellen Erdgasförderung, vor allem in den USA, in deren Folge die USA erstmals als Exporteur von Erdgas auftreten. Vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren massiv ausgebauten Förder- und Transportinfrastruktur für verflüssigtes Erdgas (liquefied natural gas – LNG) können ab 2016 erhebliche LNG-Mengen aus den USA nach Europa und Asien exportiert werden, dort zu einem Überangebot führen („Gasschwemme“) und entsprechend das Preisniveau drücken. Das Ausmaß der ökonomischen Effekte ist jedoch umstritten (Loungani & Matsumoto 2012; Medlock 2012). Gleichzeitig dürfte die japanische Nachfrage nach Erdgas ab dem Herbst 2014 wieder zurückgehen, wenn die ersten Kernreaktoren nach dem Fukushima-Unglück wieder ans Netz gegangen sind.²⁴

Es bleibt die Frage, in welcher Form sich geänderte Preisbildungsmechanismen im europäischen Markt durchsetzen werden. Die aktuelle Situation politischer Unsicherheit und eines andauernden Umbruchs im Marktregime für Erdgas lässt leider eine sichere Prognose für das zukünftige Verhältnis momentan kaum zu, zumindest kann aber langfristig erwartet werden, dass das Verhältnis von Öl- und Gaspreis sich international wieder angleicht und neu einpendelt (Brigida 2014; Loungani & Matsumoto 2012). So ergibt sich weiterhin eine relativ

²⁴ <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/drei-jahre-nach-fukushima-japan-auf-dem-weg-zurueck-zur-kernkraft-13049490.html>

große Bandbreite an aktuellen Projektionen für Erdgas-Grenzübergangspreise für Europa, die in Abbildung 2-7 gezeigt wird.

Abbildung 2-7: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Erdgaspreises auf dem kontinentaleuropäischen Markt, 1990–2035



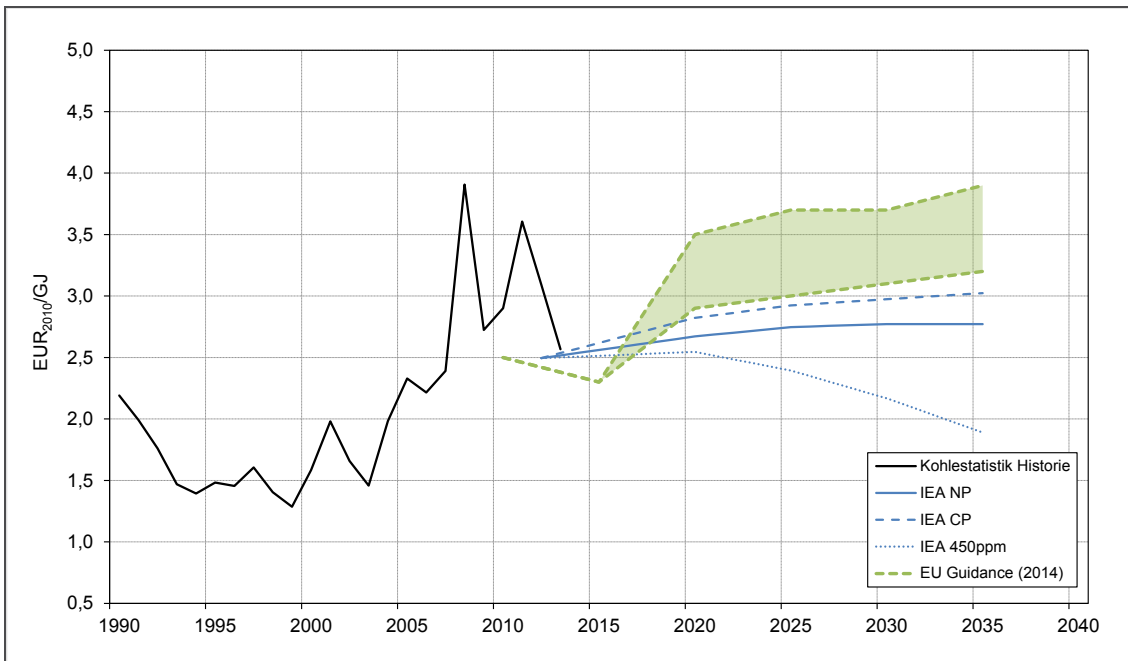
Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft (2014), IEA (2013), EC (2014b), Berechnungen des Öko-Instituts

Die Projektionen der IEA (2013) und die für die Europäische Kommission erstellten Analysen (EC 2011a, 2011b) ähneln sich in der Tendenz, aber unterscheiden sich erheblich in der Höhe der projizierten Erdgaspreise. In fast allen Fällen steigen die Erdgaspreise, wobei die Empfehlung der Kommission für Projektionsberichte (EC 2014b) mit höheren Preisen und stärkeren Anstiegen rechnet. Nur im klimapolitisch ambitionierteren Szenario IEA 450ppm ergeben sich – vor allem bedingt durch das dort errechnete niedrigere Ölpreisniveau – fallende Erdgaspreise.

Auch die Weltmarktpreise für Steinkohle sinken nach der beobachteten Preisspitze 2008 wieder, hier nicht unwesentlich als Folge steigender Exporte in den USA. Jedoch besteht Unsicherheit über den langfristigen Trend. Die globale Förderkapazität wurde in den letzten Jahren erheblich erweitert, nicht zuletzt als Folge der hohen Preise von 2008. Dem Überangebot steht eine nach wie vor global wachsende Nachfrage nach Steinkohle gegenüber. Aus diesem Grund ist bei der Steinkohle die Bandbreite von Preisprojektionen seitens der Europäischen Kommission und der IEA noch größer als beim Erdgas (Abbildung 2-8).

Angesichts der verfügbaren Informationen erscheint ein mittelfristig stabiler Kohlepreis plausibel. Da mit dem starken Preisverfall für Kesselkohle schon jetzt viele Zechen unrentabel geworden sind, besteht nur sehr begrenzter Spielraum nach unten. Das heißt jedoch umgekehrt, dass im Falle steigender Preise stillgelegte Förderkapazitäten, z. B. in den USA und Australien, auch kurzfristig reaktiviert werden können und preisdämpfend wirken würden.

Abbildung 2-8: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Steinkohle-Weltmarktpreises für Lieferungen nach Nordwest-Europa, 1990–2035

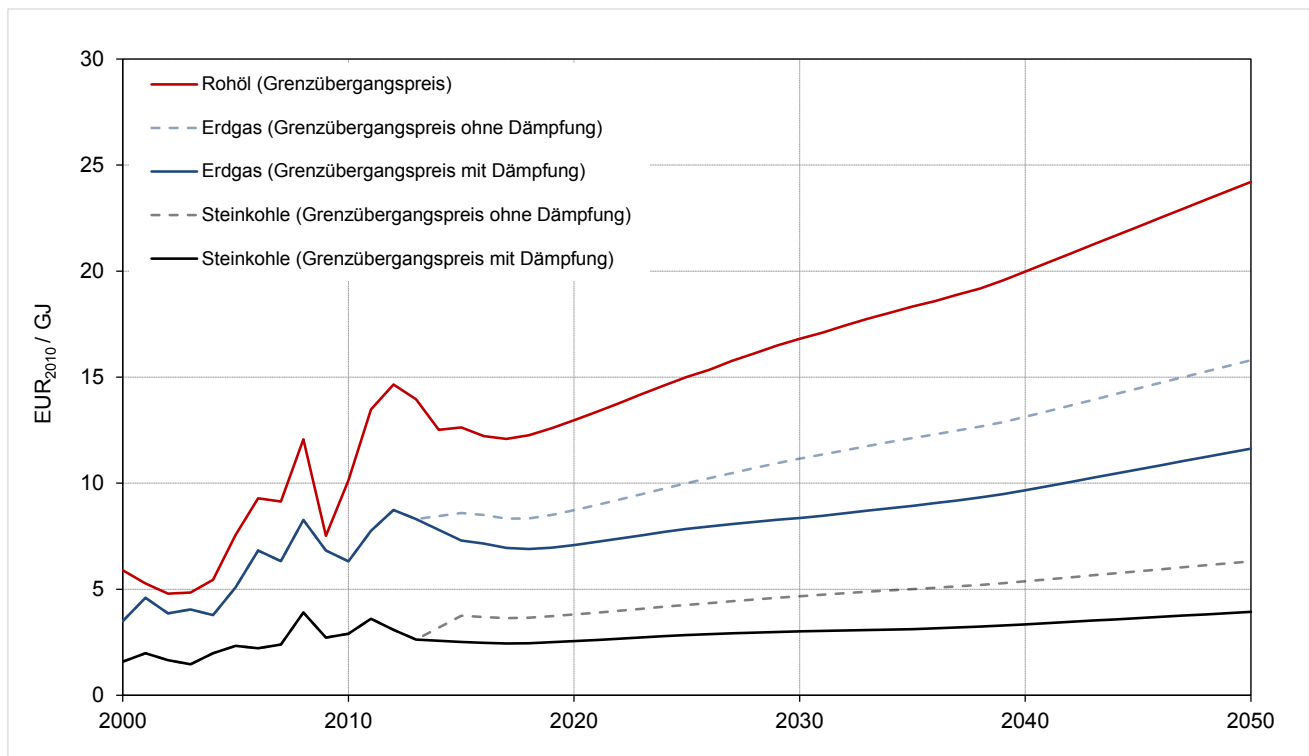


Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft (2014), IEA (2013), EC (2014b), Berechnungen des Öko-Instituts

Vor diesem Hintergrund wird hier der Ansatz verfolgt, die aus der Vergangenheit ermittelten statistischen Zusammenhänge für die Preisentwicklung von Rohöl auf der einen Seite und Erdgas und Steinkohle (beides für Kontinental- bzw. Nordwesteuropa) auf der anderen Seite (Öko-Institut 2010) durch einen Dämpfungskoeffizienten zu ergänzen, dem die Projektionen dieser beiden Energieträgerpreise der IEA (2013) zugrunde liegen. Damit wird einerseits die Sensitivität der Erdgas- und Steinkohlenpreise zur Rohölpreisentwicklung beibehalten sowie der aktuellen Entwicklung in Richtung niedrigerer Gas- und Kohlepreise Rechnung getragen, soweit es die Unsicherheiten der aktuellen Umbruchphase zulassen. Abbildung 2-9 zeigt die Effekte der Einführung dieses Dämpfungsfaktors.

Maßgeblich für die Rahmendaten sind die abgedämpften, niedrigeren Projektionen (durchgezogene Linien). Die gestrichelten, blassen Linien zeigen der Vollständigkeit halber die hypothetische Preisentwicklung unter Beibehaltung der langjährigen Preisverhältnisse und die Wirkung der aktuell zu beobachtenden Neuausrichtung der Preise.

Abbildung 2-9: Historischer Verlauf und Projektion für die Entwicklung des Weltmarktpreises für Rohöl sowie der europäischen Preise für Erdgas und Steinkohle, 2000–2050



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft (2014), EIA (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

2.2.4 Preisprojektionen für Braunkohle

2.2.4.1 MMS

Von Prognos (2011) werden für den Zeitraum bis 2050 konstante Brennstoffkosten in Höhe von 4,6 €₂₀₀₉/MWh_{th} für Braunkohle angegeben.²⁵ Diese Angabe wurde anhand aktueller Geschäftsberichte der Vattenfall Europe Mining und der Mibrag überprüft. Für Vattenfall Europe Mining (VEM 2011) konnten im Jahr 2010 Rohbraunkohlekosten in Höhe von 6,1 €/MWh_{th} ermittelt werden.²⁶ Leider konnten für RWE Power keine Braunkohlekosten ermittelt werden, weil die entsprechenden Kennzahlen nicht veröffentlicht werden. Es zeigt sich deutlich, dass die von Prognos (2011) verwendeten Braunkohlepreise zumindest im Sinne von Vollkosten, in die auch die notwendigen Investitionen in Tagebaue eingehen müssen, zu niedrig angesetzt wurden.

Für die Energiepreisprojektion im hier behandelten Projekt wird für die Ausgangsbasis der Braunkohlepreis der Vattenfall Europe Mining in Höhe von 6,1 €/MWh_{th} verwendet. Der Braunkohlepreis wird in der Regel in langfristigen Verträgen zwischen dem Tagebaubetreiber und dem Braunkohlekraftwerksbetreiber geregelt. Dabei ist es üblich, dass die Fixkosten des Tagebaus (z.B. Abschreibungen für Maschinen und Personal) über einen Fixbetrag (eine Art „Grundgebühr“ für den Brennstoffbezug) abgedeckt werden. Die variablen Kosten (z.B. Strom für den Baggerbetrieb) werden über einen variablen Kostenbestandteil abgedeckt. Nach Prognos (2011) sind die fixen und die variablen Kosten etwa gleich hoch. Diese Aufteilung wird beibehalten, so dass sich für Braunkohle variable Kosten in Höhe von 3,05 €/MWh_{th} und fixe Kosten in Höhe von 3,05 €/MWh_{th} ergeben.

Darüber hinaus ist zukünftig auch mit einer sinkenden Kapazitätsauslastung der Braunkohlenkraftwerke und damit auch der die Kraftwerke direkt und ohne Zwischenlagerung beliefernden Braunkohlentagebaue zu rech-

²⁵ Die Angabe von Preisen in €₂₀₀₉ bezeichnet das reale Preisniveau bezogen auf den Wert des € von 2009.

²⁶ Dabei wurde der Absatz an Veredelungsprodukten (Brikett, Staub, Wirbelschichtbraunkohle) mit 15 €/MWh_{th} bewertet.

nen. Da etwa die Hälfte der Kosten für die Braunkohleförderung auf Fixkosten entfällt, ist bei einer niedrigeren Kapazitätsauslastung auch mit höheren Vollkosten der Förderung zu rechnen. Nach Prognos/EWI/GWS (2011) sinken die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke bis zum Jahr 2030 auf etwas über 5.000.

Tabelle 2-4: Entwicklung der Brennstoffkosten für Braunkohle in Deutschland, 2010 bis 2030

	Einheit	2010	2020	2030
Volllaststunden	h	6.814	6.692	5.265
Fixkosten	€/kW	20.783	20.783	20.783
Fixkosten	€/MWh	3,1	3,1	3,9
Variable Kosten	€/MWh	3,1	3,1	3,1
Summe Kosten	€/MWh	6,1	6,2	7,0
Summe Kosten	€/GJ	1,7	1,7	1,9

Anmerkung: Für das Jahr 2010 wurden die Volllaststunden des Jahres 2008 (Prognos/EWI/GWS 2011) verwendet.

Quellen: VEM (2011), Prognos/EWI/GWS (2010), Prognos/EWI/GWS (2011), Berechnungen des Öko-Instituts

Die orientierenden Berechnungen in Tabelle 2-4 zeigen, dass die Vollkosten der Braunkohlenversorgung (also inklusive der Folge- und vorgelagerten Investitionen im Bereich der Braunkohlentagebaue) vor dem Hintergrund der geringeren Auslastung von aktuell 6,1 €₂₀₁₀/MWh_{th} auf etwa 7 €₂₀₁₀/MWh_{th} für das Jahr 2030 ansteigen werden.

- Da bei der Investitionsentscheidung für ein neues Braunkohlekraftwerk diese vorgelagerten Investitionen in Braunkohlentagebaue berücksichtigt werden müssen, werden in der Modellierung dieser Entscheidungen die Vollkosten für die Brennstoffbereitstellung verwendet.
- Die Situation bei der Entscheidung über den Kraftwerkseinsatz ist eine andere: Für den Einsatz der Braunkohlekraftwerke am Strommarkt sind die kurzfristigen Grenzkosten für die Brennstoffbereitstellung entscheidend. Daher gehen in die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes nur die variablen Kosten für die Braunkohlebereitstellung (3,1 €₂₀₁₀/MWh_{th}) als Brennstoffkosten ein.

2.2.4.2 MWMS

Für das MWMS wurde vor dem Hintergrund der Debatten um den Klimabeitrag die Abbildung der Kosten der Braunkohleförderung verbessert. Für die Modellierung des MWMS werden dieselben Vollkosten der Förderung angenommen wie im MMS (6 €/MWh_{th}) und auf die folgenden Kostenpositionen aufgeteilt:

- ▶ Kurzfristige Betriebskosten: Hauptsächlich Energiekosten des Tagebaubetriebs; 1,5 €₂₀₁₀/MWh_{th} nach Prognos (2011).
- ▶ Langfristige Betriebskosten des Tagebaubetriebs: Personal, Versicherung, Wartung und Instandhaltung, Umsetzung von Brücken, Bändern und Baggern etc. Diese betragen nach Prognos (2011) ebenfalls 1,5 €₂₀₁₀/MWh_{th}.
- ▶ Investitionskosten: Landerwerb, Entschädigungen, Entwässerungsanlagen und deren Betrieb, Förderbrücken, Schaufelradbagger, Absetzer, Bergschäden, Rekultivierung etc. Im Abzugsverfahren ergeben sich ca. 3 €₂₀₁₀/MWh_{th} als Investitionskosten (6-1,5-1,5).

Die kurzfristigen Betriebskosten (variable Brennstoffkosten) werden für den Kraftwerkseinsatz im Dispatch-Modell PowerFlex angesetzt. Die anderen Kostenarten sind bei der Entscheidung zum Kraftwerkseinsatz nicht relevant, müssen aber bei Kraftwerksneubau und -stilllegung (z. B. im Investitionsmodell ELIAS) berücksichtigt werden. Bei der Prüfung der Wirtschaftlichkeit eines angeschlossenen Kraftwerks muss ihm ein bestimmter

Anteil an den langfristigen Betriebskosten und der Investitionskosten des Tagebaus zugeordnet werden, die es nach Deckung der kurzfristigen Betriebskosten zu erbringen hat.

Die Herausforderung liegt darin, diese Beträge unter Berücksichtigung der Investitionszyklen im Tagebau sinnvoll festzulegen. Im Zeithorizont der nächsten zehn Jahre sind bei der Betrachtung von Bestandskraftwerken zunächst nur die langfristigen Betriebskosten von 1,5 €/MWh relevant, weil angenommen werden kann, dass die Investitionskosten für die nächste Dekade bereits überwiegend versunken sind.²⁷

Diese Zuordnung erfolgt in den Unternehmen traditionell und ganz überwiegend leistungsbezogen pro kW (genauer: anhand der maximal vom Kraftwerk beanspruchten Förderkapazität).²⁸ Die genannten Beträge sind auf die Leistung von Kraftwerken umzulegen, die durchweg in der Größenordnung von 7.000 Stunden jährlich betrieben werden. Für einen solchen konsequent kapazitätsorientierten Allokationsmechanismus ergeben sich für 2020 die folgenden Beträge:

- ▶ Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 35% müsste bzgl. der langfristigen Betriebskosten einen Deckungsbeitrag von 30 €/kW erwirtschaften.
- ▶ Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 42% müsste wegen der geringeren Förderkapazität, die es im Verhältnis zu seiner Leistung beansprucht, bzgl. der langfristigen Betriebskosten nur einen Deckungsbeitrag von 25 €/kW erwirtschaften.

Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird in der Modellierung für das Jahr 2020 unterstellt, dass alle Braunkohlekraftwerke einen Deckungsbeitrag von 25 €/kW für den Tagebaubetrieb erbringen müssen und andernfalls stillgelegt werden.

Ab 2025 muss berücksichtigt werden, dass mittelfristig neue Tagebauabschnitte notwendig werden, deren Investitionskosten dann durch die Bestandsanlagen gedeckt werden müssen. Vereinfacht gesprochen betragen die durch Bestandsanlagen zu deckenden Fixkosten ab dem Jahr 2025 nicht mehr 1,5 €₂₀₁₀/MWh_{th}, sondern tendenziell 4,5 €₂₀₁₀/MWh_{th}. Für den traditionellen kapazitätsorientierten Allokationsmechanismus müssten dann die folgenden Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden:

- ▶ Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 35% müsste bzgl. der langfristigen Betriebskosten und der Investitionskosten einen Deckungsbeitrag von 90 €/kW erwirtschaften.
- ▶ Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 42% müsste wegen seines geringeren Kohleverbrauchs pro MWh Strom bzgl. der langfristigen Betriebskosten und der Investitionskosten dagegen nur einen Deckungsbeitrag von 75 €/kW erwirtschaften.

In einem Umfeld sehr hoher und sehr ähnlich ausgelasteter Kraftwerke ist dieses Verfahren sinnvoll. In Zukunft wäre aber auch denkbar, dass Kraftwerke desselben Tagebaus ab 2030 mit unterschiedlichen Auslastungen betrieben werden. Weil dann die Inanspruchnahme des Tagebaus nicht mehr direkt mit der Leistung korreliert, wäre es möglich, dass vom konsequent kapazitätsorientierten Allokationsmechanismus Abstand genommen und die Auslastung bzw. Braunkohleabnahme berücksichtigt wird. Um die Unterschiede zu illustrieren, wird im Folgenden der Extremfall eines konsequent abnahmeorientierten Allokationsmechanismus dargestellt:

- ▶ Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 35% und einer Jahresauslastung von 3.000 Stunden müsste bzgl. der langfristigen Betriebskosten und der Investitionskosten einen Deckungsbeitrag von 39 €/kW statt 90 €/kW erwirtschaften.

²⁷ Für die Zubauentscheidung im Investitionsmodell ELIAS wird angenommen, dass immer alle drei Kostenpositionen relevant sind, d. h. ein Neubaukraftwerk in der Lage sein muss, sowohl die kurzfristigen als auch die längerfristigen Betriebs- und Investitionskosten des dazugehörigen Tagebaus zu decken. Dieser Ansatz ist sinnvoll, weil der zusätzliche Braunkohlebedarf eines Neubaukraftwerks immer Investitionen in die Kohleförderung erforderlich macht, die ohne Zubau entfallen bzw. später erfolgen können.

²⁸ Hintergrund dafür ist die Figur einer „Anschlussgebühr“ für Kraftwerke an einen Tagebau, vgl. beispielhaft hierzu r2b (2014), S. 187–188.

- ▶ Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 42% und einer Jahresauslastung von weiterhin 7.000 Stunden müsste bzgl. der langfristigen Betriebskosten weiterhin einen Deckungsbeitrag von 75 €/kW erwirtschaften.

Um die Komplexität in der Modellierung zu reduzieren, wurde für die Jahre ab 2030 ein einheitlicher Deckungsbeitrag auf den Tagebaubetrieb von 50 €/kW für alle Bestandskraftwerke festgelegt.²⁹ In einem abnahmeorientierten Allokationsmechanismus entspricht dieser Deckungsbeitrag eher der Obergrenze, im traditionellen kapazitätsorientierten Allokationsmechanismus eher der Untergrenze der zu erwartenden Kosten.

2.2.5 Zusammenfassung für die Projektion der Primärenergiepreise

Die Ergebnisse der Datenanalysen und Berechnungen zur Entwicklung der Primärenergieträger-Preise (Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle bzw. Gestehungskosten für Braunkohle) für den Referenzfall sind in Tabelle 2-5 zusammengefasst. Als Vergleichsjahre sind die Preisspitze von 2008 und das Basisjahr 2010 angegeben. Die hohen Preisniveaus des Jahres 2008 (im Jahresdurchschnitt) werden beim Rohöl schon vor 2020, beim Erdgas etwa 2030 und bei der Steinkohle erst 2050 wieder erreicht oder übertroffen.

Tabelle 2-5: Ergebnisse der Referenzpreis-Projektionen für Rohöl, Erdgas und Steinkohle, 2010–2035

		Einheit	Historie		Projektion				
			2008	2010	2020	2025	2030	2035	
Rohöl	Frei Grenze	\$/bbl	99	80	93	105	114	125	
Erdgas	Frei Grenze	€/MWh	26,6	20,3	22,8	25,3	27,0	28,8	
Steinkohle	Frei Grenze	€/t SKE	115	85	75	83	88	91	
Rohöl	Frei Grenze	€/GJ	12,1	10,1	13,0	15,0	16,8	18,3	
	HEL (Industrie)		14,7	12,5	15,7	18,0	20,1	21,8	
	Schweröl KW		9,3	7,8	9,9	11,5	12,8	13,9	
Erdgas	frei Grenze	€/GJ	8,3	6,3	7,1	7,8	8,4	8,9	
	Frei Kraftwerk		9,5	7,6	8,3	9,1	9,6	10,2	
Steinkohle	Frei Grenze	€/GJ	3,9	2,9	2,6	2,8	3,0	3,1	
	Frei Kraftwerk		4,4	3,4	3,0	3,3	3,5	3,6	

Alle Preisangaben als reale Preise (Basis 2010)
Soweit nicht anders ausgewiesen, beziehen sich alle Angaben auf den unteren Heizwert (H_u bzw. NCV)

Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts

Hier ist hinzuzufügen, dass der Umrechnung von Weltmarktpreisen (USD für Rohöl und Kohle) eine Wechselkursannahme zu Grunde liegt, nach der der Euro im Verhältnis zum USD von heute 1,33 USD/€ bis 2030 auf 1,16 USD/€ fällt. Diese Annahme ist konsistent zum Gutachten zum Energiekonzept der Bundesregierung (Prognos et al. 2010). Ein erheblicher Teil des projizierten Anstiegs in EUR₂₀₁₀ ist auf den Wechselkurseffekt

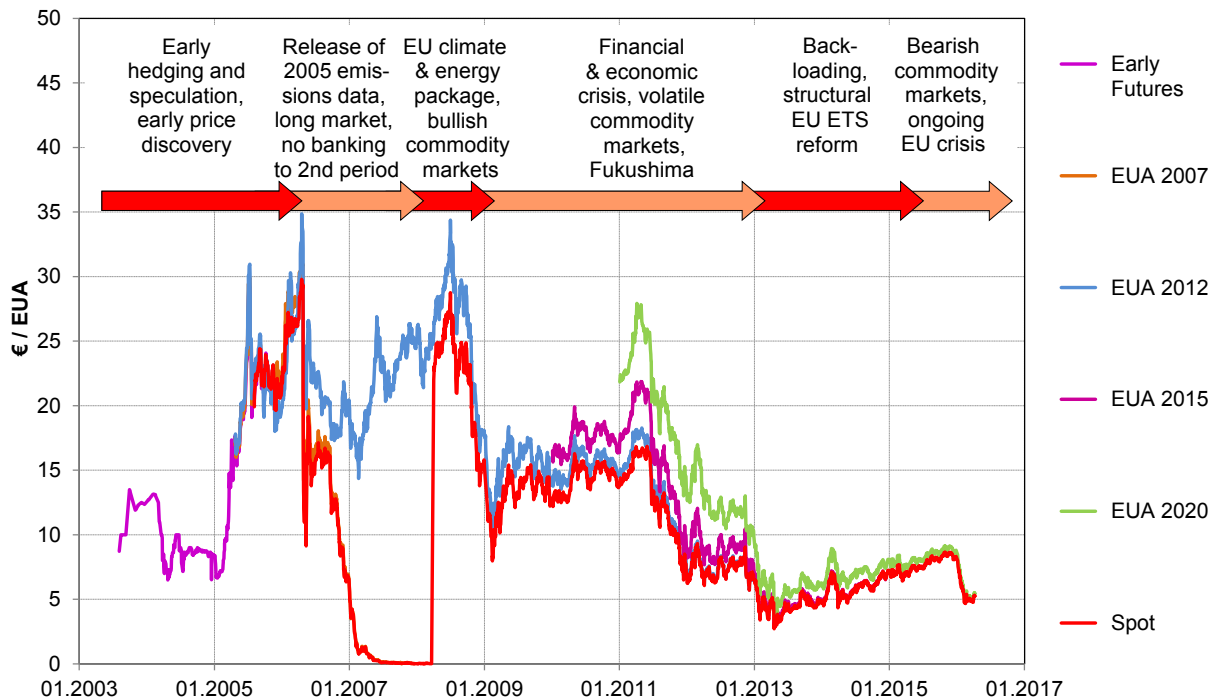
²⁹ Der einheitliche Deckungsbeitrag von 50 €/kW wurde vor dem Beginn der Modellierung festgelegt (im Juni 2015). Nach Abschluss der Strommarktmodellierung (Oktober 2015) stellte sich allerdings heraus, dass die Auslastung der Braunkohlekraftwerke und damit der Deckungsbeitrag auf die langfristigen Betriebs- und Investitionskosten der Förderung tendenziell unterschätzt worden ist (Abschnitt 3.1.1). In der Modellierung ergaben sich für das Jahr 2030 weiterhin hohe Vollbenutzungsstunden (6.000 Stunden) für Braunkohlekraftwerke. Für zukünftige Studien ist eine genauere Untersuchung der komplexen Kostenstruktur der Braunkohleverstromung sinnvoll, um die Modellierungsergebnisse zu verbessern und regionale Besonderheiten berücksichtigen zu können.

zurückzuführen, erkennbar am Anstieg der Ölpreise zwischen 2010 und 2030 (43 % in USD, 66 % in EUR). Dennoch liegen die hier gezeigten Zahlen im Vergleich mit den eingangs gezeigten Projektionen durchweg am unteren Rand.

2.3 Preise für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen

Auch Vorausschätzungen der künftigen Preise für Emissionsberechtigungen sind mit großen Unsicherheiten verbunden. Abbildung 2-10 zeigt die Entwicklung der Preise für EU-Emissionsberechtigungen mit Liefertermin Dezember 2020, also zur Erfüllung der Compliance-Verpflichtungen für das Jahr 2020. Der Preis liegt aktuell bei rund 5 Euro je EU-Emissionsberechtigung (€/EUA) unter früheren Erwartungen, was vor allem durch den im Zuge der Wirtschaftskrise (und den massiven Zufluss von Emissionsminderungskrediten aus den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls) entstehenden Überschuss an Emissionsberechtigungen zu erklären ist (Öko-Institut 2012).

Abbildung 2-10: Settlement-Preise für den EUA-Spotmarkt sowie EUA-Futures verschiedener Liefertermine, 2003–2016



Quelle: EEX, ICE EEX

Für die Erstellung der Projektionen unter der MMR (Monitoring Mechanism Regulation) stellt die EU-Kommission eine Empfehlung für die zu verwendenden CO₂-Preise bereit (EC 2014b). Für 2020 werden niedrige Preise von 10 €/EUA vorgeschlagen, die dann bis 2030 auf 35 €/EUA steigen. Die EU-Kommission stellt nur einen CO₂-Preisfad zur Verfügung, der damit theoretisch sowohl für das Mit-Maßnahmen-Szenario als auch für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario zu verwenden wäre. Für das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) wurde dieser Empfehlung auch gefolgt und die folgenden Preise in Ansatz gebracht:

- für das Jahr 2020 ein Wert von 10 €/EUA;
- für das Jahr 2030 ein Wert von 35 €/EUA;

Im Lichte der aktuellen Entwicklungen (insbesondere niedrige Primärenergiepreise) wurden die CO₂-Preise im MMS wahrscheinlich überschätzt. Denn ohne die beschlossenen Regelungen zum Back-loading und zur Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors ab 2021 wären Preise von 35€ in 2030 wahrscheinlich nicht eingetreten.

Dies ist auch bei der Einordnung der CO₂-Preise im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) zu berücksichtigen. Für das MWMS wurden im Vergleich zum MMS leicht höhere CO₂-Preise unterstellt. Hintergrund dafür ist zum einen die Einführung einer Marktstabilitätsreserve (MSR) im Jahr 2018, wodurch ab dem Jahr 2019 bei Erreichen bestimmter Schwellenwerte automatisch überschüssige Zertifikate vom Markt genommen würden. Zum anderen sollte der höhere lineare Reduktionsfaktor (2,2%) ab dem Jahr 2021 berücksichtigt werden.

In KOM (2014) wird für das Jahr 2030 ein Preis von 40 €/t CO₂ unter Berücksichtigung des erhöhten linearen Reduktionsfaktors von 2,2% prognostiziert (im Szenario Carbon-Value). Die Modellierung in KOM (2014) zeigt auch, dass komplementäre Politiken im Bereich der Energieeffizienz und der Erneuerbaren Energien dämpfende Effekte auf den CO₂-Preis haben können. Die MSR wiederum kann Überschüsse, die durch komplementäre Instrumente entstehen, aufnehmen und wird deshalb Preisschwankungen abdämpfen. Vor diesem Hintergrund wurde im MWMS im Jahr 2030 nicht ein Anstieg der CO₂-Preise auf 40 €/t CO₂ unterstellt, sondern nur ein gedämpfter Anstieg auf 37 €/t CO₂ in 2030. Für 2020 wurde im Lichte aktueller Terminmarktnotierungen (Abbildung 2-10) auch für das MWMS ein Preis von 10 €/t CO₂ unterstellt.

2.4 Rahmendaten in einzelnen Sektoren

2.4.1 Verkehr

2.4.1.1 Verkehrsnachfrage im MMS

Das derzeit maßgebliche Szenario für die Entwicklung der Verkehrsnachfrage in Deutschland bis 2030 stellt die Verkehrsverflechtungsprognose 2030 (VP 2030) dar (BMVI 2014). Die VP 2030 wird unter anderem für die Infrastrukturplanung im Rahmen des Bundesverkehrswegeplans verwendet.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit wird die Verkehrsleistungsentwicklung der Verkehrsprognose 2030 für das MMS-Szenario übernommen. Die Eckwerte sind für den Personenverkehr in Tabelle 2-6 und für den Güterverkehr in Tabelle 2-7 dargestellt.

Beim Luftverkehr ist einerseits der nationale, d.h. innerdeutsche, Luftverkehr dargestellt. Zusätzlich sind die aus Deutschland abgehenden internationalen Flüge ausgewiesen. Die Emissionen des internationalen Luftverkehrs sowie des internationalen Seeverkehrs werden in den Treibhausgasinventaren nur nachrichtlich ausgewiesen.

Tabelle 2-6: Verkehrsnachfrage Personenverkehr im MMS in Mrd. pkm

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Pkw	882	891	904	928	951	970	984
Kraftrad	20	21	21	21	22	22	23
Bahn (PV)	84	85	88	92	96	100	103
SSU	16	16	17	17	18	18	19
Bus	62	62	62	63	64	65	65
Flugzeug (national)	11	11	11	12	12	12	13
Gesamt national	1.075	1.086	1.103	1.133	1.163	1.187	1.207
Flugzeug (international)	182	197	220	259	296	332	366
Gesamt	1.257	1.283	1.323	1.391	1.459	1.520	1.573

Quelle: BMVI (2014), eigene Berechnungen

Tabelle 2-7: Verkehrsnachfrage Güterverkehr im MMS in Mrd. tkm

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
StraÙe	437	454	480	522	565	607	650
Schiene	108	112	119	131	142	154	165
Binnenschiff	62	64	66	69	73	77	80
Flugzeug (national)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05
Gesamt national	607	630	665	722	780	838	895
Flugzeug (international)	11	10	11	13	16	18	20
Gesamt	618	640	676	736	796	856	915

Quelle: BMVI (2014), eigene Berechnungen

Tabelle 2-8: Verkehrsnachfrage Seeverkehr im MMS in Mrd. tkm

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Hochseeschifffahrt	1742	1942	2081	2332	2593	2875	3202

Für den Seeverkehr wurde die Entwicklung aus den Klimaschutzsznarien 2050 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI, 2015) hinterlegt. Der Seeverkehr nimmt demnach im Zeitraum 2012-2035 um 65% zu.

Da in der Verkehrsprognose nur das Basisjahr 2010 und das Zieljahr 2030 ausgewiesen wird, wurden die Zwischenjahre über den Indikator Bevölkerungsentwicklung (Personenverkehr) bzw. über den Indikator Wirtschaftsentwicklung (Güterverkehr) abgeleitet. Gleichermaßen wurde mit diesen Indikatoren eine Trendfortschreibung bis 2035 vorgenommen.

Im Personenverkehr steigt die Verkehrsnachfrage in den landgebundenen Verkehrsträgern nur leicht an; dagegen ist beim Luftverkehr im Zeitraum 2010-2035 nahezu eine Verdopplung zu verzeichnen. Der Güterverkehr nimmt im selben Zeitraum um 48% zu.

Die zukünftige Entwicklung der Verkehrsnachfrage hängt wesentlich von den Rahmenbedingungen ab. Neben Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung sind u.a. die Nutzerpreise der verschiedenen Verkehrsmittel von besonderer Relevanz.

Daher werden in Kapitel 2.4.1.4 die der VP 2030 zu Grunde liegenden Annahmen mit denjenigen des vorliegenden Berichtes verglichen.

2.4.1.2 Verkehrsnachfrage im MWMS

Die Verkehrsnachfrage im MWMS wurde auf Basis der im MWMS hinterlegten Maßnahmen abgeleitet.

Die Wirkung von veränderten Nutzerkosten auf die Verkehrsnachfrage und den Modal Split wurde dabei über Preiselastizitäten abgeleitet. Für den motorisierten Individualverkehr (MIV) wird auf Basis von (Hautzinger 2004) eine Kraftstoffpreiselastizität von -0,3 angenommen, wobei 43% der Zunahme des MIV zu Lasten des öffentlichen Verkehrs (ÖV) gehen und 13% zu Lasten von Rad- und Fußverkehr. Beim Güterverkehr wird eine Wegekostenelastizität von -0,6 (de Jong 2010) angenommen, wobei 50% zu Lasten einer Verlagerung von

Bahn und Binnenschiff realisiert werden. Bei einem Anteil der Kraftstoffkosten an den Wegekosten von 25% entspricht dies einer Kraftstoffpreiselastizitt von -0,15.

Tabelle 2-9: Verkehrsnachfrage Personenverkehr im MWMS in Mrd. pkm

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Pkw	882	891	904	892	914	932	945
Kraftrad	16	16	17	17	18	18	18
Bahn (PV)	84	85	88	107	112	116	119
SSU	16	16	17	20	21	21	22
Bus	62	62	62	73	74	75	75
Flugzeug (national)	11	11	11	12	12	12	13
Gesamt national	1.071	1.082	1.099	1.122	1.150	1.174	1.193
Flugzeug (international)	182	197	220	259	296	332	366
Gesamt	1.254	1.279	1.320	1.381	1.447	1.507	1.559

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 2-10: Verkehrsnachfrage Gterverkehr im MWMS in Mrd. tkm

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Strae	437	454	480	479	504	544	584
Schiene	108	112	119	166	195	206	218
Binnenschiff	62	64	66	72	76	80	84
Flugzeug (national)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05
Gesamt national	607	630	665	717	775	830	887
Flugzeug (international)	11	10	11	13	16	18	20
Gesamt	618	640	676	731	791	849	907

Quelle: BMVI (2014), eigene Berechnungen

Tabelle 2-11: Verkehrsnachfrage Seeverkehr im MWMS in Mrd. tkm

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Hochseeschiffahrt	1742	1942	2081	2332	2593	2875	3202

Im Personenverkehr steigt die Verkehrsnachfrage im MIV bis 2035 um 7% an und damit um 5%-Punkte weniger als im MMS. Im Güterverkehr findet eine deutliche Verlagerung auf den Schienenverkehr statt, so dass sich der Verkehrsaufwand auf der Schiene gegenüber 2010 verdoppelt. Im MMS war dagegen im selben Zeitraum ein Anstieg von 53% zu verzeichnen.

2.4.1.3 Vergleich der Rahmendaten und Annahmen in VP 2030 und MMS

Geringfügige Unterschiede zwischen dem vorliegenden Bericht und VP 2030 ergeben sich hinsichtlich Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung (siehe Tabelle 2-12). Um Vergleichbarkeit herzustellen, wurden die in der Verkehrsprognose angegebenen Werte so skaliert, dass sie im Jahr 2010 mit dem im vorliegenden Bericht verwendeten Werten übereinstimmen.³⁰ Vergleicht man die skalierten Werte für 2030 mit denen des vorliegenden Berichtes, so ergibt sich hier im Jahr 2030 eine um 0,6% niedrigere Bevölkerung und eine um 0,2% höhere Wirtschaftsleistung als in der Verkehrsprognose.

Tabelle 2-12: Vergleich von Bevölkerungsentwicklung und Wirtschaftsentwicklung in VP 2030 und MMS für das Jahr 2030

	Einheit	MMS	VP 2030	VP 2030 (skaliert)	Unterschied PB 2015 zu VP (skaliert)
Bevölkerung	Mio.	79,0	78,2	79,5	-0,6%
BIP	Mrd. Euro (2010)	3.136	3.026	3.130	0,2%

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der oben angegebenen Quellen

Allerdings gilt es zu beachten, dass die Verkehrsnachfrage der Verkehrsprognose kein Trendszenario darstellt: „Somit beschreiben diese Prämissen keine "Trendszenarien", sondern setzen einen umweltpolitisch ambitionierten Gestaltungswillen voraus. Sie erfordern eine anspruchsvolle, aber realistische Gestaltung der zukünftigen verkehrspolitischen Leitlinien.“ (BMVI 2014, Los 3, Seite 184).

Damit sind in der VP 2030 Annahmen enthalten, welche über die Wirkung bereits beschlossener politischer Maßnahmen hinausgehen. Das liegt daran, dass die Verkehrsprognose einer anderen Fragestellung als der vorliegende Bericht folgt und daher auch wahrscheinliche Entwicklungen abgebildet werden sollen und nicht nur solche, welche sich aus der aktuellen Beschlusslage ableiten.

Insbesondere relevant für die Entwicklung der Verkehrsnachfrage ist die Entwicklung der Kraftstoffpreise, für die in der VP 2030 eine Zunahme von 2% p.a. unterstellt wird. Die Zunahme setzt sich aus einem Anstieg des Rohölpreises (auf 120 \$/bbl in 2030) und einem Anstieg der Energiesteuer zusammen. Es wird dabei in der Verkehrsprognose davon ausgegangen, dass im Falle einer niedrigeren Rohölpreisentwicklung die Energiesteuer noch stärker erhöht würde (bzw. im Falle einer höheren Rohölpreisentwicklung weniger stark), so dass sich in jedem Falle die Kraftstoffpreiserhöhung von 2% p.a. ergibt.

Im Gegensatz dazu würde sich bei einer nominalen Konstanz der Energiesteuer (65,45 Cent je Liter Benzin und 47,04 Cent je Liter Diesel) – was der derzeitigen politischen Beschlusslage entspricht – und dem hier verwendeten (gegenüber der Verkehrsprognose leicht niedrigeren) Rohölpreis von 114 \$ / bbl für das Jahr 2030, ein um 30% niedrigerer Kraftstoffpreis als in der Verkehrsprognose ergeben (Tabelle 2-13). Zur Umrechnung der nominalen Energiesteuer in reale Preise wurde eine Inflationsrate von 2% p.a. angenommen.

³⁰ Die im vorliegenden Bericht verwendete Bevölkerungsvorausberechnung des statistischen Bundesamtes berücksichtigt im Gegensatz zur Verkehrsprognose noch nicht die Ergebnisse des Zensus, so dass die Bevölkerung im Jahr 2010 höher liegt als in der Verkehrsprognose. Bei der Wirtschaftsentwicklung wurde der Wert für 2030 mit der Wachstumsrate der Verkehrsprognose und dem im vorliegenden Bericht verwendeten Wert für 2010 ermittelt.

Tabelle 2-13: Vergleich der Benzinpreise in VP 2030 und in einer Sensitivität bei niedrigerem Rohölpreis und konstanter Energiesteuer gemäß Projektionsbericht 2015

	Einheit	2010	2030 (VP)	2030 (Projektionsbericht 2015)
Rohölpreis	\$(2010)/ bbl	79	120	114
Energiesteuer (Benzin)	Cent(nom.)/Liter	65	154	65
Energiesteuer (Benzin)	Cent(2010)/Liter	65	103	44
Verbraucherpreis (Benzin)	Cent(2010)/Liter	141	210	136

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der oben angegebenen Quellen

Die Kraftstoffpreise in der Verkehrsprognose verzeichnen demnach einen deutlichen Anstieg, so dass sich auch trotz der Effizienzsteigerung im Pkw-Bestand von 1,5% p.a. eine Erhöhung der Kilometerkosten von 0,5% p.a. ergibt.

Dagegen bleiben die (realen) Kraftstoffpreise bei konstanter nominaler Energiesteuer und dem Anstieg des Rohölpreises von 79 \$/bbl auf 114 \$/bbl bis 2030 nahezu konstant. Dies führt aufgrund der Effizienzsteigerung zu sinkenden Kilometerkosten und damit zu einer höheren Fahrleistung im Straßenverkehr.

2.4.1.4 Sensitivitätsanalyse: Verkehrsnachfrage bei veränderten Kraftstoffpreisen

Im Folgenden soll anhand einer auf Preiselastizitäten basierenden Sensitivitätsanalyse untersucht werden, in welcher Größenordnung die Effekte auf die Verkehrsnachfrage im MMS durch eine um 0,3% niedrigere Wirtschaftsleistung und durch niedrigere Kraftstoffpreise liegen könnten.

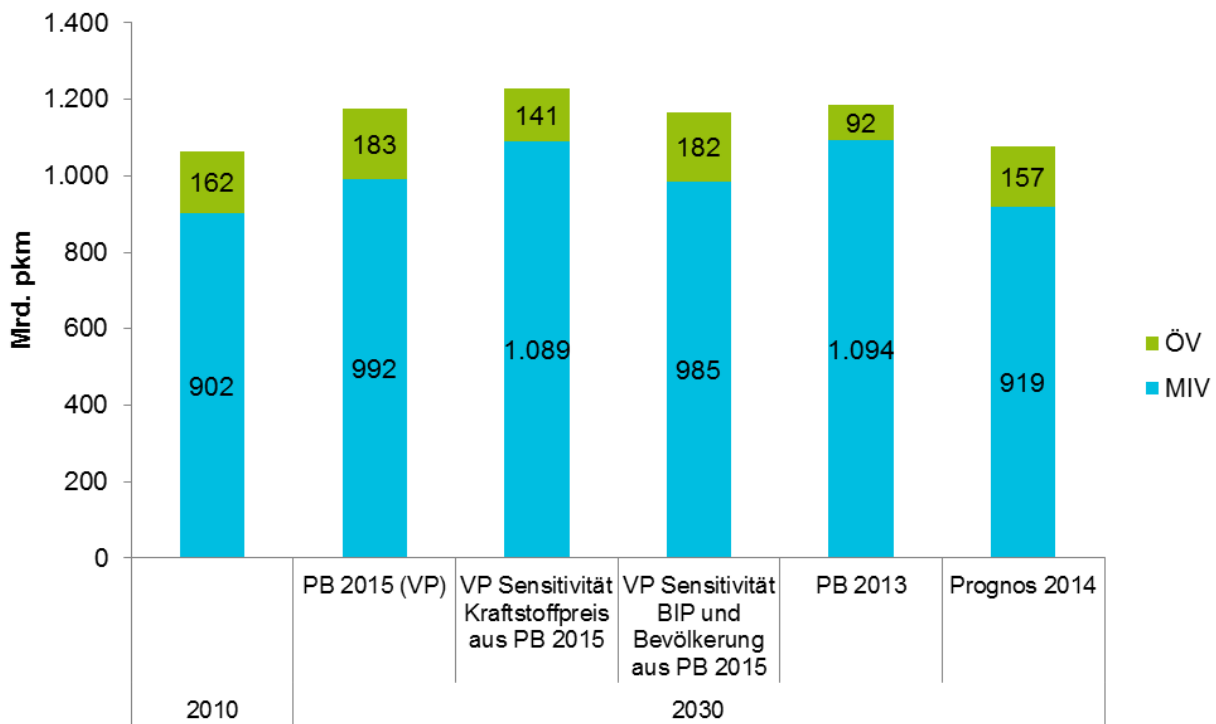
Dafür wird davon ausgegangen, dass sich die im Jahr 2030 um 0,2% höhere Wirtschaftsleistung in einer um 0,2% höheren Güterverkehrsleistung niederschlägt. (siehe Tabelle 2-12) und die um 0,6% niedrigere Bevölkerung in einer entsprechend niedrigeren Personenverkehrsnachfrage resultiert.

Für die Effekte der niedrigeren Energiesteuer wird auf Basis von (Hautzinger 2004) eine Kraftstoffpreiselastizität des motorisierten Individualverkehrs (MIV) von -0,3 angenommen, wobei 43% der Zunahme des MIV zu Lasten des öffentlichen Verkehrs (ÖV) geschehen und 13% zu Lasten von Rad- und Fußverkehr. Beim Güterverkehr wird eine Wegekostenelastizität von -0,6 (de Jong 2010) angenommen, wobei 50% zu Lasten einer Verlagerung von Bahn und Binnenschiff realisiert werden. Bei einem Anteil der Kraftstoffkosten an den Wegekosten von 25% entspricht dies einer Kraftstoffpreiselastizität von -0,15.

Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 2-11 und Abbildung 2-12 dargestellt. Neben der Verkehrsnachfrage der Verkehrsprognose (BMVI 2014) und den beiden berechneten Sensitivitäten ist auch die Verkehrsnachfrage aus dem Projektionsbericht (2013) und aus der Energiereferenzprognose (Prognos et al. 2014) dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde dabei die Verkehrsleistung des Projektionsberichts auf das Basisjahr 2010 der VP 2030 kalibriert.

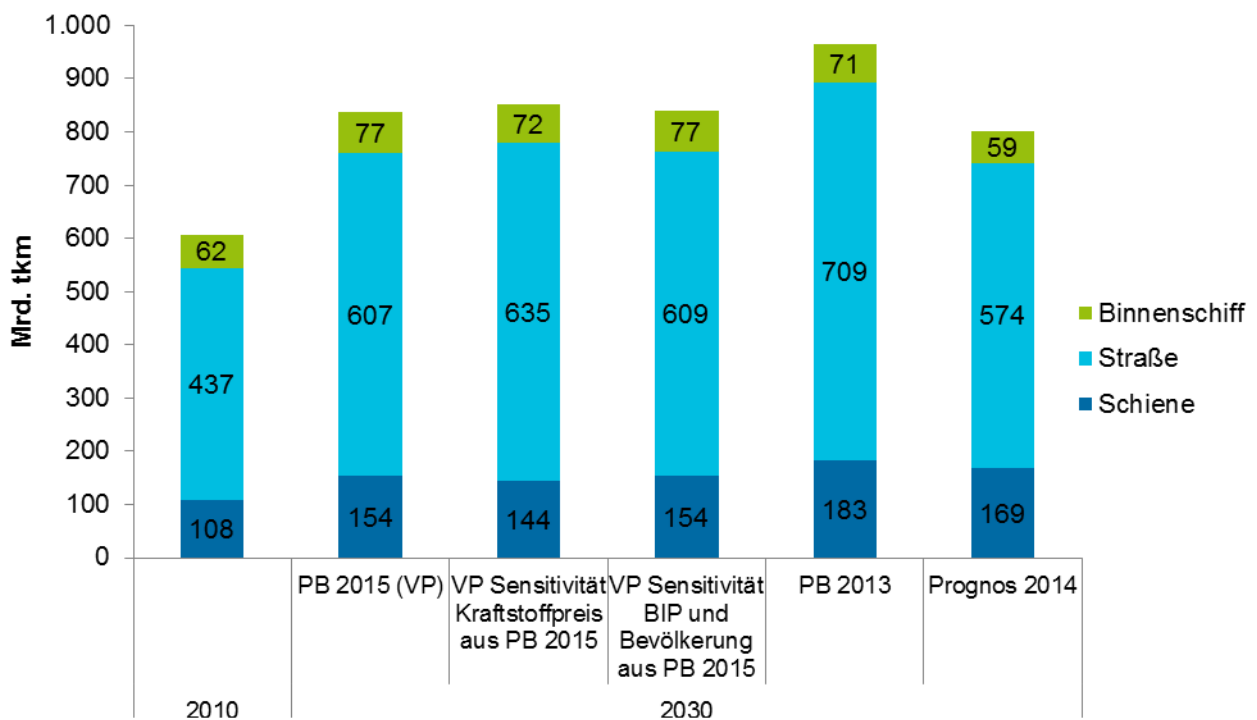
Insgesamt zeigt sich insbesondere im Personenverkehr ein deutlicher Effekt der niedrigeren Kraftstoffpreise auf die Verkehrsleistung im MIV, so dass die Verkehrsleistung des MIV fast ebenso hoch liegt wie im Projektionsbericht 2013. Dagegen ist der Effekt im Güterverkehr deutlich geringer. Das um 0,2% höhere BIP hat nur einen geringen Einfluss auf die Verkehrsnachfrage.

Abbildung 2-11: Szenarienvergleich: Verkehrsleistung im Personenverkehr 2030



Quelle: Eigene Darstellung nach BMVI (2014), Projektionsbericht (2013), Prognos et. al (2014) und eigenen Berechnungen

Abbildung 2-12: Szenarienvergleich: Verkehrsleistung im Güterverkehr 2030



Quelle: Eigene Darstellung nach BMVI (2014), Projektionsbericht (2013), Prognos et. al (2014) und eigenen Berechnungen

Insgesamt ist also festzustellen, dass die Rahmendaten von Verkehrsprognose und vorliegendem Bericht zu Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftsentwicklung und Rohölpreis nur geringe Unterschiede aufweisen.

Eine wesentliche Annahme in der Verkehrsprognose ist jedoch die Erhöhung der Energiesteuer, welche nicht der tatsächlichen Beschlusslage entspricht.

Allerdings wurden auch in der Vergangenheit die Mineral- und später Energiesteuersätze in regelmäßigen Abständen nach oben angepasst. Daher wird die Anhebung der Energiesteuersätze im Sinne einer „Trendfortschreibung“ im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) hinterlegt, so dass entsprechend auch die Verkehrsnachfrageentwicklung der Verkehrsprognose als Grundlage für das MMS-Szenario übernommen werden kann.

Zusätzliche Treibhausgasemissionen, die gegenüber dem MMS bei konstanter Energiesteuer entstehen, werden im Bericht ausgewiesen.

2.4.2 Private Haushalte

2.4.2.1 Anzahl privater Haushalte

Die Zahl der privaten Haushalte ist in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die Zunahme an Ein- und Zweipersonenhaushalten zurück zu führen, die sich auch in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Diese Argumentation wird auch durch andere Studien gestützt.³¹ Der Trend einer leicht rückläufigen Bevölkerung seit 2002 führt lediglich zu einer Dämpfung dieser Entwicklung. Die Projektion der Zahl der privaten Haushalte wird basierend auf der Entwicklung der Bevölkerung (Kapitel 2.1.1) und der Anzahl der Personen je privatem Haushalt abgeleitet. Erst nach dem Jahr 2030 ist ein Rückgang der Anzahl privater Haushalte zu erwarten (siehe Tabelle 2-14).

Tabelle 2-14: Entwicklung der Anzahl an Personen je privatem Haushalt und der Privaten Haushalte 2010-2035

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Personen je privater Haushalt	Pers./HH	2,07	2,02	1,97	1,95	1,93	1,90
Private Haushalte	Mio.	39,59	40,12	40,76	40,96	40,97	40,90

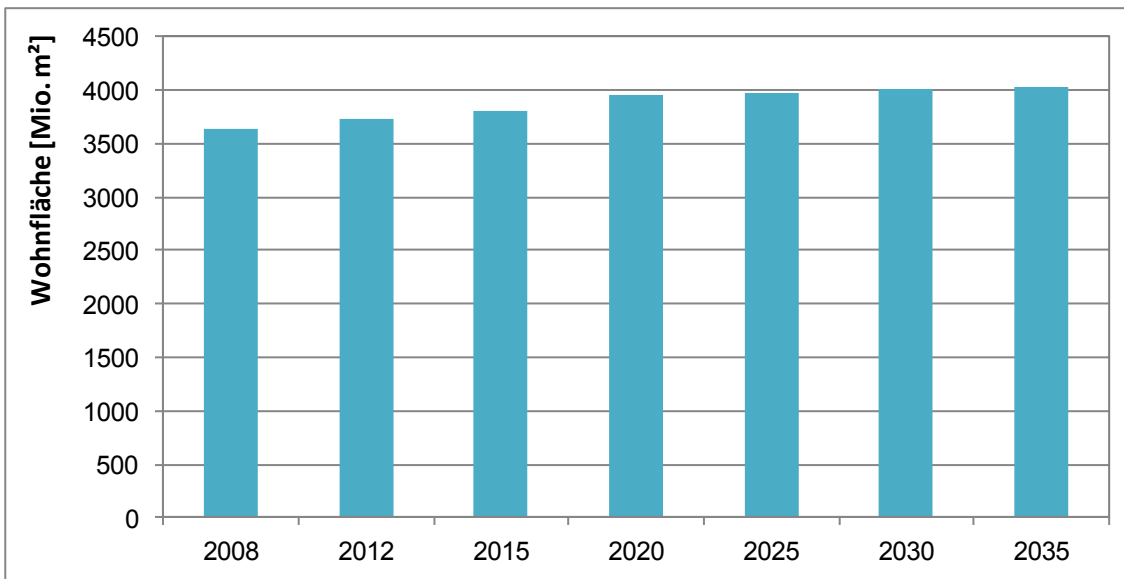
Quelle: eigene Berechnungen

2.4.2.2 Raumwärme und Warmwasser

Neben den Energiepreisen (vgl. Kapitel 2.2) stellt die Wohnflächenentwicklung (Abbildung 2-13) einen zentralen exogenen Treiber für die Simulation dar. Diese wird aus der in Kapitel 2.1.1 dargestellten Bevölkerungsentwicklung sowie der Entwicklung der durchschnittlichen Wohnfläche pro Kopf abgeleitet. Für letzteres werden die entsprechenden Rahmendaten der Klimaschutzenszenarien 2050 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI, 2015) übernommen. Im Modell wird die Anzahl an Wohn- und Nichtwohngebäuden pro Jahr vorgegeben. Der daraus resultierende Abriss und Neubau wird endogen ermittelt.

³¹ Prognos und Öko-Institut (2009); IER, RWI und ZWE (2010); Prognos, EWI und GWS (2010)

Abbildung 2-13: Wohnflächenentwicklung



Quelle: Fraunhofer ISI

2.4.3 Industrie

Zentrale Aktivitätsgröße für den Sektor Industrie ist die Entwicklung der realen Bruttowertschöpfung je Wirtschaftszweig (siehe Tabelle 2-15). Für die energieintensiven Branchen der Industrie sind vor allem die physischen Produktionsmengen relevante Bestimmungsfaktoren des Energieverbrauchs, die sich wiederum von der Bruttowertschöpfung ableiten lassen.

Tabelle 2-15: Entwicklung der Bruttowertschöpfung der Industrie je Wirtschaftszweig [Mrd. Euro2010]

Wirtschaftszweig der Industrie	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	1,6	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4
Ernährung und Tabak	44,7	47,2	46,5	45,9	45,2	44,7
Papiergewerbe	9,2	9,9	10,0	10,1	10,1	10,2
Grundstoffchemie	23,8	25,8	26,2	26,5	26,9	27,3
Sonstige chemische Industrie	28,7	31,3	32,0	32,6	33,3	34,0
Gummi- u. Kunststoffwaren	20,8	22,9	23,6	24,3	25,0	25,8
Glas u. Keramik	5,1	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9
Verarbeitung v. Steine u. Erden	6,6	7,2	7,3	7,4	7,5	7,6
Metallerzeugung	6,0	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9
NE-Metalle, -gießereien	8,2	8,9	9,1	9,3	9,4	9,6
Metallbearbeitung	37,0	40,3	41,2	42,0	42,7	43,6
Maschinenbau	66,8	76,4	81,9	86,9	92,2	97,5
Fahrzeugbau	77,1	88,1	94,2	99,8	105,7	111,5
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe	87,0	97,9	103,0	107,8	112,8	117,9

Quelle: Statistisches Bundesamt (2014d) für BWS in 2010

In Tabelle 2-16 sind die Annahmen zur Entwicklung der jährlichen Produktionsmengen dargestellt. Während die Produktionsmengen im Jahr 2010 aus verschiedenen Statistiken der Verbände sowie vom Statistischen Bundesamt stammen, stellt die Fortschreibung eine Annahme dar, die in Diskussion mit Branchenvertretern validiert wurde. Die Entwicklung der Wertschöpfung in der übergeordneten Statistischen Einheit, dem NACE-2-Steiler (nach europäischer Aktivitätsklassifizierung), muss dabei nicht unbedingt parallel zur physischen Produktion verlaufen, da sich die Wertschöpfung zum großen Teil an der Produktion der höherwertigen weniger energieintensiven Zwischenprodukte orientiert und weniger an der Produktion von energieintensiven Grundstoffen.

Tabelle 2-16: Produktionsmengen energieintensiver Produkte

Prozess/Produkt	Einheit	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Eisen und Stahl								
Sintern	kt	30.845	28.560	29.275	28.209	27.168	25.691	24.735
Oxygenstahl - Hochofen	kt	33.052	30.615	31.382	30.239	29.124	27.540	26.515
Elektrostahl - EAF	kt	13.324	13.215	16.842	17.314	17.972	17.781	17.205
Walzstahl	kt	38.974	36.827	40.518	39.955	39.570	38.079	36.734
Koksofen	kt	9.115	8.171	8.376	8.071	7.773	7.350	7.077
Schmelzreduktion	kt	-	-	-	-	-	-	-
Direkte Reduktion	kt	455	487	552	540	533	527	531
Nicht-Eisen Metalle								
Aluminium primär	kt	644	403	478	467	435	403	382
Aluminium sekundär	kt	572	611	677	700	723	747	791
Aluminium Strangpressen	kt		559	614	634	659	684	730
Aluminium Gießereien	kt	646	810	866	894	929	964	1.030
Aluminium Walzen	kt		1.877	2.061	2.128	2.210	2.295	2.451
Kupfer primär	kt	310	402	414	408	403	399	405
Kupfer sekundär	kt	399	302	315	310	306	303	308
Kupferbearbeitung	kt	1.999	1.732	1.943	1.911	1.890	1.869	1.901
Primärzink	kt	<i>Vertraulich (konstante Entwicklung hinterlegt)</i>						
Sekundärzink	kt	67	89	93	91	90	89	91
Papiergewerbe								
Papier	kt	18.182	22.509	25.006	25.523	25.876	25.739	25.478
Zellstoff - Verfahren	kt	873	1.383	1.441	1.381	1.241	1.115	1.009
Holzstoff - Verfahren	kt	1.342	1.520	1.583	1.518	1.364	1.225	1.109
Altpapierstoff	kt	13.677	15.378	17.161	17.574	18.022	18.050	17.938
Glas								
Behälterglas	kt	-	4.379	4.668	4.670	4.734	4.803	4.856
Flachglas	kt	-	1.814	1.933	1.934	1.961	1.989	2.011
Glasfasern	kt	-	1.013	1.080	1.080	1.095	1.111	1.123
Übriges Glas	kt	-	479	511	511	518	526	532

Prozess/Produkt	Einheit	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Keramik								
Haushalts- und Sanitärkeramik	kt	-	120	126	123	123	122	122
Technische Keramik	kt	-	239	250	246	244	242	241
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	kt	-	2.192	2.334	2.332	2.351	2.371	2.366
Nicht metallische Mineralstoffe								
Klinker Brennen (trocken)	kt	24.303	22.823	24.832	23.845	23.175	22.470	21.923
Klinker Brennen (halbtrocken)	kt	1.978	1.718	-	-	-	-	-
Klinker Brennen (feucht)	kt	-	-	-	-	-	-	-
Aufbereitung von Kalkstein	kt	-	24.311	24.599	23.622	22.959	22.260	21.718
Gips	kt	-	953	990	967	959	950	950
Zementmahlen	kt	35.414	32.721	34.016	33.075	32.552	31.958	31.573
Kalkmahlen	kt	-	5.250	5.382	5.185	4.994	4.723	4.547
Ziegel	kt	18.307	10.642	12.069	11.629	11.445	11.236	11.100
Kalkbrennen	kt	7.382	6.339	6.498	6.261	6.031	5.703	5.490
Chemie								
Adipinsäure	kt	-	358	406	432	460	488	520
Ammoniak	Kt	3.221	3.128	3.443	3.461	3.410	3.360	3.337
Calciumcarbid	Kt	<i>Vertraulich (konstante Entwicklung hinterlegt)</i>						
Industrieruß	Kt	346	684	707	686	676	666	662
Chlor, Diaphragma	Kt	860	1.104	1.313	1.217	-	-	-
Chlor, Membran	Kt	2.035	2.611	3.105	3.785	5.158	5.135	5.142
Chlor, Amalgan	Kt	642	824	465	-	-	-	-
Ethylen	Kt	-	4.794	5.211	5.088	5.038	4.989	4.980
Methanol	Kt	1.922	1.924	2.091	2.031	2.001	1.972	1.959
Salpetersäure	Kt	1.828	2.513	2.849	2.982	3.165	3.360	3.579
Sauerstoff	Kt10 ³ m ³	-	7.312	7.948	8.108	8.387	8.678	9.050
Polycarbonat	Kt	-	432	490	522	555	590	628
Polyethylen	Kt	-	2.704	3.066	3.264	3.377	3.494	3.643
Polypropylen	Kt	1.337	1.832	2.077	2.212	2.288	2.367	2.468
Polysulfone	Kt	-	323	367	390	415	441	470
Soda	Kt	1.422	1.454	1.501	1.459	1.437	1.416	1.406
TDI	Kt	-	380	431	459	488	518	552
Titandioxid	kt	-	437	475	485	501	519	541
Nahrungsmittel								
Zucker	Kt	-	3.846	4.188	4.107	4.066	4.017	4.018
Molkerei	Kt	-	13.877	15.112	14.817	14.672	14.495	14.499
Bierbrauen	Kt	-	9.853	10.623	10.312	10.109	9.888	9.791

Prozess/Produkt	Einheit	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Fleischverarbeitung	Kt	3.116	4.631	5.094	5.057	5.084	5.098	5.176
Backwaren	Kt	-	4.328	4.737	4.667	4.645	4.612	4.636
Stärke	Kt	-	1.811	1.983	1.954	1.944	1.930	1.940
Kunststoffverarbeitung								
Extrusion	Kt	-	4.325	4.861	5.188	5.420	5.634	5.885
Spritzgießen	Kt	-	2.178	2.447	2.612	2.729	2.837	2.963
Blasformen	Kt	-	950	1.067	1.139	1.190	1.237	1.292

Quelle: FORECAST-Industry

2.4.4 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – Geräte und Prozesse

Die wesentlichen gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sind die Entwicklung der Beschäftigten (siehe Tabelle 2-17) sowie die Energiebezugsfläche (siehe Tabelle 2-18).

Tabelle 2-17: Anzahl der Beschäftigten je Wirtschaftszweig im Sektor GHD [Mio. Beschäftigte]

Wirtschaftszweig	WZ 2008	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Erziehung und Unterricht	P	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	K	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7
Gesundheits- und Sozialwesen	Q	3,4	3,7	3,9	4,1	4,3	4,3
Gastgewerbe	I	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
Handel; Reparatur von Fahrzeugen	G	4,6	4,8	5,0	5,1	5,3	5,4
Öffentliche Verwaltung, Verteidigung	O	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,2
Verkehr, Information und Kommunikation	H+J	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
Sonstige Wirtschaftszweige	L+M+N+R+S	10,7	11,0	11,3	11,4	11,4	11,5
Summe		28,2	29,1	30,0	30,5	31,0	30,9

Quelle: FORECAST-Tertiary

Energiedienstleistungen wie die Raumbelichtung oder raumluftechnische Anlagen sind eher an die Fläche als an die Anzahl der Beschäftigten gekoppelt. Diese wurde anhand von spezifischen Kennwerten ausgehend von den Annahmen zur Entwicklung der Anzahl der Beschäftigten für alle Wirtschaftszweige in GHD ermittelt (siehe Tabelle 2-18).

Tabelle 2-18: Energiebezugsfläche je Wirtschaftszweig im Sektor GHD [Mio. m²]

Wirtschaftszweig	WZ 2008	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Erziehung und Unterricht	P	144	147	150	153	155	150
Finanz- und Versicherungs- dienstleistungen	K	38	40	42	42	43	44
Gesundheits- und Sozialwesen	Q	119	128	138	147	155	158
Gastgewerbe	I	87	93	99	101	103	107
Handel; Reparatur von Fahrzeu- gen	G	380	400	420	439	459	472
Öffentliche Verwaltung, Verteidi- gung	O	155	155	155	155	155	147
Verkehr, Information und Kom- munikation	H+J	119	123	126	130	133	135
Sonstige Wirtschaftszweige	L+M+N+ R+S	374	385	397	401	406	409
Summe		1.415	1.471	1.528	1.568	1.609	1.622

Quelle: FORECAST-Tertiary

2.5 Sektorübergreifende Maßnahmen

Dieses Kapitel enthält sektorübergreifende Maßnahmen und Instrumente, Kapitel 2.6 enthält Maßnahmen und Instrumente nach Sektoren, die für die Modellierung von Treibhausgas-Emissionsszenarien für den vorliegenden Bericht die Grundlagen bilden. Es handelt sich dabei um eine Ausarbeitung der Auftragnehmer.

2.5.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Für das MMS sind Maßnahmen und Instrumente berücksichtigt, die mit dem Stichtag 31. August 2014 bereits verabschiedet sind.

2.5.1.1 Ökonomische Instrumente

a) EU-Emissionshandel

- **Strom- und Wärmeerzeugung:** Ab 2013 wurde im Emissionshandel im Bereich des Kraftwerkssektors eine vollständige Versteigerung der Emissionsberechtigungen umgesetzt.³² Entscheidungen über Neuinvestitionen, die jetzt getroffen werden, können praktisch nicht mehr von kostenlosen Zuteilungen profitieren. Für KWK-Anlagen werden die auf den Strom bezogenen Emissionen grundsätzlich auktioniert, während für die Wärmeproduktion eine teilweise kostenlose Zuteilung auf Grundlage eines Wärmebenchmarks erfolgt und der verbleibende Teil ebenfalls auktioniert wird. Die Gesamtmenge der versteigerten und kostenlos zugewiesenen Emissionsberechtigungen wird außerdem jedes Jahr gekürzt, da auch das Cap jedes Jahr um 1,74% abnimmt. Banking von der 2. in die 3. Phase ist zugelassen. Der Emissionshandel wirkt neben den direkten Anreizen zu Emissionsminderungen bei der Stromproduktion auch indirekt über die Erhöhung der Strompreise v.a. für die Industrie, Privathaushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

³² Lediglich in einigen ost- und mitteleuropäischen Mitgliedstaaten wird übergangsweise eine kostenlose Zuteilung für die Stromproduktion gewährt (sogenannte „10c-Staaten“).

- **Energieintensive Industrie:** Die dem EU-Emissionshandelssystem unterliegenden Industrieanlagen erhalten eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen auf der Basis von Produktbenchmarks bzw. Fallback-Ansätzen. Im Vergleich zur Phase 2 des Emissionshandels sind zusätzliche Branchen (u.a. Chemie, Nicht-Eisenmetalle) und Treibhausgase (N₂O, PFC) einbezogen. Zusätzlich wirken die zuvor genannten Anreize zur Stromeinsparung. Schließlich ist langfristig ebenso mit Anreizen zur Einsparung bzw. Ersatz von emissions- und stromintensiven Industrieprodukten zu rechnen infolge von Preissteigerungen der Produkte. Diese indirekten Preiswirkungen des Emissionshandels werden in den jeweiligen Sektoren behandelt und modelliert.

b) **Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform und weitere Änderungen in der Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom:**

Bei der sog. ökologischen Steuerreform handelt es sich um eine bereits mehr als ein Jahrzehnt zurückliegende Maßnahme, die auch heute noch Bestand hat. Mit der „Ökosteuerreform“ war das Ziel verbunden, einerseits den Faktor Energie durch eine steuerliche Verteuerung von Kraft- und Heizstoffen und Strom zu belasten und dadurch Anreize zum Energiesparen zu setzen und andererseits den Faktor Arbeit durch eine Senkung des Beitragssatzes in der gesetzlichen Rentenversicherung mit dem erzielten Steuermehraufkommen zu entlasten und dadurch zu besseren Rahmenbedingungen für den Arbeitsmarkt beizutragen. Mit dem Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378) und den entsprechenden Folgegesetzen wurden einzelne Energiesteuern erhöht und Steuergesetze so verändert, dass sie auch mehr Lenkungswirkungen im Sinne des Umweltschutzes enthalten. Als neue Verbrauchsteuer im Sinne der Abgabenordnung wurde eine Stromsteuer eingeführt (Stromsteuergesetz). Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Produzierenden Gewerbes und insbesondere der energieintensiven Industrie in Deutschland nicht zu gefährden, wurden in beiden Gesetzen Entlastungsregelungen eingeführt (Strom- und Energiesteuerermäßigungen, Spitzenausgleich). Die Mineralölsteuer wurde nach ökologischen Kriterien gestaffelt, wobei bestimmte Verwendungszwecke begünstigt, andere verteuert wurden. Von 1999 bis 2003 wurde die Steuer für Kraftstoffe schrittweise (in Schritten von ca. 3 ct./Liter) erhöht. Da die Steuersätze jedoch nicht regelmäßig an die Inflation angepasst wurden, wird die ökologische Lenkungswirkung im Zeitverlauf immer schwächer. Das Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. 1534; 2008 I S. 660, 1007) löste das bis dahin geltende Mineralölsteuergesetz (MinöStG) ab und integrierte, zur Umsetzung von Vorgaben der EU-Richtlinie 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (ABl. L 283 vom 31.10.2003, S. 51), auch weitere Energieträger. Das Energiesteuergesetz regelt nun die Besteuerung aller Energiearten fossiler Herkunft (Mineralöle, Erdgas, Flüssiggase und Kohle) als auch der aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellten Energieerzeugnisse Pflanzenöle, Biodiesel, Bioethanol und synthetische Kohlenwasserstoffe aus Biomasse als Heiz- oder Kraftstoff in der Bundesrepublik Deutschland.

2.5.1.2 Förderprogramme

- a) **Energie- und Klimafonds (EKF):** Mit dem Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1807), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2431) geändert wurde, wurde ein finanzieller Rahmen für die Durchführung energie- und klimapolitischer Maßnahmen geschaffen. Einzelne Maßnahmen, die durch den EKF finanziert werden, werden in den jeweiligen Sektoren behandelt und modelliert.
- b) **Nationale Klimaschutzinitiative (NKI):** Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) fördert im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative seit 2008 zahlreiche Klimaschutz-Projekte. Hauptzielgruppen der NKI sind die Kommunen, die Wirtschaft und Verbraucher sowie Schulen und Bildungseinrichtungen. Zwei der größten aus der NKI finanzierten Maßnahmen (Förderung von Kälte- und Klimaanlagen, Energieeffizienznetzwerke) werden im Sektor Industrie & GHD behandelt und modelliert (siehe Abschnitt 2.6.6).

- c) Mit dem zum 1. August 2014 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG 2014) wird zum einen die Stromerzeugung im Bereich Erneuerbare Energien bestimmt (siehe Abschnitt 2.6.1). ber die durch die EEG-Umlage induzierten Wirkungen auf den Strompreis entfaltet das EEG aber auch indirekte Wirkungen in den Energienachfrage-Sektoren. Diese werden in den jeweiligen Sektoren behandelt und modelliert.

2.5.1.3 Ordnungsrecht

- a) Mindesteffizienzstandards - EU-Ökodesign-Richtlinie.
Die Ökodesign-Rahmenrichtlinie 2009/125/EG (vormals Richtlinie 2005/32/EG) stellt den Rechtsrahmen fr die Festlegung von Mindesteffizienzstandards fr bestimmte energieverbrauchsrelevante Produkte im europäischen Binnenmarkt dar. Die Richtlinie 2009/125/EG ist durch das Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG) in deutsches Recht umgesetzt. Die Mindesteffizienzstandards werden nicht durch die Richtlinie selbst, sondern erst durch die auf ihrer Grundlage erlassenen Durchführungsmaßnahmen etabliert, in der Regel in der Form von direkt in den Mitgliedsstaaten geltenden EU-Verordnungen. Daneben hat die europäische Kommission auch die Möglichkeit, freiwillige Selbstvereinbarungen der Industrie als Alternative zu ordnungsrechtlichen Maßnahmen anzuerkennen. Die Erfüllung dieser Anforderungen muss gegeben sein, damit das Produkt die CE-Kennzeichnung tragen und damit in der EU in Verkehr gebracht oder in Betrieb genommen werden darf. Die Anforderungen werden auf Grundlage einer technischen, wirtschaftlichen und umweltbezogenen Analyse festgelegt. Hierzu wird fr jede Produktgruppe eine Vorstudie durchgeföhrt, die eine Marktanalyse und eine technische Analyse der Produkte sowie die Ausarbeitung von Standardszenarien in verschiedenen Varianten beinhaltet. Derzeit befinden sich 28 Verordnungen in Kraft und weitere 14 Produktgruppen im Konsultationsforum bzw. Regelungsausschuss. Darüber hinaus sind 7 Vorstudien in Bearbeitung. Im MMS werden die wichtigsten Durchführungsmaßnahmen, die bis zum 30.9.2014 beschlossen wurden, quantifiziert. Die Wichtigkeit der einzelnen Maßnahmen wird anhand des Energieverbrauchs der adressierten Geräte/Anwendungen bestimmt. In Tabelle 2-19 ist eine Übersicht der einzelnen Lose dargestellt. Daraus ist zu entnehmen, fr welche Lose bereits Verordnungen beschlossen wurden sowie wie hoch der Energieverbrauch der adressierten Geräte/Anwendungen ist. Dieser ist als Anteil am Strom oder Brennstoffbedarf des jeweiligen Sektors angegeben. Entsprechend dieser Informationen wurde festgelegt, welche Lose im MMS und welche im MWMS berücksichtigt werden. Felder, die nicht beschriftet sind, werden demnach nicht quantifiziert.

Tabelle 2-19: Übersicht der einzelnen Lose der EU-Ökodesign Richtlinie, ihr aktueller Status sowie ihre Relevanz gemessen als Anteil am Energieverbrauch des Sektors (Stand: September 2014)*

Produktgruppe	Vorstudie abgeschlossen	Verordnung (verbindlich)	Impact Assessment	Zuordnung		
				Industrie	GHD	Haushalte
Los- Einfache Set Top Boxen	ja	25.01.2010	veröffentlicht			MMS
Los 1 Boiler und Kombiboiler	ja	02.08.2013	veröffentlicht	MMS	MMS	MMS
Los 2 Warmwasserbereiter	ja	02.08.2013	veröffentlicht		MMS	MMS
Los 3 PC und Computermonitore	ja	26.06.2013	veröffentlicht		MMS	MMS
Los 4 Bildgebende Geräte	ja		veröffentlicht			
Los 5 Konsumelektronik: Fernseher	ja	07.01.2010	veröffentlicht			MMS
Los 6 Standby und Schein-aus- (off-mode) Verluste	ja	07.01.2010	veröffentlicht			MMS
Los 7 Externe Stromversorgungseinheiten	ja	27.4.2010	veröffentlicht			
Los 8 Bürobeleuchtung	ja	13.4.2010		MMS	MMS	
Los 9 Straßenbeleuchtung	ja	13.4.2010		MMS	MMS	
Los 10 Klimageräte	ja	30.03.2013	veröffentlicht			MMS
Los 10 Kleinventilatoren	ja	30.03.2013	veröffentlicht			
Los 10 Lüftungen	ja					
Los 11 Elektromotoren (0,75kW - 200kW)	ja	27.01.2009	veröffentlicht	MMS	MMS	
Los 11 Umwälzpumpen	ja	01.01.2013	veröffentlicht	MMS	MMS	
Los 11 Ventilatoren	ja	01.01.2013	veröffentlicht	MMS	MMS	
Los 11 Wasserpumpen	ja	01.01.2013	veröffentlicht	MMS		
Los 12 Gewerbliche Kühl- u. Tiefkühlgeräte	ja				MMS	
Los 13 Haushaltskühl- und Gefriergeräte	ja	01.07.2010	veröffentlicht			MMS
Los 14 Haushaltsgeschirrspülmaschinen	ja	01.12.2011	veröffentlicht			MMS
Los 14 Haushaltswaschmaschinen	ja	01.12.2011	veröffentlicht			MMS
Los 15 Kleine Anlagen zur Verbrennung fester Brennstoffe	ja				MWMS	MWMS
Los 16 Wäschetrockner	ja	03.10.2012	veröffentlicht			MMS
Los 17 Staubsauger	ja	08.07.2013	veröffentlicht			
Los 18 Komplexe Settop boxen	ja	freiwillig	veröffentlicht			MMS
Los 19 Haushaltsbel. "nicht gerichtet"	ja	01.09.2009	veröffentlicht		MMS	MMS
Los 19 Haushaltsbel. "Reflektorlampen"	ja	01.01.2013	veröffentlicht		MMS	MMS
Los 20 Lokale Raumheizprodukte	ja				MWMS	MWMS
Los 21 Zentralheizungsprodukte	ja			MWMS	MWMS	MWMS
Los 22 Haushalts- und gewerbliche Öfen	ja	20.02.2014				MMS
Los 23 Kochfelder und Grills	ja	20.02.2014				
Los 24 Waschmaschinen, Trockner gewerblich	ja					
Los 25 Kaffeemaschinen für nicht gewerbliche Zwecke	ja					
Los 26 Vernetzte Standby-Verluste	ja	22.08.2013				
ENTR Bildgebende Geräte in der Medizin	nein					
ENTR Los 1 Kühl- und Gefriergeräte	ja			MWMS		
ENTR Los 2 Transformatoren	ja	21.05.2014	Entwurf			
ENTR Los 3 Geräte zur Ton- und Bildverarbeitung	ja					
ENTR Los 4 Feuerungsanlagen u. Öfen	ja			MWMS		
ENTR Los 5 Werkzeugmaschinen	ja			MWMS		
ENTR Los 6 Klima- und Lüftungsanlagen > 12kW	ja			MWMS		
Los 27 Unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV)	nein					
Los 28 Abwasserpumpen	nein					
Los 29 Pumpen für Schwimmbäder, Brunnen etc.	nein					
Los 30 Antriebe (außerhalb Verordnung 640/2009)	nein					
Los 31 Kompressoren (außerhalb Verordnung 640/2009)	nein					

Relevanz
Sehr hoch (>10%)
Hoch (5-10%)
Mittel (1-5%)
Niedrig (<1%)
Per Definition ausgeschlossen
Keine Daten

* Im MMS wurden alle Verordnungen berücksichtigt, die bis zum Stichtag 31. August 2014 in Kraft getreten sind.

Quelle: Fraunhofer ISI

2.5.1.4 Flankierende Instrumente

Im Folgenden werden noch zwei weitere bergreifende Programme beschrieben, deren Wirkung im Rahmen der Modellierung nicht quantifiziert werden kann, die jedoch wichtige flankierende Instrumente darstellen.

a) Energieforschungsprogramm

Das im Energiekonzept von 2010 (BMU 2011) von der Bundesregierung angekndigte umfassende Energieforschungsprogramm fr die Zeit bis 2020 wurde 2011 mit dem 6. Energieforschungsprogramm umgesetzt. Daraus stehen fr den Zeitraum 2011 bis 2014 rund 3,5 Milliarden Euro fr die Forderung von Forschung und Entwicklung im Energiebereich zur Verfgung (BMWi/BMU 2014). Der Schwerpunkt der Forderung liegt auf den beiden zentralen Bereichen der Energiewende, Energieeffizienz und erneuerbare Energien, auf die im Jahr 2012 rund 70% der insgesamt gettigten Ausgaben von 708 Mio. Euro entfielen. In dem erstmals 2013 erschienenen „Bundesbericht Energieforschung“ (BMWi 2013) werden die im Rahmen des Programms gefrderten Forschungsinitiativen dargestellt. Im Bereich der Energieeffizienz gehren dazu beispielsweise die „Forschung fr energieoptimiertes Bauen“ (EnOB), „Energieeffiziente Stadt“ (EnEff: Stadt) oder „Energieeffizienz in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“. Im Bereich der erneuerbaren Technologien umfasst das Programm die Forderung einzelner Technologien sowie den Forderschwerpunkt „SystEEem“ (regenerative Energieversorgungssysteme und Integration der erneuerbaren Energien).

b) Hightech-Strategie

Das 6. Energieforschungsprogramm ist eng eingebettet in die neue Hightech-Strategie der Bundesregierung (2014a). Zwei der sechs dort definierten prioritren Zukunftsaufgaben – „Nachhaltiges Wirtschaften und Energie“ sowie „Intelligente Mobilität“ – haben einen engen Bezug zu den Instrumenten der Energie- und Klimapolitik. In den Bereichen Bauforschung (z. B. Gebuudestandards), Verkehrsforschung (u. a. Elektromobilität), IKT-Forschung und Forschung zur nachhaltigen Entwicklung frdert die Bundesregierung im Rahmen der Hightech-Strategie ergnzend zum 6. Energieforschungsprogramm Forschung und Entwicklung von Technologien mit spezifischen Energiebezgen.

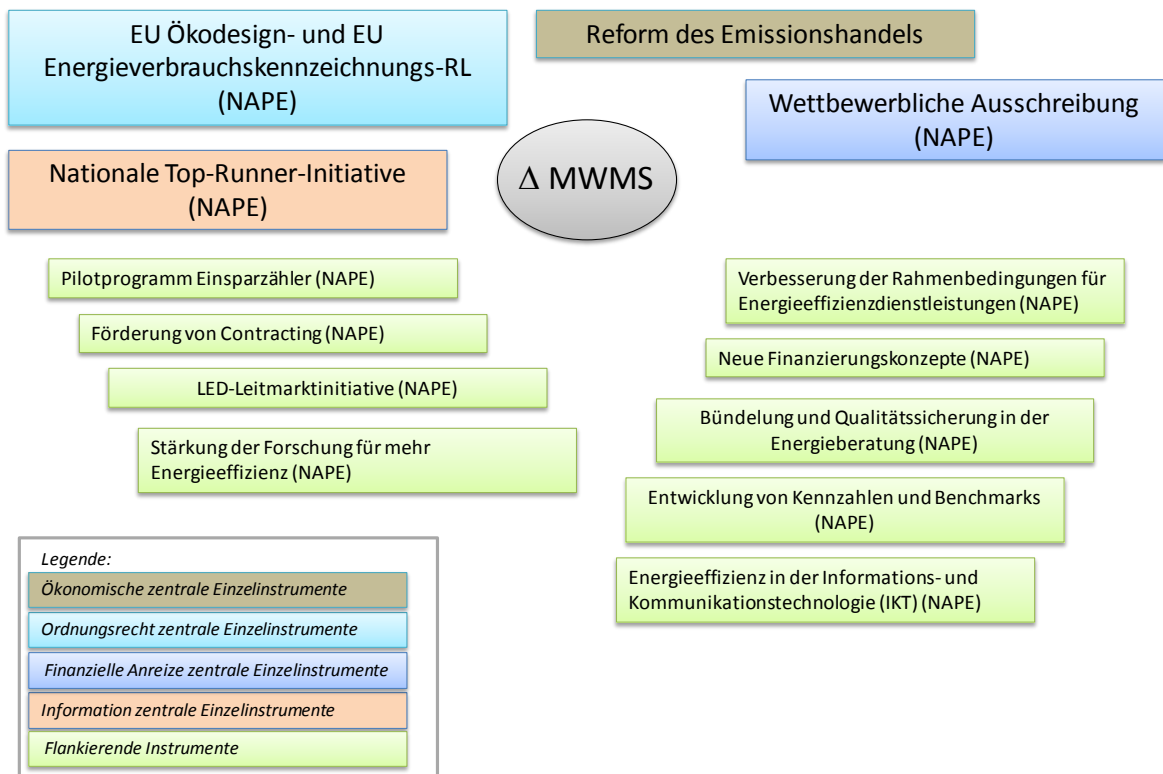
2.5.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Im Folgenden sind die sektorbergreifenden Maßnahmen des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios beschrieben. Hierbei wird die Wirkung der folgenden zentralen energiepolitischen Instrumente mittels einer Modellierung quantifiziert:

- EU-Ökodesign- und -Labeling-Richtlinie
- EU-Emissionshandel
- Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)
- Wettbewerbliche Ausschreibung fr Energieeffizienz

Um ihre volle Wirkung zu entfalten, mssen diese durch eine Reihe flankierender Maßnahmen untersttzt werden (siehe Abbildung 2-14). Diese werden jedoch nicht separat quantifiziert, sondern ihre Wirkung ist in den zentralen quantifizierten Instrumenten weitgehend enthalten. Die meisten der im MWMS bercksichtigten zentralen und flankierenden bergreifenden Instrumente und Maßnahmen sind auch Bestandteil des Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE; siehe Abbildung 2-14) und damit implizit auch des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020.

Abbildung 2-14: Übersicht zur Einordnung der sektorübergreifenden Instrumente



2.5.2.1 Ökonomische Instrumente

a) Stärkung des Emissionshandels

Im Oktober 2014 wurde vom Europäischen Rat beschlossen, das Cap im EU-ETS ab 2021 jährlich um 2,2 % zu senken – statt bisher 1,74 %. Der entsprechende Gesetzgebungsprozess zur Umsetzung der Ratsbeschlüsse soll voraussichtlich bis 2017 abgeschlossen sein.

Im Sommer 2015 wurde zudem die Einführung einer Marktstabilitätsreserve (MSR) beschlossen. Diese wird ab 2019 jährlich einen Anteil von 12% des Zertifikatsüberschusses über eine Kürzung der Auktionsmengen aus dem Markt nehmen. Gleichzeitig wurde beschlossen, dass die in den Jahren 2014 bis 2016 zurückgehaltenen 900 Millionen Emissionsberechtigungen direkt in die MSR überführt werden („Backloading“) und daher nicht wieder in den Markt gegeben werden, wie ursprünglich vorgesehen. Auch die nicht zugeteilten Emissionsberechtigungen der dritten Handelsperiode werden größtenteils in die MSR überführt und damit nicht bis 2020 versteigert.

Im MWMS wird aufgrund der Einführung der Marktstabilitätsreserve und des ab dem Jahr 2021 zu berücksichtigenden höheren linearen Reduktionsfaktors ein höherer CO₂-Preis angenommen (vergleiche Abschnitt 2.3).

2.5.2.2 Förderprogramme

a) Wettbewerbliches Ausschreibungsmodell für Energieeffizienz

Das im NAPE enthaltene neue, sektorübergreifende Instrument der wettbewerblichen Ausschreibung ist ein Mechanismus zur markt- und transaktionsorientierten Verteilung von Fördermitteln. Die Grundidee ist, das zur Verfügung gestellte Kapital durch einen Ausschreibungsmechanismus möglichst kosteneffizient einzusetzen. In der ersten Phase bis 2018 sind folgende Fördervolumina vorgesehen: 2015: 15 Mio. €, 2016: 50 Mio. €, 2017: 100 Mio. €, 2018: 150 Mio. €. Für den Zeitraum nach 2018 bis zum Ende des Zeithorizonts dieser Studie wird von einem konstanten Mittelvolumen von 250 Mio. € p.a. ausgegangen. Die wettbewerbliche Ausschreibung richtet sich grundsätzlich an alle Akteure und Sektoren. Der Fokus soll jedoch zunächst auf dem Strombereich liegen (STEPup! - STromEffizienzPotenziale nutzen). Hierzu werden

entsprechende Rahmenbedingungen und Kriterien gesetzt, auf Grund derer sich die Akteure mit konkreten Maßnahmenvorschlägen bewerben können (offene Ausschreibung). Im Rahmen von geschlossenen Ausschreibungen sollen darüber hinaus spezifische Bereiche mit bekannten hohen Potenzialen und bekannten Hemmnissen adressiert werden. Prinzipiell können sowohl Einzelprojekte, d.h. Maßnahmen, die der Antragsteller bei sich selbst durchführt, als auch Sammelprojekte, d.h. Umsetzung gebündelter gleichartiger Maßnahmen durch einen Träger, beantragt werden. Den Zuschlag erhalten die Maßnahmen mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis (Förder-Euro pro eingesparter kWh).

In der Pilotphase bis Ende 2018 wird außerdem geprüft, ob eine Einbindung des Wärmebereichs möglich und zweckmäßig ist. Für das MWMS wird ab 2019 eine Ausweitung des Ausschreibungsmodells auf den Wärmebereich angenommen. Dabei wird von einem jährlichen Mittelvolumen von 100 Mio. € ausgegangen.

Die Quantifizierung dieser übergeordneten Maßnahme erfolgt in den Sektoren, die grundsätzlich vom Ausschreibungsmodell adressiert werden (Industrie & GHD, private Haushalte bzw. Gebäudetechnik). Dabei werden die Wirkungen auf Strom- und Wärmeverbrauch analog zu den sektoralen Maßnahmen getrennt ausgewiesen. Wirkungsüberschneidungen zwischen übergeordneten und sektoralen Maßnahmen (aber auch innerhalb einzelner Sektoren) können dann auftreten, wenn mit mehreren Maßnahmen Einsparpotenziale im gleichen Anwendungsbereich (z.B. Gebäudewärme oder elektrische Haushaltsgeräte) adressiert werden. Um Doppelzählungen zu vermeiden, wird in diesen Fällen die durch ein einzelnes Instrument realisierte Potenzialausschöpfung in den Modellen beschränkt.

2.5.2.3 Ordnungsrecht

a) EU-Ökodesign-Richtlinie

Die Hintergründe und der Stand der EU-Ökodesign-Richtlinie sind in Kapitel 2.5.1.3 bereits erläutert. Zusätzlich zum MMS sollen im MWMS weitere Produkte und Produktgruppen quantifiziert werden, die seither beschlossen wurden bzw. sich in der Beschlussphase befinden oder für die derzeit eine Vorstudie in so fortgeschrittenem Stadium vorliegt, dass eine belastbare Datengrundlage für eine Quantifizierung vorliegt³³. Außerdem soll durch eine Prognoseentscheidung im Rahmen der jeweiligen Vorstudie die Markt- und Technikentwicklung zu Grunde gelegt werden, die zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Anforderungen aus der Durchführungsverordnung erwartet werden kann. Auch soll in der Vorstudie zukünftig ein anspruchsvollerer Kostenbegriff untersucht werden. Dieser soll neben den geringsten Lebenszykluskosten (Least Life-Cycle Cost) auch den Punkt der gleichen Lebenszykluskosten (Equal Life-Cycle Cost) benennen. Mit dem zusätzlichen Kostenbegriff könnten in der Vorstudie Auswirkungen von Anforderungen mit einem höheren Effizienzniveau ausgewiesen werden. Die Quantifizierung dieser übergeordneten Maßnahme erfolgt in dem Sektor, dem das jeweilige Produkt zuzuordnen ist (Sektoren Gebäude, private Haushalte - Strom bzw. Industrie & GHD).

b) EU-Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie

Durchführungsmaßnahmen der Ökodesign-Richtlinie werden oft ergänzt durch Durchführungsmaßnahmen der Energieverbrauchskennzeichnungs-RL (2010/30/EG, EU-Energielabel). Diese wurde mit dem neuen Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) in nationales Recht umgesetzt, das am 17. Mai 2012 in Kraft getreten ist. In den laufenden EU-Verhandlungen zur Novellierung der EU-Label-Richtlinie setzt sich Deutschland dafür ein, dass die Kennzeichnung für die Verbraucher aussagekräftig gestaltet, die Entscheidungsprozesse beschleunigt und die EU-Top-Runner-Strategie gestärkt werden. Dies beinhaltet u.a.

³³ http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/energieverbrauchsrelevante-produkterichtlinie_uebersicht_ueber_den_stand_der_prozesse_zur_verabschiedung_von_durchfuehrungsmassnahmen_12_2014.pdf

- eine Rückkehr zum A-G Label
- eine große Reskalierung anstatt einer Vielzahl kleiner Anpassungen
- eine Neubewertung der Effizienzklassen (Reskalierung) für solche Produktgruppen, in denen die besten Energieeffizienzklassen bereits besetzt sind;

Im MWMS sollen die Wirkungen einer solchen ambitionierteren Ausgestaltung des EU-Energielabel abgeschätzt werden. Analog zur EU Ökodesign-Richtlinie erfolgt die Quantifizierung in dem Sektor, dem das jeweilige Produkt bzw. die Produktgruppe zuzuordnen ist (Sektoren Gebäude, private Haushalte - Strom bzw. Industrie & GHD).

2.5.2.4 Quantifizierte informatorische Instrumente

a) Nationale Top-Runner-Initiative

Mit der Nationalen Top-Runner-Initiative (NTRI) soll die Motivation für Stromeffizienz und rationelle Stromnutzung entlang der Wertschöpfungskette – von den Geräteherstellern über den Handel bis zu den Verbrauchern – produktorientiert und sektorübergreifend gestärkt und verankert werden. Die NTRI selbst umfasst wiederum ein Bündel komplementär ausgestalteter Einzelmaßnahmen, mit denen unterschiedliche Hemmnisse abgebaut werden sollen (höhere Transparenz der Stromrechnung, Verbesserung der Verkaufsberatung und Informationskampagnen). Konkrete Ansatzpunkte sind dabei die Kommunikation der EU-Energieverbrauchskennzeichnungs- und Ökodesign-Richtlinie sowie die Erarbeitung von Vorschlägen zu deren Weiterentwicklung und Verbesserung sowie die Integration des EU Energy Star als freiwillige Bestgeräte-Kennzeichnung. Das gesamte vorgesehene Fördervolumen für diese Maßnahme umfasst 6 Mio. € pro Jahr. Die Quantifizierung der Wirkung dieser Maßnahme erfolgt wie bei der EU-Ökodesign-Richtlinie in dem Sektor, dem die jeweiligen Produkte zuzuordnen sind, d.h. teils im Sektor private Haushalte und teils im Sektor Industrie & GHD.

2.5.2.5 Flankierende Instrumente

a) Pilotprogramm Einsparzähler

Viele Verbraucher in Haushalten, Gewerbe, Industrie oder Kommunen möchten Energie und Kosten sparen, wissen aber im Einzelfall nicht genau wie. Dabei können Ihnen professionelle Dienstleister im Rahmen eines geförderten Pilotprojekts „Einsparzähler“ helfen. Dabei ist der Begriff „Energieeinsparzähler“ nur ein Oberbegriff für unterschiedliche Pilotprojekte zum Energiesparen. Es geht weniger um Technik- als um Projektförderung. Die Erprobung neuer IT-Techniken und neuer Mehrwertdienste, Geschäfts- und Finanzierungsmodelle für Energieeffizienz ist ein weiterer gewünschter Effekt. Allen Projekten gemeinsam ist: Sie messen die Energieeinsparung vorher/nachher und die erzielte Einsparung wird anteilig gefördert. Z.B. kann ein Pilotprojekt zum Ziel haben, den Stromverbrauch in Privathaushalten zu reduzieren, den Wärme- oder Kälteverbrauch zur Klimatisierung von Büro- oder Verkaufsflächen zu minimieren oder den Gasverbrauch einer kleinen Schmelzerei zu reduzieren. Die realisierten Einsparttechnologien ergeben sich technologieoffen in einem wettbewerblichen Prozess von antragstellenden Unternehmen, die bei Ihren Kunden entsprechende Pilotprojekte zum Sparen von Strom, Gas, Wärme oder Kälte durchführen wollen. Die Antragstellung erfolgt über das Bafa.

b) Förderung von Contracting

Die typischen Risiken von Contracting wie lange Vertragslaufzeiten, das Investitionsrisiko des Contractors oder Gewährleistungen stellen speziell für Finanzierungen im Bereich des Energieeinsparcontractings ein wichtiges Hemmnis für die Vergabe von Krediten dar. Um diese Hemmnisse zu reduzieren, sind folgende Maßnahmen vorgesehen:

- Ausbau des Bürgschaftsangebots der Bürgschaftsbanken für Contracting-Finanzierungen durch Anpassung der Bürgschaftshöhe auf bis zu zwei Millionen Euro, befristet auf drei Jahre ab 2015.

- Gefördert wird außerdem seit Dezember 2014 die Beratung von Kommunen und KMU zur Anwendung des Energieeinsparcontractings bei der Durchführung von Energieeinsparinvestitionen (Förderrichtlinie zu Beratungen zum Energiespar-Contracting).
- Um den Auf- bzw. Ausbau des Wissens- und Erfahrungsaustauschs zum Contracting zwischen Bund und Ländern sowie die Vernetzung der relevanten Akteure (Bundes- und Landesministerien sowie z. B. Energieagenturen mit Landesbeteiligung) geht es im von BMWi und dena veranstalteten Bund-Länder-Dialogangebot Contracting. Nach einer Auftaktveranstaltung im Herbst 2015 liegt der Fokus 2016 auf der Erarbeitung von Lösungsansätzen und Handreichungen für die Umsetzung von Contracting in Bund, Ländern und Kommunen.

c) LED-Leitmarktinitiative

Ziel dieses Programms ist die beschleunigte Markteinführung von LED-Technologie und die Überwindung vorhandener Hemmnisse. Hierzu wurde ein runder Tisch einberufen, in dessen Rahmen notwendige Maßnahmen diskutiert und vorgeschlagen werden.

d) Stärkung der Forschung für mehr Energieeffizienz

In diesem Rahmen soll die Forschungsförderung im Bereich Energieeffizienz weiter ausgebaut und die Vernetzung der Akteure unterstützt werden. Die genaue Ausgestaltung wird im Rahmen des weiterführenden Arbeitsprozesses des NAPE geschehen.

e) Verbesserung der Rahmenbedingungen für Energieeffizienzdienstleistungen

Ziel ist die Überwindung von bestehenden nicht-monetären Hemmnissen und die Förderung des Marktes für Energiedienstleistungen. Die genaue Ausgestaltung wird im Rahmen des weiterführenden Arbeitsprozesses des NAPE geschehen.

f) Neue Finanzierungskonzepte

Um Hemmnisse bei der Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen zu überwinden, sollen neue Finanzierungskonzepte erarbeitet und umgesetzt werden. Die genaue Ausgestaltung wird im Rahmen des weiterführenden Arbeitsprozesses des NAPE geschehen.

g) Bündelung und Qualitätssicherung in der Energieberatung

Die Qualität der bestehenden Beratungsangebote soll geprüft werden, Qualitätskriterien entwickelt und so eine hohe Qualität der Energieberatung erreicht werden. Die genaue Ausgestaltung wird im Rahmen des weiterführenden Arbeitsprozesses des NAPE geschehen.

h) Entwicklung von Kennzahlen und Benchmarks

Um die Wirkung der oben genannten Instrumente weiter zu flankieren, unterstützt die Bundesregierung die Entwicklung und Einführung geeigneter Methoden und Messungen (vorher/nachher) und innovativer Techniken (IT-basierte Mess-, Analyse- und Management-Systeme) zur Quantifizierung der Energieeinsparung und zur Qualitätssicherung von Effizienzmaßnahmen. Auf dieser Grundlage ermittelte Energieverbrauchskennzahlen und Benchmarks insbesondere für die vielfältigen Querschnittsanwendungen und -technologien können dazu beitragen, die Ausschöpfung bestehender Energieeffizienzpotenziale, die mit den hier vorgeschlagenen Instrumenten angereizt werden soll, weiter zu verbessern. Dies gilt sowohl für den gewerblichen Bereich (beispielsweise im Rahmen der Energieeffizienznetzwerke oder von Beratungsprogrammen und Energieaudits) als auch für private Haushalte. Die genaue Ausgestaltung wird im Rahmen des weiterführenden Arbeitsprozesses des NAPE geschehen. So hat beispielsweise das UBA eine entsprechende Untersuchung beauftragt. Darüber hinaus werden z.B. im Rahmen des „Pilotprogramms Einsparzähler“ bessere Förderkonditionen gewährt, wenn die antragstellenden Unternehmen oder Unternehmenskonsortien Vergleichskennzahlen und Benchmarks erheben und als „open source“ Information entwickeln und zur Verfügung stellen.

- i) Energieeffizienz in der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)
Ziel dieser Initiative ist die Hebung von Einsparpotenzialen beim Strombedarf der IKT. Die genaue Ausgestaltung wird im Rahmen des weiterfuhrenden Arbeitsprozesses des NAPE geschehen.

2.6 MaBnahmen in einzelnen Sektoren

2.6.1 Stromerzeugung im Bereich Erneuerbare Energien

2.6.1.1 Mit-MaBnahmen-Szenario

Als Basis fr die Entwicklung der erneuerbaren Energien im Mit-MaBnahmen-Szenario werden die Forderbedingungen des EEG 2014 zu Grunde gelegt. Insbesondere sieht das EEG 2014 Ausbaupfade fr die einzelnen Energietrger vor. Flankiert wird das EEG durch das KfW-Programm Offshore Windenergie, in dem ein Kreditvolumen bis zu 5 Mrd. € fr die Finanzierungsuntersttzung von bis zu zehn Projekten bereitgestellt wird, um die Finanzierungssituation der Offshore-Projekte zu verbessern.

2.6.1.2 Mit-Weiteren-MaBnahmen-Szenario

Keine zusatzliche MaBnahme.

2.6.2 Fossile Stromerzeugung und Fernwrme

2.6.2.1 Mit-MaBnahmen-Szenario

Okonomische Instrumente

- a) Einfuhrung des EU-Emissionshandelssystems (siehe Abschnitt 2.5.1.1).

Forderung

- a) KWKG-Gesetz 2002 mit den Novellierungen³⁴ in den Jahren 2008 und 2011 bis 2013³⁵:
Das Kraft-Wrme-Kopplungsgesetz (im Folgenden KWKG) fordert seit dem Jahr 2002 in im Zeitverlauf unterschiedlicher Ausprgung den Erhalt, den Neubau und die Modernisierung von Kraft-Wrme-Kopplungsanlagen (KWKG-Anlagen), um einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung zu leisten. Die Betreiber forderberechtigter KWKG-Anlagen erhalten einen Zuschlag fr den erzeugten KWKG-Strom, wobei sich die Hhe des Zuschlags nach der Anlagenkategorie richtet. Nach dem KWKG wird auch der Aus- und Neubau von Wrmenetzen sowie von Wrmespeichern mit einem Investitionszuschuss gefordert. Daneben wird auch die Bereitstellung von Klte aus KWKG-Anlagen untersttzt. Da der berwiegende Teil der netzgebundenen Wrmeinspeisung aus KWKG-Anlagen erfolgt, wird dadurch indirekt die Nutzung der KWKG ausgebaut oder zumindest stabilisiert. Mit dem Gutachten „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmglichkeiten von Kraft-Wrme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie)“ sowie der Evaluierung des KWKG im Jahr 2014 wurde das KWKG berprft. Auf dieser Grundlage wurde das KWKG Ende 2015 novelliert. Hierbei wurde die Forderung als Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele auf hocheffiziente erdgasbefeuerte KWKG-Anlagen ausgerichtet. KWKG-Anlagen, die eine kohlebefeuerte KWKG-Anlage ersetzen, erhalten einen Bonus. Bestehende stilllegungsbedrohte Gas-KWKG-Anlagen erhalten eine befristete Forderung. Die Forderstze fr neue und modernisierte Gas-KWKG-Anlagen wurden insgesamt deutlich erhht, das Fordervolumen wurde von 750 Mio. € auf 1,5 Mrd. €/Jahr erhht. Insgesamt ist das novellierte KWKG die wichtigste FordermaBnahme fr die Kraft-Wrme-Kopplung in Deutschland.

³⁴ Die Zeitangaben beziehen sich auf das jeweilige Änderungsdatum des Gesetzes.

³⁵ Die Novellierung im Jahr 2013 bezieht sich nur auf die Gebhrenregelung im Zusammenhang mit dem KWKG.

Darüber hinaus wurden und werden KWK-Anlagen durch das EEG gefördert, sofern KWK-Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern (biogene Brennstoffe/Biogas) betrieben werden. Der in solchen Anlagen erzeugte Strom erhält eine feste Vergütung gemäß den EEG-Vergütungssätzen. Außerdem werden KWK-Anlagen durch den Wärmebenchmark des Europäischen Emissionshandels gefördert.³⁶

b) Förderung von Mini-KWK-Anlagen³⁷:

Mit den "Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el}" aus dem Jahr 2012³⁸ sollen neben der weitreichenden Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes zusätzliche Impulse für den breiten Einsatz auch von kleinen KWK-Anlagen gegeben werden. Neue Blockheizkraftwerke bis 20 kW_{el} in Bestandsbauten können nach diesem Förderprogramm einen einmaligen Investitionszuschuss erhalten, der nach der elektrischen Leistung der Anlagen gestaffelt ist. So erhalten zum Beispiel sehr kleine, für Ein- und Zweifamilienhäuser besonders geeignete Anlagen mit einer Leistung von 1 kW_{el} 1.425 Euro, große Anlagen mit 20 kW_{el} hingegen 3.325 Euro.

Die Anlagen dürfen nicht in einem Gebiet mit einem Anschluss- und Benutzungsgebot für Fernwärme liegen und müssen sowohl mit einem Wartungsvertrag betreut werden als auch anspruchsvolle Effizienzanforderungen erfüllen. Die Anforderungen der EU-KWK-Richtlinie für Kleinanlagen müssen deutlich übertroffen werden. Die Primärenergieeinsparung muss für Anlagen kleiner 10 kW_{el} mindestens 15% und für Anlagen von 10 kW_{el} bis einschließlich 20 kW_{el} mindestens 20% betragen. Außerdem ist ein Gesamtnutzungsgrad von mindestens 85% einzuhalten. Weitere Anforderungen sind u. a. das Vorhandensein eines Wärmespeichers mit einem Energiegehalt von mindestens 1,6 kWh pro installierte kW_{th}, sowie einer Steuerung und Regelung für eine wärme- und stromgeführte Betriebsweise inklusive eines intelligenten Wärmespeichermanagements.³⁹

2.6.2.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

a) Reform des Europäischen Emissionshandels (siehe Abschnitt 2.5.2.1).

b) Verringerung des Stromverbrauchs

Der NAPE führt zu einer Verringerung des Stromverbrauchs. Diese Verringerung des Stromverbrauchs wird in den Nachfragesektoren ermittelt.

Weitere Maßnahmen im Stromsektor

Die Bundesregierung hat im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zusätzliche Minderungsbeiträge zur Senkung der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren beschlossen. So sind weitere 22 Mio. t im Stromsektor unter Berücksichtigung des europäischen Zertifikatehandels zu erbringen (BMUB, 2014).

Dies soll durch die Kombination verschiedener Maßnahmen erreicht werden:

Am 4. November hat das Bundeskabinett die einmalige Überführung mehrerer Braunkohlekraftwerke in eine Sicherheitsbereitschaft beschlossen (geplante Emissionsminderung von 11 bis 12,5 Mio. t CO₂).

³⁶ Am 01.01.2016 ist ein neues KWKG inkraftgetreten, das weitreichende Änderungen der KWK-Förderung mit sich gebracht hat, vgl. http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kwkg_2016/gesamt.pdf. Diese Novellierung wurde hier nicht berücksichtigt.

³⁷ Zum 01.01.2015 trat die Novellierung der „Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW“ in Kraft, die u.a. eine Anhebung der Basisförderung im kleinen Leistungsbereich umfasste. Diese Novellierung wurde hier nicht berücksichtigt.

³⁸ Die Fördersätze wurden zum 1. Januar 2014 um 5% gekürzt.

³⁹ http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/index.html

Außerdem wurde das KWKG im Jahr 2015 novelliert. Darauf basierend wird fr das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario eine Bestands- und Neuanlagenfrderung fr Erdgaskraftwerke modelliert.⁴⁰

Zusätzlich sind Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, in den Kommunen, in der Industrie sowie im Schienenverkehr geplant. Diese geplante Emissionsminderung von 5,5 Mio. t CO₂ wird im MWMS nicht detailliert modelliert (derzeitig noch offene Ausgestaltung). Im Rahmen der Braunkohlesicherheitsbereitschaft ist eine weitere Minderung in Höhe von bis zu 1,5 Mio. t CO₂ im Bereich der Braunkohlenwirtschaft vorgesehen, sofern das im Strommarktgesetz fr das Jahr 2018 vorgesehene Monitoring diesen zusätzlichen Minderungsbedarf ergibt; die konkrete Ausgestaltung ist jedoch noch offen. Diese nicht detailliert mitmodellierten Maßnahmen können zu einer zusätzlichen Emissionsminderung in Höhe von bis zu 7 Mio. t CO₂ führen.

2.6.3 Verkehr

2.6.3.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Im MMS sind Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasen im Verkehrssektor abgebildet, die bis zum 31. August 2014 beschlossen wurden und somit bereits in Kraft getreten sind oder in näherer Zukunft in Kraft treten werden. Im Folgenden sind die in diesem Szenario zu berücksichtigenden Maßnahmen aufgelistet. Dabei findet eine Unterteilung in Maßnahmen im Bereich des Ordnungsrechts, in ökonomische Instrumente und freiwillige Selbstverpflichtungen statt.

Ordnungsrecht

a) CO₂-Emissionsstandards Pkw:

Die Verordnung (EG) 443/2009 wurde mit der Verordnung (EU) 333/2014 im März 2014 novelliert. Für in der EU neu zugelassene Pkw ist fr das Jahr 2015 ein durchschnittlicher CO₂-Emissionszielwert von 130 g CO₂/km festgelegt. Dieser Zielwert wurde bereits fr das Jahr 2013 übertroffen (127 g CO₂/km). Ab dem Jahr 2020 gilt ein Zielwert von 95 g CO₂/km, der nach einem Phase-In (95% in 2020) vollständig ab 2021 zu erreichen ist. Für die Modellierung wird ein linearer Minderungspfad im Zeitraum 2015 bis 2020 angenommen. Weiterhin werden von 2020-2022 Super Credits mit abnehmender Höhe an besonders emissionsarme Pkw (< 50 g CO₂/km) vergeben, wobei über den Zeitraum 2020-2022 zusammen ein Effekt von maximal 7,5 g CO₂/km auf den herstellerspezifischen Emissionswert angerechnet werden kann.

b) CO₂-Emissionsstandards leichte Nutzfahrzeuge (LNF):

Mit der EU-Verordnung (EU) 510/2011 wurde für in der EU neu zugelassene LNF ein durchschnittlicher CO₂-Emissionszielwert von 175 g CO₂/km eingeführt. Dieser Emissionszielwert soll schrittweise bis 2017 erreicht werden. Für das Jahr 2020 gilt ein CO₂-Emissionszielwert von 147 g CO₂/km.

c) Biokraftstoffbeimischung:

Durch das Biokraftstoffquotengesetz und dem darauf folgenden Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen wurden mehrere EU-Richtlinien (v.a. EU-Richtlinien 2009/28/EG) umgesetzt und Biokraftstoff- bzw. Treibhausgasminderungsquoten festgelegt. Bis zum Jahr 2014 sollen mindestens 6,25% des Energiegehalts der Gesamtkraftstoffmenge über Biokraftstoffe zur Verfügung gestellt werden. Ab 2015 wird auf eine Treibhausgasminderungsquote umgestellt, so dass mit Biokraftstoffen ab 2015 3,5%, ab 2017 4% und ab 2020 6% der Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von Biokraftstoffen gemindert werden sollen. In der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung sind zudem die Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinien 2009/28/EG aufgenommen, so dass eingesetzte Biokraftstoffe derzeit mindestens eine Treibhausgasminderung von 35% gegenüber konventionellen Kraftstoffen erfüllen müssen. Dieser Wert

⁴⁰ Nach KWKG 2016 wurde allerdings eine zeitlich befristete Bestandsanlagenfrderung fr erdgasbasierte KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung eingeführt.

erhht sich im Jahr 2017 auf 50%, wobei Biokraftstoffe, die in nach 2016 in Betrieb genommenen Anlagen produziert werden, ab 2018 eine Treibhausminderung von 60% aufweisen mssen.

Ökonomische Instrumente

a) Lkw-Maut:

Die Richtlinie 1999/62/EU, zuletzt geändert durch Richtlinie 2013/22/EU, setzt den Rahmen fr die Gebührenerhebung fr die Benutzung von Straen durch Nutzfahrzeuge in den Mitgliedstaaten. Seit 2005 wird in Deutschland fr Lkw ab einem zulässigen Gesamtgewicht von 12 t eine Lkw-Maut fr Fahrten auf Autobahnen erhoben. In 2012 wurde die Maut auf 1.135 km Bundesstraen (direkter Autobahnanschluss, auerorts, Mindestlänge von 4 km, mindestens zwei Fahrstreifen je Richtung und bauliche Abgrenzung) ausgeweitet. Die Mautsätze beliefen sich bis 31.12.2014 je nach Schadstoffklasse auf 0,141 Euro/km - 0,274 Euro/km fr Lkw mit bis zu drei Achsen, fr Fahrzeuge mit mehr als drei Achsen auf 0,155 Euro/km - 0,288 Euro/km.

Die Einbeziehung von Lärm- und Schadstoffkosten in die Lkw-Maut ist seit der Novellierung der EU-Richtlinie ebenfalls europarechtlich zulässig. Neue Mautsätze, die die Ergebnisse des neuen Wegekostengutachtens berücksichtigen und ebenfalls Luftschadstoffkosten beinhalten, traten am 1.1.2015 in Kraft. Da bis zum 31.08.2014 jedoch noch kein politischer Beschluss vorlag, konnte die Weiterentwicklung der Lkw-Maut im MMS nicht abgebildet werden – sie ist jedoch im MWMS berücksichtigt.⁴¹

b) Änderung der Kfz-Steuer:

Seit Juli 2009 staffelt sich die Höhe der Kfz-Steuer fr erstmals zugelassene Pkw nicht mehr nach Schadstoffklassen und Hubraum, sondern nach spezifischer Kohlendioxidemission und Hubraum. Oberhalb eines steuerfreien Werts, der seit Januar 2014 bei 95 Gramm Kohlendioxid (CO₂) je Kilometer liegt, fallen 2 Euro je Gramm CO₂/km fr Pkw an. Hinzu kommen fr Pkw mit Ottomotor 2 Euro je angefangener 100 ccm Hubraum (mit Dieselmotor 9,50 Euro). Fr Fahrzeuge, die ausschließlich durch Elektromotoren angetrieben werden, die ganz oder überwiegend aus mechanischen oder elektrochemischen Energiespeichern oder aus emissionsfrei betriebenen Energiewandlern gespeist werden, gilt eine Steuerbefreiung, welche rückwirkend seit Mai 2011 ausgeweitet wurde. Solche reinen Elektrofahrzeuge, die bis Ende 2015 erstmals zugelassen werden, sind fr zehn Jahre steuerbefreit. Werden sie zwischen dem 1.1.2016 und dem 31.12.2020 erstmals zugelassen, gilt eine Steuerbefreiung fr fünf Jahre. Nach Ablauf der 10- bzw. 5-jährigen Steuerbefreiung greift eine ermäßigte gewichtsorientierte Besteuerung.

c) Emissionshandel Luftverkehr:

Flüge mit Start und Ziel innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums (EWR) unterliegen seit Anfang 2012 dem Emissionshandel. Ursprünglich waren alle im EWR startenden und bzw. oder landenden Flüge in den europäischen Treibhausgasemissionshandel einbezogen. Allerdings wurde die Einbeziehung von Flügen mit Start oder Ziel auerhalb des EWR mit der Verordnung (EU) 421/2014 bis auf Anfang 2017 ausgesetzt. Begründet wurde diese Aussetzung damit, dass den parallel laufenden Verhandlungen in der Internationalen Zivilluftfahrt-Organisation ICAO zur Einführung eines globalen marktbasierten Mechanismus Raum gegeben werden sollte. Auf der 38. Versammlung der ICAO im Oktober 2013 wurde beschlossen, einen globalen marktbasierten Mechanismus auszuarbeiten, über den auf der nächsten ICAO-Versammlung im Jahr 2016 abgestimmt und der dann bis zum Jahr 2020 umgesetzt werden soll.

⁴¹ Am 1. Juli 2015 wurde die Lkw-Mautpflicht auf weitere ca. 1.100 km vierstreifige Bundesstraen ausgedehnt, und am 1. Oktober 2015 wurde die Mautpflichtgrenze von 12 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht auf 7,5 Tonnen zulässiges Gesamtgewicht abgesenkt. Das entsprechende Gesetzgebungsverfahren läuft bereits (vgl. BT-Drs. 18/3923).

d) Luftverkehrsteuer:

Seit Januar 2011 wird gemf Luftverkehrsteuergesetz (LuftVStG) in Deutschland eine Luftverkehrssteuer auf Rechtsvorgnge, die zum Abflug eines Fluggastes von einem inlndischen Startort mit einem Flugzeug oder Drehflgler durch ein Luftverkehrsunternehmen zu einem Zielort berechtigen (im Normalfall eine Flugbuchung), erhoben. Der Steuer unterliegt ausschlielich die gewerbliche Befrderung von Personen durch Luftverkehrsunternehmen. Post- und Frachtverkehre werden hingegen nicht besteuert. Die Steuerstze knpfen an die pauschalierte Entfernung zum Zielort an und sind in drei Distanzklassen gegliedert (bis 2.500 km, bis 6.000 km und darber hinaus). Fr die Einordnung eines Ziellandes in eine Distanzklasse ist die Entfernung zwischen Frankfurt am Main, als dem grsten deutschen Verkehrsflughafen, zu dem jeweils grsten Verkehrsflughafen des Ziellandes maBgeblich. Die zuletzt im Zuge der Verordnung vom 19. Dezember 2013 (BGBl. I S. 4383) fortgeschriebenen Stze der Luftverkehrsteuer betragen dabei in den drei Distanzklassen 7,50 Euro, 23,43 Euro und 42,18 Euro je nach Distanz. Die Summe aus Luftverkehrsteuer und Einnahmen aus der Einbeziehung des Luftverkehrs in den Emissionshandel soll die Luftverkehrswirtschaft mit maximal 1 Milliarde Euro jhrlich belasten. Die Steuerstze werden jhrlich berprft. Die prozentuale Absenkung errechnet sich aus dem Verhltnis der jeweiligen Einnahmen des Vorjahres aus der Einbeziehung des Luftverkehrs in den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten zu einer Milliarde Euro. Die Einnahmen aus der Einbeziehung des Luftverkehrs in den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten werden auf Basis der Einnahmen des jeweils ersten Halbjahres des Vorjahres geschätzt. Fr das Jahr 2015 werden mangels solcher Einnahmen im Vorjahr die Steuerstze nicht abgesenkt.

e) Energiesteuer:

Die Energiesteuer betrgt derzeit 47,04 Cent je Liter Diesel und 65,45 Cent je Liter Benzin. Im MMS wird in bereinstimmung mit der Verkehrsverflechtungsprognose von einer Anpassung dieser Steuerstze ausgegangen, welche zu einem Anstieg der Kilometerkosten im StraBenverkehr von 0,5 Prozent jhrlich fhrt.

2.6.3.2 Mit-Weiteren-MaBnahmen-Szenario

Finanzielle Anreize

a) Ausweitung Lkw-Maut:

Die Lkw-Maut wurde zum 1.7.2015 auf weitere rd. 1.100 km vierstreifige BundesfernstraBen und ab dem 1.10.2015 auf Fahrzeuge ab 7,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht (zGG) ausgeweitet. Eine Ausweitung der Lkw-Maut auf alle BundesstraBen ist fr das Jahr 2018 vorgesehen. Die technische und organisatorische Umsetzung wird derzeit geprft.

Angestrebt wird zudem die Anhebung bzw. Aufhebung der Hchstbetrge fr externe Kosten in der Novellierung der EU-Wegekosten-Richtlinie.

Fr die Quantifizierung der MaBnahmenwirkung wird hinterlegt, dass im Jahr 2018 eine Ausweitung der Maut auf alle BundesstraBen sowie auf Lkw ab 7,5 Tonnen erfolgt. Weiterhin wird fr die Berechnung hinterlegt, dass ab dem Jahr 2021 die gemf des aktuellen Wegekostengutachten (BMVI 2014) entstehenden Kosten fr Lrm und Luftschadstoffe vollstndig angelastet werden.

b) Energieeffizienzabhngige Spreizung der Lkw-Maut:

Um die Marktdurchdringung von MaBnahmen zur Effizienzsteigerung bei Nutzfahrzeugen zu beschleunigen, wird geprft, wie die Lkw-Maut zukünftig entsprechend dem Energieverbrauch der Fahrzeuge aufkommensneutral gestaffelt werden kann. Die Bundesregierung wird sich fr die dafur notwendigen Rahmenbedingungen einsetzen, d.h. insbesondere fr die Novellierung der EU-Wegekosten-RL (CO₂-Emissionen als Basis einer Mautspreizung, neue Systematik) und fr den Abschluss der Methodenentwicklung zur Bestimmung der CO₂-Emissionen.

c) Förderprogramm energieeffiziente Nutzfahrzeuge:

Die Markteinführung von energieeffizienten Nutzfahrzeugen, z.B. durch Hybridtechnologie, soll durch ein ab 2016 beginnendes und befristetes Förderprogramm unterstützt werden.

d) Stärkung Schienengüterverkehr und Wasserstraße:

Es wird in deutlich höherem Umfang in den Ausbau der Schieneninfrastruktur investiert. Dafür werden die Haushaltsmittel für den Schienenverkehr für die Jahre 2016, 2017 und 2018 deutlich erhöht. Im Bereich des kombinierten Verkehrs werden die Fördermittel auf hohem Niveau erhalten und haushaltsrechtlich vertretbare Erleichterungen der Inanspruchnahme der Fördermittel geprüft. Die Stärkung des Schienengüterverkehrs erfolgt primär durch:

- Beseitigung der Engpässe in der Schieneninfrastruktur, insbesondere für die Korridore Rhein-Schiene und Nordseehäfen-Hinterlandanbindung und weitere infrastrukturelle Maßnahmen (Elektrifizierung, Ausbau der Knoten).
- In der Priorisierungsstrategie des BVWP 2015 ist die Schwerpunktsetzung der Engpassbeseitigung im Schienennetz festgeschrieben und wird dort auch bei der Aufteilung der Finanzmittel auf die Verkehrsträger berücksichtigt. Damit wird die Wettbewerbsfähigkeit der Bahn weiter verbessert.

Flankierend wird der Verkehrsträger Wasserstraße gestärkt. Dabei werden Verlagerungen von Gütertransporten auf die Wasserstraßen unter Berücksichtigung des Naturschutzes gefördert. Es werden gezielte Infrastrukturmaßnahmen und Investitionen in das Kanalnetz vorgenommen. Für Infrastrukturmaßnahmen zur Verbesserung der quantitativen und qualitativen Leistungsfähigkeit des Verkehrsträgers Schiff/Wasserstraßen werden zusätzliche Mittel entsprechend der Prioritäten des Bundesverkehrswegeplans 2015 bereitgestellt.

Für die Landstromversorgung wird nach Möglichkeit Strom aus erneuerbaren Energien verwendet. Die Stromsteuerbegünstigung für die Landstromversorgung wird fortgeführt. Der Ausbau der Infrastruktur für Flüssiggas (Liquid Natural Gas – LNG) wird entsprechend der Einflussmöglichkeiten des Bundes unterstützt. Die Nachrüstung und der Neubau von Binnenschiffen mit LNG-Antrieben werden unterstützt. Dabei wird die Treibhausgasbilanz ganzheitlich und unter Berücksichtigung von Methanschlupf betrachtet. Die Förderrichtlinie für emissionsärmere Motoren in der Binnenschiffahrt wird mit dem Ziel, weitere Anreize für Investitionen in Minderungsmaßnahmen zu schaffen, überarbeitet. Im Bereich des Kombinierten Verkehrs werden die Fördermittel auf hohem Niveau erhalten und haushaltsrechtlich vertretbare Erleichterungen der Inanspruchnahme der Fördermittel geprüft.

e) Förderung regionaler Wirtschaftskreisläufe und Lastenräder:

Regionale Wirtschaftskreisläufe sollen gestärkt und Zulieferverkehre umweltfreundlich organisiert werden, z.B. durch Bündelung von Verkehren in Ballungsgebieten und den verstärkten Einsatz von Lastenrädern. Dazu werden Gewerbeflächen gemeindeübergreifend entwickelt. Güterverkehrszentren mit Anlagen des Kombinierten Verkehrs leisten hierzu einen Beitrag. Damit werden bereits laufende Prozesse zur regionalen Vermarktung von Produkten aufgegriffen.

f) Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und des Personenfernverkehrs:

Zur Stärkung des öffentlichen Verkehrs soll u.a. im Rahmen eines Gesamtkompromisses eine verlässliche Anschlussfinanzierung für das GVFG-Bundesprogramm erreicht werden. Die Länder erhalten weiterhin eine verlässliche finanzielle Unterstützung für die Aufgaben im Schienenpersonennahverkehr. Zur langfristigen Sicherung der Finanzierung des Schienenpersonennahverkehrs sollen die Regionalisierungsmittel auf eine neue Grundlage gestellt werden. Die Förderung alternativer Antriebe im ÖPNV soll entsprechend der laufenden Förderprogramme u. a. aus der Nationalen Klimaschutzinitiative fortgesetzt werden.

Die Bundesmittel für den öffentlichen Personenfernverkehr werden deutlich gesteigert. Insbesondere wird der Schienenverkehr ausgebaut. (s. a. Schienengüterverkehr: die Mittel für die Schieneninfrastruktur werden in den drei Jahren 2016 bis 2018 angehoben werden).

Die Bundesregierung unterstützt die bundesweite Einführung des E-Tickets sowie eines verbesserten Fahrgastinformationssystems, um die Attraktivität des Öffentlichen Personenverkehrs zu steigern.

g) Stärkung von Rad- und Fußverkehr:

Radwege an Bundesstraßen und Bundeswasserstraßen (Ertüchtigung von Betriebswegen) werden ausgebaut. Konkret sollen Förderprogramme für den Rad - und Fußverkehr aufgelegt sowie entsprechende Zuweisungen von Bundesmitteln für den Bau von Radwegen im Hinblick auf eine wirksame Steigerung des Radverkehrs konditioniert und neue Finanzierungsinstrumente entwickelt werden. Die Intermodalität wird gefördert und der Umweltverbund gestärkt (inkl. Aufteilung Straßenraum zugunsten Umweltverbund).

h) Kraftstoffsparendes Fahren:

Kraftstoffsparendes Fahren soll durch Gutscheine für Sprit-Spar-Trainings beim Kauf eines Neuwagens gefördert werden. Denkbar sind außerdem günstigere Versicherungsprämien für Absolventen eines Sprit-Spar-Trainings, Verbrauchs- und Schaltpunktanzeigen sowie bei Lkw Tempobegrenzer im Fahrzeug. Die Bundesregierung wird hierzu mit der Automobilindustrie und der Versicherungswirtschaft sprechen.

i) Förderung Elektromobilität:

Die Bundesregierung hat das Ziel ausgegeben, Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu entwickeln. Um die im Regierungsprogramm Elektromobilität gesetzten Ziele zu erreichen, wird die Bundesregierung die Rahmenbedingungen für deren schnelle Markteinführung und das Erreichen des Ziels von 1 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2020 schaffen.

Zur Verbesserung der Ladeinfrastruktur stellt der Bund 300 Millionen Euro zur Verfügung für die Periode von 2017 - 2020 (Schnelllade-Infrastruktur rund 200 Millionen, Normallad-einfrastruktur rund 100 Millionen). Es wird eine Kaufprämie gezahlt, die je zur Hälfte von der Automobilindustrie und vom Bund finanziert wird. Für reine E-Pkw 4000 Euro, für Plug-In-Hybride 3000 Euro. Die Gesamtfördersumme ist begrenzt auf 1,2 Milliarden Euro (600 Millionen Bund, 600 Millionen Automobilindustrie) und hat eine Laufzeit bis längstens 2019 (Windhundverfahren), beginnend nach einem entsprechenden Beschluss der Bundesregierung im Mai 2016. Die Förderobergrenze für das jeweilige Basismodell beträgt 60.000 Euro netto/Listenpreis. Die hälftige Förderung durch den Bund hängt von einer entsprechenden Förderung durch den Hersteller ab. Der Anteil der durch die Bundesregierung in ihrem Geschäftsbereich zu beschaffenden Elektrofahrzeuge soll auf mindestens 20% erhöht werden. Der vom Arbeitgeber zur Verfügung gestellte Strom zum Beladen von E-Fahrzeugen der Mitarbeiter stellt künftig keinen geldwerten Vorteil dar.

Darüber hinaus wird die Bundesregierung in dieser Legislaturperiode einen Feldversuch zur Erprobung elektrischer Antriebe bei schweren Nutzfahrzeugen als Weiterführung des laufenden BMUB-Projekts ENUBA durchführen. Die Bundesregierung wird im Jahr 2015 eine mit den Ländern abgestimmte Beschaffungsaktion starten, die Informationen über Elektromobilität bereithält und auch zu einer Erhöhung des Anteils der Elektrofahrzeuge in den Fuhrparks des Bundes und der Länder führen soll. Bereits im Rahmen des Regierungsprogramms Elektromobilität 2011 wurde das Ziel festgelegt, dass zehn Prozent der im Geschäftsbereich der Bundesressorts neu angeschafften oder neu angemieteten Fahrzeuge einen Emissionswert von weniger als 50 Gramm CO₂ pro Kilometer einhalten sollen.

j) Novelle Bundesreisekostengesetz:

Es sollen Anreize zur klimafreundlichen Mobilität in der Bundesverwaltung gesetzt werden. Dies hätte eine Strahlwirkung, da sich daran neben Bundes- und Landesbehörden auch private und gemeinnützige Institutionen orientieren. Denkbar sind Anreize zur verstärkten Nutzung von öffentlichen Verkehrsmitteln sowie des Fahrrads.

- k) Weiterführung der steuerlichen Begünstigung von Erd- und Flüssiggas:
Erd- und Flüssiggas sind zunächst bis Ende des Jahres 2018 steuerbegünstigt. Diese Steuerbegünstigung soll entsprechend den Festlegungen im Koalitionsvertrag und in der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung verlängert werden.

Ordnungsrecht

- a) Single European Sky:
Im Rahmen der europäischen Verordnungsinitiative zur Errichtung eines einheitlichen europäischen Luftraums Single-European-Sky werden die zentralen Parameter über Leistungsvorgaben festgelegt und gesteuert. Hierzu gehört die „Umwelteffizienz“, die darauf abzielt möglichst direkte Flugstrecken vom Start- zum Zielflughafen zu erreichen.

Flankierende Instrumente

- a) Betriebliches Mobilitätsmanagement:
Es wird eine Fördermaßnahme für Mobilitätsmanagement, u. a. durch Erarbeitung eines eigenen Förderprogramms mit einer entsprechenden Förderrichtlinie entwickelt.
- b) Carsharing-Gesetz:
Zur Bevorrechtigung des Carsharing in Städten wird ein eigenständiges Gesetz geschaffen. Auf dieser Basis kann dann wiederum die StVO um Bevorrechtigungstatbestände ergänzt werden. Dieses neue Gesetz soll neben einer unselbständigen Verordnungsermächtigung zur Schaffung von separaten Stellflächen für Carsharingparkplätze und der Möglichkeit, Carsharingfahrzeuge von Parkgebühren befreien zu können, auch Vorgaben zur Definition und zur Kennzeichnung der Carsharingfahrzeuge enthalten.

2.6.4 Gebäudebereich – Wärme- und Kältebereitstellung

2.6.4.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

In diesem Abschnitt werden die Instrumente für den gesamten Gebäudebereich übergreifend dargestellt; die Quantifizierung der Wirksamkeit der jeweiligen Instrumente erfolgt jedoch separat für die Sektoren Private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistung.

Neben den bereits dargestellten sektorübergreifenden Politikinstrumenten, existieren auch eine Reihe von Fördermaßnahmen, die speziell auf den Gebäudebereich wirken. Die Zusammenstellung der Maßnahmen im MMS umfassen die bis zum 31. August 2014 geltenden Politikinstrumente in ihrer jeweiligen Ausgestaltung. Im Folgenden werden die Hauptinstrumente dargestellt. Für eine ausführliche Darstellung aller Instrumente für den Gebäudebereich und deren Wirkungsabschätzungen, sei auf den 2. und 3. Nationalen Energieeffizienzaktionsplan verwiesen.⁴²

Finanzielle Anreize für Investitionen in Energieeffizienz und Erneuerbare Energien

- a) KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“
Mit dem Förderprogramm „Energieeffizient Sanieren“ der KfW wird die energetische Sanierung von Wohngebäuden, für die der Bauantrag vor dem 1. Januar 1995 gestellt wurde, durch zinsverbilligte Kredite sowie Tilgungszuschüsse und Investitionszuschüsse unterstützt. Gefördert werden die umfassende Sanierung zum KfW-Effizienzhaus sowie hocheffiziente Einzelmaßnahmen am Gebäude sowie der Anlagentechnik. Die Höhe der Förderung richtet sich nach dem erreichten Effizienzniveau.

⁴² http://www.bfee-online.de/bfee/energieeffizienz_in_deutschland/energieeffizienzaktionsplan/

Für die Förderung zum KfW Effizienzhaus (KfW-EH) existieren im Bestand aktuell fünf Kategorien – KfW EH 55, KfW EH 70, KfW EH 85, KfW EH 100, KfW EH 115, die sich anhand des erreichten Jahresprimärenergiebedarfs und des auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche des Gebäudes bezogenen Transmissionswärmeverlusts mit Bezug auf die Referenzwerte der jeweils geltenden Energieeinsparverordnung unterscheiden⁴³. Zudem wird über den Förderbaustein KfW EH Denkmal (160) die Sanierung von Baudenkmalen sowie besonders erhaltenswerte Bausubstanz gefördert. Förderfähige Einzelmaßnahmen unterliegen ebenfalls bestimmten Mindestanforderungen. Zu den Einzelmaßnahmen zählen u.a. die Wärmedämmung der Außenwände, des Daches und der Geschossdecken sowie die Erneuerung der Fenster und Außentüren. Beim Austausch der Anlagentechnik werden Lüftungsanlagen, Brennwertkessel mit Heizöl oder Gas als Brennstoff, sowie wärmegeführte KWK-Anlagen und Wärmeübergabestationen bei Anschluss an ein Wärmenetz gefördert. Erneuerbare-Energien-Wärmeerzeuger werden nur in Ergänzung zu den genannten Anlagen gefördert. Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer-Energien-Wärmeerzeuger können bei umfassender Sanierungen zum Effizienzhaus ebenfalls über das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ gefördert werden. Als Einzelmaßnahme werden Erneuerbare-Energien-Wärmeerzeuger seit März 2013 mit zinsvergünstigten Darlehen über das Programm „Energieeffizient Sanieren – Ergänzungskredit“ gefördert, welches sich wie die Förderung zum KfW Effizienzhaus auch mit der Förderung aus dem „Marktanreizprogramm“ kombinieren lässt. Für andere Einzelmaßnahmen zur Heizungserneuerung gilt hingegen ein Kumulierungsverbot zwischen den KfW Programmen und der MAP Förderung. Insgesamt stehen für die unter a) bis c) genannten Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren“ aus dem Energie- und Klimafonds (EKF) derzeit 1,8 Mrd. EUR pro Jahr zur Verfügung.⁴⁴ Für die Folgejahre ist eine Verstetigung in vergleichbarer Größenordnung vorgesehen.⁴⁵

- b) Sanierung von Gebäuden der kommunalen und sozialen Infrastruktur
 Im Bereich der kommunalen Gebäude werden durch die KfW zinsvergünstigte Darlehen für Gebäude mit Baujahr vor 1995 über die Programme „IKK/IKU – Energetische Stadtsanierung – Energieeffizient Sanieren“ vergeben. Unterstützt werden hierbei Kommunen, Gemeindeverbände, gemeinnützige Organisationen (inkl. Kirchen und gemeinnützig anerkannte Vereine) sowie kommunale Unternehmen (wie z.B. Betreiber von Schwimmbädern oder Veranstaltungseinrichtungen) mit zinsvergünstigten Darlehen und Tilgungszuschüssen.
 Gefördert werden umfassende Sanierungen von Gebäuden mit Baujahr vor 1995 mit zinsvergünstigten Darlehen und Tilgungszuschüssen, die zum Effizienzhaus Standard KfW EH 55, KfW EH 70, KfW EH 85, KfW EH 100 oder KfW EH Denkmal saniert werden sowie energieeffiziente Einzelmaßnahmen (siehe oben „Energieeffizient Sanieren“). Je nach erreichtem Effizienzstandard wird zusätzlich ein Teil der Darlehensschuld erlassen (Tilgungszuschuss).
- c) KfW-Programm „Energieeffizient Bauen“
 Das KfW-Programm „Energieeffizient Bauen“ (bis März 2009 KfW-Programm „Ökologisch Bauen“) ist das Pendant des Programmes „Energieeffizient Sanieren“ für Neubauten. Gefördert wird die Errichtung, Herstellung oder der Ersterwerb von KfW-Effizienzhäusern durch zinsverbilligte Kredite. Zur Auswahl

⁴³ Ein KfW Effizienzhaus 70 Standard wird beispielsweise dann erreicht, wenn das Gebäude nicht mehr als 70% des Primärenergiebedarfs eines äquivalenten Neubaus entsprechend der EnEV erreicht. Bezogen auf die reine Gebäudehüllen Anforderung (Ht') liegen die Werte jeweils 15% höher – für KfW 70 entsprechend maximal 85% des spezifischen Transmissionswärmekoeffizienten der EnEV.

⁴⁴ http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Energiesparen/CO2-Gebaeudesanierung/_node.html

⁴⁵ Diese Annahme gilt nur für das „Mit-Maßnahmen-Szenario“. Mit dem Beschluss des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) vom 3.12.2014 ist hier eine Aufstockung auf 2 Mrd. beabsichtigt (siehe <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energieeffizienz/nape.did=671852.html>).

stehen KfW EH 40, KfW EH 55 und KfW EH 70. Bei Nachweis des erreichten KfW-Effizienzhaus-Niveaus 40 oder 55 wird zusatzlich ein Teil der Darlehensschuld erlassen (Tilgungszuschuss). Die Berechnung des Effizienz-niveaus erfolgt dabei wie bei den KfW-Effizienzusern im Gebudebestand.

d) **Marktanreizprogramm (MAP)**

Mit dem MAP werden Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien fr die Wrme- und Kltebereitstellung sowie bestimmte Wrmespeicher und Nahwrmenetze gefrdert, sowohl in Wohn- als auch in Nichtwohngebuden. Dabei sind fast ausschlielich Anlagen im Gebudebestand frderfahig, Anlagen in Neubauten nur in Ausnahmefallen. Die Einzelheiten der MAP-Frderung sind in den Frderrichtlinien vom 20. Juli 2012 geregelt. Das Programm umfasst zwei Frderteile. Fr kleinere Anlagen werden ber das Bundesamt fr Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Investitionszuschusse gewahrt. Frderfahig sind hier Solarkollektoranlagen, Biomasseanlagen und effiziente Wrmpumpen. Fr grdere Anlagen vergibt die KfW im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien, Premium aus Bundesmitteln Tilgungszuschusse fr zinsgnstige Darlehen. In diesem Teil sind insbesondere groe Solarthermieanlagen, Biomasseheizwerke, bestimmte effiziente Wrmpumpen, Biogasleitungen, Tiefengeothermieanlagen, Nahwrmenetze fr Wrme aus erneuerbaren Energien (nachrangig zur KWKG-Frderung) und groe Wrmespeicher fr Wrme aus erneuerbaren Energien frderfahig.

Als Voraussetzung fr eine Frderung ber das MAP werden technologiespezifische Mindestanforderungen hinsichtlich der Anlageneffizienz sowie der Produktqualitt (z.B. „Solar-Keymark“ bei Solarthermiekollektoren) vorgeschrieben. Auerdem sieht das Programm neben der Basisfrderung einige zusatzliche Frderungen vor, wenn zusammen mit dem Einbau der gefrderten Anlage z.B. zusatzliche Manahmen durchgefuhrt (Bonusfrderung, z.B. der Kesseltauschbonus) oder bestimmte Effizienzvorgaben eingehalten werden (Effizienzbonus).

Anlagen in neu errichteten Gebuden (mit Bauantrag ab 1. Januar 2009) werden im BAFA-Teil sowie im KfW-Teil grundsatzlich nicht gefrdert, hiervon ist die Innovationsfrderung ausgenommen. Fr Neubauten greift die durch das Erneuerbare-Energien-Wrme-gesetz (EEWrmeG) vorgeschriebene Nutzungspflicht (siehe unten).

Eine Frderung ber das Marktanreizprogramm ist grundsatzlich kumulierbar mit anderen ffentlichen Frderprogrammen. Eine Ausnahme bildet die Frderungen von Einzelmanahmen ber das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ (siehe oben).

Im Jahr 2014 liegt der Mittelansatz fr das MAP aus dem Bundeshaushalt im Kapitel 0903 Titel 686 04 bei 259,5 Mio. Euro und daneben aus dem Sondervermgen Energie- und Klimafonds (EKF) im Kapitel 6092 Titel 686 04 bei 107,1 Mio. Euro.

Ordnungsrecht

a) **Energieeinsparungsgesetz / Energieeinsparverordnung**

Die Energieeinsparverordnung (EnEV), die auf das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) gestutzt ist, regelt die energetischen Mindestanforderungen an Neubauten sowie an Bestandsgebuden im Falle einer grderen Sanierung. Die ordnungsrechtlichen Anforderungen gelten dabei sowohl fr Wohn- als auch fr Nichtwohngebude, sofern diese regelmassig geheizt oder gekuhlt werden. Am 01.05.2014 ist die Novelle der EnEV in Kraft getreten.

Aus der EnEV resultieren fr neu zu errichtende Gebude gebudespezifische Maximalwerte fr den Jahresprimarenergiebedarf fr die Anwendungen Heizen, Warmwasserbereitstellung, Lftung und Khlung. Fr Nichtwohngebude wird zudem der Primarenergiebedarf fr die eingebaute Beleuchtung einbezogen. Des Weiteren werden Mindestanforderungen an die Qualitt der Gebudehulle vorgeschrieben.

Die Berechnung erfolgt ber ein Referenzgebudeverfahren, welches zum einen die energetische Qualitt der Bauteile (Dach, AuBenwand, unterer Gebudeabschluss, Fenster etc.) des Referenzgebudes vorgibt, zum anderen auch eine Referenz fr die Anlagentechnik beinhaltet. In der Berechnung des

Jahresprimärenergiebedarfs wird der nicht erneuerbare Anteil der verwendeten Energieträger berücksichtigt, der über entsprechende Primärenergiefaktoren definiert ist.⁴⁶

Aus der Berechnung resultiert der maximal zulässige Jahresprimärenergiebedarf eines entsprechenden Neubaus gleicher Geometrie, Gebäudenutzfläche und Ausrichtung. Die Referenzgebäude werden in der EnEV in Wohn- und Nichtwohngebäude unterschieden.

Für Wohngebäude ist zudem die Mindestqualität der Gebäudehülle in Form von Höchstwerten des spezifischen Transmissionswärmeverlusts ($H_{t'}$) geregelt, welcher nach Art und Größe des Gebäudes (freistehend, Reihenhaushaus) unterschieden wird. Bei Nichtwohngebäuden ist die Mindestqualität der Gebäudehülle durch Höchstwerte der mittleren Wärmedurchgangskoeffizienten der wärmeübertragenden Umfassungsfläche geregelt.

Bei Sanierungsmaßnahmen an bestehenden Gebäuden stellt die EnEV energetische Mindestanforderungen an die Qualität (U-Werte) des jeweiligen Außenbauteils, das Gegenstand des Austausches oder der Renovierung ist.

Alternativ zum sog. Bauteilverfahren gelten die Anforderungen an Bestandsgebäude im Fall einer Änderung, Erweiterung oder eines Ausbaus des Gebäudes auch dann als erfüllt, wenn der aus dem Referenzgebäudeverfahren resultierende Jahresprimärenergiebedarf sowie die Höchstwerte der Anforderungen an die Gebäudehülle eines äquivalenten Neubaus um nicht mehr als 40% überschritten werden.

Mit der am 1. Mai 2014 in Kraft getretenen Novelle der EnEV sind die primärenergetischen Anforderungen für Neubauten mit Wirkung ab dem Jahr 2016 angehoben worden. Der maximal zulässige Primärenergiebedarf wird gegenüber der EnEV 2009 um durchschnittlich 25% gesenkt und die Anforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle werden um durchschnittlich 20% verschärft. Die Anforderungen an Bestandsgebäude sind beibehalten worden. Des Weiteren müssen ab 2015 ineffiziente Heizkessel nach 30 Betriebsjahren stillgelegt werden. Das betrifft nicht so genannte Brennwertkessel und Niedertemperatur-Heizkessel. Ausnahmen gibt es für viele selbstgenutzte Ein- und Zweifamilienhäuser.

§ 2a Energieeinsparungsgesetz, der die Vorgaben von Artikel 2 Nummer 2 der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden vom 19. Mai 2010 (2010/31/EU) umsetzt, schreibt vor, dass ab dem 1. Januar 2021 neue Gebäude als Niedrigstenergiegebäude errichtet werden müssen. Für neue Nichtwohngebäude der öffentlichen Hand gilt diese Verpflichtung schon ab dem 1. Januar 2019.

Das „Niedrigstenergiegebäude“ ist im Gesetz wie folgt beschrieben: „Ein Niedrigstenergiegebäude ist ein Gebäude, das eine sehr gute Gesamtenergieeffizienz aufweist; der Energiebedarf des Gebäudes muss sehr gering sein und soll, soweit möglich, zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden.“

Die konkreten Anforderungen an Niedrigstenergiegebäude werden im Rahmen einer Novelle der Energieeinsparverordnung geregelt. Dies ist für 2016 vorgesehen. Zuvor sind die technisch und wirtschaftlich machbaren Anforderungen durch ein Gutachten zu ermitteln.

b) Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)

Das EEWärmeG schreibt für Neubauten mit Bauantrag ab dem 1. Januar 2009 eine Nutzungspflicht erneuerbarer Energien zur anteiligen Deckung des Wärme- und Kälteendenergiebedarfs vor. Mit der Regelung werden sowohl Wohn- als auch Nichtwohngebäude erfasst. Mit der Novellierung des Gesetzes im Jahr 2011⁴⁷ wurde die Nutzungspflicht zudem auf öffentliche Bestandsgebäude (Vorbildfunktion

⁴⁶ Die Primärenergiefaktoren sind im Anhang A der DIN V 18599-1: 2011-12 definiert. Der Primärenergiefaktor für Strom wird in der EnEV festgelegt.

⁴⁷ Gesetz vom 22. Dezember 2011 -BGBl. I S. 3044

öffentlicher Gebäude) ausgeweitet, welche im Falle einer grundlegenden Renovierung mindestens 15% des Wärme- und Kälteenergiebedarfs aus EE decken müssen.

Zur Erfüllung der Nutzungspflicht in Neubauten werden technologiespezifische Mindestanteile für die einzelnen erneuerbaren Energieträger vorgeschrieben (Tabelle 2-20).

Tabelle 2-20: Primärpflicht erfüllende Maßnahmen EEWärmeG

	Mindestanteil	Technologiespezifische Anforderungen
Solarthermie	<p>mind. 15% des Wärme- und Kälteenergiebedarfs</p> <p>Pflichterfüllung ist gegeben, falls bei Wohngebäuden mit</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bei max. 2 Whg: Solarkollektoren mit mind. 0,04 m² Aperturfläche pro m² Nutzfläche • Bei > 2 Whg: Solarkollektoren mit mind. 0,03 m² pro m² Nutzfläche 	Solar Keymark (flüssige Wärmeträger)
Gasförmige Biomasse	mind. 30% des Wärme- und Kälteenergiebedarfs	<p>Nutzung erfolgt in hocheffizienter KWK-Anlage (dabei gelten die Anforderungen an KWK-Anlagen gem. Anlage V)</p> <p>Ökologische Anforderungen an aufbereitetes Biogas (Erzeugung und Aufbereitung) hinsichtlich Methanemissionen, Stromverbrauch und eingesetzter Prozesswärme; Verwendung von Massenbilanzsystemen für das Biomethan</p>
Flüssige Biomasse	mind. 50% des Wärme- und Kälteenergiebedarfs	<p>Nutzung in Heizkessel der besten verfügbaren Technik (derzeit Brennwert)</p> <p>Anforderungen an Bioöl: Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gem. BioSt-NachV</p>
Feste Biomasse	mind. 50% des Wärme- und Kälteenergiebedarfs	Ökologische Anforderungen in Anlehnung an die Anforderungen der Kleinf Feuerungsanlagen-Verordnung sowie leistungsspezifische Effizienz-anforderungen an den Kesselwirkungsgrad
Geothermie und Umweltwärme	mind. 50% des Wärme- und Kälteenergiebedarfs	<p>Mindestanforderungen an die Jahresarbeitszahl (abhängig von der eingesetzten Technologie)</p> <p>Wärmepumpe verfügt über einen Wärmemengen- und Stromzähler, deren Messwerte die Berechnung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen ermöglichen</p> <p>Mindestanforderungen für die Ermittlung der Jahresarbeitszahl</p> <p>Auszeichnung mit dem Umweltzeichen „Euroblume“, „Blauer Engel“ oder dem Prüfzeichen „European Quality Label for Heat Pumps“ (Version 1.3) oder vergleichbarer Gütesiegel</p>

Quelle: Bürger et al. (2012)

Zudem werden Mindestanforderungen an die Qualität und die Effizienz der Technologien gestellt. Neben der Primärpflicht existiert eine Reihe von Ersatzmaßnahmen, so besteht die Möglichkeit, die Nutzungspflicht durch Unterschreitung der energetischen Anforderungen der EnEV um 15% zu erfüllen. Die Nutzungspflicht gilt dann auch als erfüllt, wenn der Wärme- und Kältebedarf zu mindestens 50% durch eine KWK-Anlage gedeckt wird oder die Wärme- und Kälteversorgung über ein Fernwärme- oder Fernkältenetz erfolgt, welches zu mindestens 50% aus EE- oder KWK-Anlagen gespeist wird. Eine weitere Ersatzmaßnahme ist die Nutzung von Abwärme.

- c) Anforderungen aus der Ökodesign-Richtlinie und der Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie
Wie in Abschnitt 2.5.1.3 bereits ausgeführt, ergeben sich aus der EU-Ökodesign-Richtlinie Anforderungen an zahlreiche energierelevante Produkte. Nach den Verordnungen für Heizgeräte und Warmwasserbereiter werden Kennzeichnungsverpflichtung und Mindeststandards ab 2015 auch für Wärmeerzeuger eingeführt. Aus den Anforderungen folgt, dass bei fossilen Heizkesseln nur noch der Verkauf von Brennwertkesseln zulässig ist. Ausnahmen bilden Niedertemperaturkessel, die in bestimmten Versorgungsfällen beim Austausch in bestehenden Mehrfamilienhäusern weiterhin installiert werden. Zusätzliche Wirkungen der Energieverbrauchskennzeichnung für Heizgeräte und Warmwasserbereiter werden nicht ermittelt.

Flankierende, informatorische Instrumente

Die in den vorangegangenen Paragraphen dargestellten ordnungsrechtlichen und finanziellen Förderinstrumente beinhalten alle auch informatorische Komponenten, die in ihrer Bedeutung nicht zu unterschätzen sind. Die Wirkung von Politikinstrumenten kann daher generell nicht isoliert betrachtet werden. Vielmehr sind in der weiteren Analyse sinnvolle Instrumentenbündel zu definieren, welche durch die hier diskutierten Instrumente ergänzt werden.

- a) Energieausweis
Eine wichtige informatorische Maßnahme für den Gebäudebereich, die als Bestandteil der EnEV dem Ordnungsrecht zuzuordnen ist, ist der Energieausweis. Schon die EnEV 2002 sah eine Energieausweispflicht bei Neubauten vor. Mit der EnEV 2007 wurde für den Gebäudebestand eine Energieausweispflicht bei Verkauf und Vermietung eingeführt. Der Energieausweis ist bei Verkauf oder Vermietung dem potentiellen Käufer oder Mieter vorzulegen. Der Energieausweis soll Auskunft geben über die energetische Qualität von Gebäuden. Der Energieausweis kann als Bedarfs- oder Verbrauchsausweis ausgestellt werden.
Die am 1. Mai 2014 in Kraft getretenen Neuregelungen stärken die Aussagekraft von Energieausweisen und erweitern bzw. verdeutlichen die Pflichten bei Ausstellung und Verwendung von Energieausweisen, um die Transparenz auf dem Immobilienmarkt zu verbessern. Neue Energieausweise für Wohngebäude erhalten künftig auch die Angabe von Energieeffizienzklassen und müssen spätestens bei der Besichtigung eines Kauf- oder Mietobjektes vorgelegt werden. Nach Vertragsabschluss erhält der Käufer oder der neue Mieter eine Kopie des Dokuments.
- b) Informationsdienste der Deutsche Energie-Agentur (DENA)
Die Deutsche Energie-Agentur informiert private Haushalte und Unternehmen seit dem Jahre 2002 über Maßnahmen und Hintergründe der effizienten und rationellen Energieverwendung von Strom sowie in Gebäuden, über die Möglichkeiten des Einsatzes Erneuerbarer Energien in Gebäuden, über Elektromobilität und effiziente Energiesysteme. Die dena informiert auf der Webseite mit einer Vielzahl von Studien, Broschüren und Beispielen und führt Veranstaltung und Projekte zu den genannten Themen durch. Den Interessenten wird seit der Gründung eine deutschlandweit zentrale, beständig wachsende Informationsbasis für die Möglichkeiten zum effizienten Einsatz von Energie und erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt.

c) Energieberatung vor Ort⁴⁸

Im Rahmen der *Vor-Ort-Energieberatung* werden Sanierungskonzepte von qualifizierten und unabhängigen Fachleuten für Wohngebäude finanziell gefördert. Für unterstützende Thermografieaufnahmen und Empfehlungen zur Stromeinsparung wird zusätzlich ein Bonus gewährt. Für unterstützende Thermografieaufnahmen und Empfehlungen zur Stromeinsparung wird zusätzlich ein Bonus gewährt. Ab 1. Juli 2012 wurden die Zuschüsse erhöht und höhere Anforderungen an die Fachleute gestellt. Es werden z.B. konkrete Maßnahmen empfohlen, die insgesamt zu einem Effizienzhaus führen, das förderfähig im Sinne des KfW-Programms „Energieeffizient Sanieren“ ist. Entsprechende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen müssen ebenfalls im Bericht enthalten sein. Die KfW-Förderung wird in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen einbezogen.

Zur Qualitätssicherung von Vor-Ort-Energieberatungen sowie der Planung und Baubegleitung von KfW-geförderten Effizienzhäusern steht seit Ende 2011 die Expertenliste für die Förderprogramme des Bundes im Wohngebäudebereich als Online-Datenbank zur Verfügung. Es werden hohe Anforderungen an die Qualifikation gestellt und regelmäßige Weiterbildung ist eine Voraussetzung um als Experte in der Datenbank gelistet zu werden. Die Anwendung der Expertenliste bzw. Expertendatenbank ist für KfW-Programme seit 1. Juni 2014 verbindlich.

Untersuchungen zeigen, dass eine Vor-Ort-Beratung dazu führt, dass durchschnittlich 20% mehr in energieeffiziente Maßnahmen investiert wird, als vorher geplant. Insgesamt führt das Programm zu zusätzlichen Einsparungen in den Größenordnungen von 70 GWh pro Jahr bzw. 2.400 GWh⁴⁹ über die Lebensdauer der Maßnahme.

d) Weitere Maßnahmen zur Energieberatung privater Haushalte

Neben der bundesweiten Beratung privater Haushalte im Energiebereich durch die Verbraucherzentralen der Länder stößt das vom BMWi geförderte Projekt beim Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv) durch bundesweite qualifizierte Energieberatung jährlich Maßnahmen an, die über ihre Lebensdauer Einsparungen von rund 2.000 GWh⁵⁰ induzieren. Die Beratungen beziehen sich nicht nur auf Stromeinsparung im Haushalt, sondern größtenteils auf den Gebäudebereich.

e) „Energetische Stadtsanierung – Zuschüsse für integrierte Quartierskonzepte und Sanierungsmanager“

Das Programm erteilt finanzielle Zuschüsse für die Erstellung integrierter Quartierskonzepte für energetische Sanierungsmaßnahmen, was Maßnahmen zur Energieeinsparung, -speicherung und -gewinnung sowie zu Wärmeversorgung umfasst. Des Weiteren sind die Kosten für einen Sanierungsmanager über einen Zeitraum von maximal 3 Jahren förderfähig. Förderanträge können durch kommunale Gebietskörperschaften und deren rechtlich eigenständige Eigenbetriebe gestellt werden. Bewilligte Zuschüsse für die Erstellung von Quartierskonzepten und den Sanierungsmanager können jedoch zur Umsetzung auch an privatwirtschaftliche oder gemeinnützige Akteure weitergegeben werden.

f) „IKU Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung“

Mit den KfW-Förderprogramm „IKU Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung“ werden Energieeffizienzinvestitionen in kommunale Wärme-, Wasser- und Abwassersysteme im Quartier finanziert. Im Bereich der Wärmeversorgung wird der Neubau oder die Erweiterung von hocheffizienten,

⁴⁸ Die Förderrichtlinie wurde im August inhaltlich vereinbart, aber erst im November veröffentlicht (Richtlinie über die Förderung der Energieberatung in Wohngebäuden vor Ort – Vor-Ort-Beratung – vom 29.10.2014.); gültig ab 01.03.2015

⁴⁹ ifeu-Evaluation zur Vor-Ort-Beratung, abrufbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/energiesparberatung/publikationen/sonstiges/energie_vob_ifeu_evaluation_sc_hlussbericht_06.pdf

⁵⁰ ifeu-Evaluation zur Stationären Energieberatung der Verbraucherzentralen, abrufbar unter: http://www.ifeu.de/energie/pdf/ifeu_Endbericht_vzbv_Eval_EBeratung_01_02_2006fin.pdf

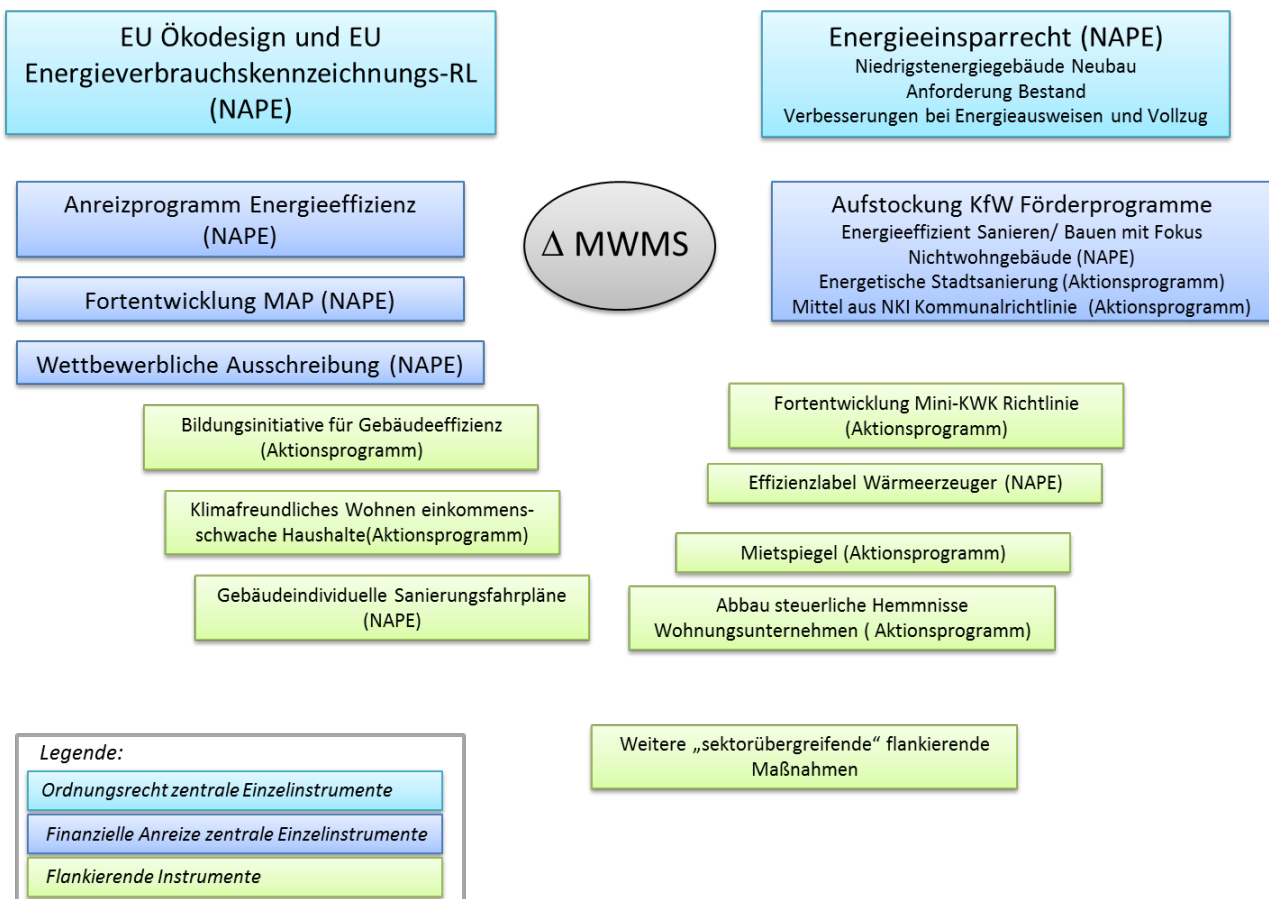
wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf Basis von Erdgas oder Biogas mit zinsverbilligten Darlehen gefördert, außerdem werden auch Anlagen zur Nutzung industrieller Abwärme, dezentrale Wärmespeicher sowie Wärmenetze gefördert. Förderberechtigt sind Unternehmen mit mehrheitlich kommunalem Gesellschafterhintergrund sowie Öffentlich-Private-Partnerschaften mit einem maximalen Gruppenumsatz von 500 Million Euro pro Jahr.

- g) EEG-Umlage (siehe dazu Abschnitt 2.5 zu übergreifenden Maßnahmen).
- h) Ökologische Steuerreform (siehe dazu Abschnitt 2.5.1.1 zu übergreifenden Maßnahmen).
- i) Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1254/2015 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Kennzeichnung von Wohnraum-Lüftungsgeräten in Bezug auf den Energieverbrauch.

2.6.4.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Die nachfolgende Abbildung 2-15 gibt einen Überblick über die Einordnung der im MWMS berücksichtigten Instrumente im Gebäudebereich und ordnet sie ihrem Ursprung aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 selbst oder dem NAPE zu.

Abbildung 2-15: Übersicht zur Einordnung der Instrumente des MWMS im Gebäudebereich



Das folgende Kapitel beschreibt die Änderungen und zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario. Für die Beschreibung der Instrumente, die in gleicher Ausgestaltung fortgeführt werden, sei auf das Kapitel zum MMS verwiesen.

Finanzielle Anreize

- a) Weiterentwicklung, Verstetigung und Aufstockung der KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren (CO₂-Gebäudesanierungsprogramm)
- Im Bereich der Förderung energetischer Gebäudesanierung gibt es weiterhin ungenutzte Einsparpotenziale. Insbesondere der Bereich der Nichtwohngebäude ist bislang durch Fördermaßnahmen nur schwach adressiert. Die Maßnahme beinhaltet eine Aufstockung der Mittel für die KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren (CO₂-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes) um jährlich 200 Mio. Euro auf insgesamt rund 2,0 Mrd. Euro pro Jahr ab 2015.
- In den KfW-Programmen „IKK/IKU – Energetische Stadtsanierung – Energieeffizient Sanieren“ wurden bislang Energieeffizienzmaßnahmen an allen Gebäuden der kommunalen und sozialen Infrastruktur gefördert. Unterstützt werden Kommunen, Gemeindeverbände, gemeinnützige Organisationen (inkl. Kirchen und gemeinnützig anerkannte Vereine) sowie kommunale Unternehmen (wie z.B. Betreiber von Schwimmbädern oder Veranstaltungseinrichtungen) mit zinsverbilligten Krediten in Verbindung mit Tilgungszuschüssen (für Effizienzhausstandards). Seit 1.10.2015 wird in diesem Programm zusätzlich auch der Neubau kommunaler und sozialer Einrichtungen gefördert. Der neue Programmname lautet: „IKK/IKU – Energieeffizient Bauen und Sanieren“.
- Zusätzlich startete bereits zum 01.07.2015 das neue Förderprogramm „KfW-Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Bauen und Sanieren“ zur Förderung der energetischen Sanierungen und des Neubaus gewerblicher Gebäude.
- b) Optimierung der Energieberatung
- Information und Beratung sind Kernelemente der Effizienzpolitik in Deutschland. Voraussetzung für sachgerechte Investitionsentscheidungen sowohl bei Unternehmen als auch bei privaten Haushalten oder der öffentlichen Hand (Bund, Länder, Kommunen) sind unabhängige, verlässliche Informationen und Vergleichsmöglichkeiten, um den eigenen Energieverbrauch und die Auswirkungen von Maßnahmen zur Energieeffizienz besser zu verstehen, einschätzen und bewerten zu können. Erst auf dieser Grundlage können Akteure (energie-)bewusste Entscheidungen treffen. Die Energieberatung leistet daher bei Investoren und weiteren Betroffenen (u.a. Mieter) einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Investitionsbereitschaft und Akzeptanz von Sanierungsmaßnahmen. Sie ist zudem eng mit dem CO₂-Gebäudesanierungsprogramm verknüpft. Gefördert werden bereits die Initialberatung bei der Verbraucherzentrale, die vertiefende Vor-Ort-Beratung beim BAFA sowie die Begleitung der Sanierungsmaßnahmen durch das Programm Baubegleitung bei der KfW. Mit der Novelle 2014 der Richtlinie zur Vor-Ort-Beratung wird die Beratung zu einer umfassenden Sanierung des Gebäudes (zeitlich zusammenhängend) oder die Beratung für die Erstellung eines Sanierungsfahrplans mit aufeinander abgestimmten energieeffizienten Einzelmaßnahmen zur schrittweisen Sanierung sowie die Energieberatung bei Wohnungseigentümergeinschaften (WEG) gefördert. Die Novelle ist zum 1. März 2015 in Kraft getreten. Die bestehenden Energieberatungsprogramme (u.a. bei den Verbraucherzentralen und die Vor-Ort-Beratung beim BAFA) werden den Bedürfnissen entsprechend zielorientiert weiterentwickelt, z.B. durch eine Verknüpfung und Erhöhung der Durchgängigkeit und Transparenz sowie einer Verringerung der Konkurrenz von Energieberatungsprogrammen. Diese Maßnahmen erhöhen das Potenzial für energetische Sanierungsmaßnahmen.
- c) Verbesserung der Förderbedingungen des KfW-Programms Energetische Stadtsanierung und Aufstockung der Mittel für die Kommunalrichtlinie im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative
- Die Förderbedingungen des KfW-Programms Energetische Stadtsanierung werden verbessert. Im Programm Energetische Stadtsanierung-Quartiersversorgung werden Maßnahmen zur energieeffizienten Wärme- und Kälteversorgung sowie Wasserver- und Abwasserentsorgung mit zinsvergünstigten Darlehen unterstützt. Zusätzlich sind bereits Tilgungszuschüsse sowie für den Sanierungsmanager eine Verlängerungsoption von 3 auf max. 5 Jahre eingeführt worden. Zudem wurde die Beschränkung auf

Gebäude mit Baujahr vor 1995 aufgehoben. Wie im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 vorgeschlagen, werden auerdem die Mittel fr die Kommunalrichtlinie im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative aufgestockt.

d) Anreizprogramm Energieeffizienz

Als sinnvolle Alternative zur ursprnglich geplanten steuerlichen Forderung der energetischen Gebäudesanierung ist das Manahmenpaket „Anreizprogramm Energieeffizienz“ erarbeitet worden. Dieses ergnzt und verstarkt die bereits bestehenden finanziellen Forderinstrumente. Dafur ist fr die Jahre 2016–2018 ein Forderungsvolumen in Hhe von 165 Millionen Euro pro Jahr vorgesehen. Die daraus finanzierten Manahmen sollen zusatzliche Investitionen anreizen und Innovationen im Bereich der Gebäudeenergieeffizienz voranbringen. Im Fokus steht die Forderung von effizienten Kombinationslsungen mit den Forderkomponenten "Heizungs- und Lftungspaket". Die Voraussetzung fr die Forderung im „Heizungspaket“ ist, dass eine alte Heizung auf Basis fossiler Energien auer Betrieb genommen wird, die noch nicht auf Brennwerttechnik basiert und fr die keine gesetzliche Austauschpflicht vorliegt. Zudem ist die gleichzeitige Optimierung der Wrmeverteilung verbindlich. Im „Lftungspaket“ wird der Einbau einer Lftungsanlage in Kombination mit einer Manahme an der Gebäudehulle (z.B. Fensteraustausch oder Fassadendämmung) gefordert. Ein weiteres Themenfeld ist die Markteinführung der hocheffizienten Heizungstechnik „Brennstoffzelle“. Begleitet werden alle Manahmen durch umfassende Informationsmanahmen.

e) Fortentwicklung des Marktanzreizprogramms fr erneuerbare Energien (MAP)

Die Novelle des MAP-Forderprogramms ist zum 1. April 2015 in Kraft getreten. Bei der Forderung steht das Ziel im Vordergrund, den Anteil erneuerbarer Energien am Wrme- und Kälteverbrauch auf 14 Prozent im Jahr 2020 zu steigern. Eine Verstetigung des MAP erfolgte bereits mit dem Haushalt 2014 und der mittelfristigen Finanzplanung. Bei der Quantifizierung der Manahme wird von einem jhrlichen Forderungsvolumen von mindestens 300 Mio. € ausgegangen.

f) Wettbewerbliche Ausschreibung fr Energieeffizienz

Quantifizierung des auf den Gebäudebereich entfallenden Beitrags des übergeordneten Instruments der wettbewerblichen Ausschreibung (siehe Abschnitt 2.5.2.2).

Ordnungsrecht

a) Energieeinsparrecht

Die Energieeinsparverordnung EnEV, die zuletzt 2013 novelliert wurde, wird im Jahr 2016 weiterentwickelt, um gemäß EU-Gebäuderichtlinie (2010/31/EU; EPBD) fr Neubauten den Niedrigstenergiegebäudestandard einzuführen. Dieser gilt fr private Gebäude ab 2021 und fr öffentliche Gebäude ab 2019. Im Vorfeld müssen die technisch und wirtschaftlich machbaren Mindestanforderungen im Einzelnen gutachterlich ermittelt werden. Parallel dazu soll geprüft werden, ob und inwieweit die Anforderungen an Änderungen, Erweiterungen und den Ausbau von bestehenden Gebäuden angepasst werden können, soweit die Wirtschaftlichkeit nachgewiesen werden kann. Auerdem werden die Energieausweise und die Effizienzklassen im Hinblick auf eine Verbesserung der Transparenz und Nachvollziehbarkeit überprüft. Gemeinsam mit den Ländern wird im Rahmen dieser Manahme auch auf eine Verbesserung des Vollzugs hingewirkt. Zudem wird das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz mit der EnEV abgeglichen. Geprüft werden Überschneidungen an Schnittstellen und Vereinfachungsmöglichkeiten, insbesondere mit dem Ziel einer verbesserten Integration der erneuerbaren Energien in die Wrmeversorgung von Gebäuden sowie einer Effektivierung des Vollzugs. Die Möglichkeit, das EEWärmeG und die EnEV zusammenzulegen, wird überprüft.

b) EU-Ökodesign- und Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinien

Quantifizierung der für den Gebäudebereich relevanten Produktgruppen unter der Ökodesign-Richtlinie und dem EU-Energielabel finden sich Abschnitt 2.5.2.3 wieder.

c) Mietrecht

In dieser Legislaturperiode stehen weitere Änderungen im Mietrecht an (Mietrechtsnovelle II). Dabei soll hinsichtlich der im Mietrecht vorgesehenen Möglichkeit der Mieterhöhung nach Modernisierung (§ 559 BGB) neben dem Ziel, bezahlbaren Wohnraum zu erhalten und Mieter vor finanzieller Überforderung zu schützen, u.a. auch geprüft werden, ob im Interesse des Energiesparens und der langfristigen Begrenzung der Nebenkosten weitere Differenzierungsmöglichkeiten bestehen, die Anreize für energetische Modernisierungen setzen.

Quantifizierte informatorische Instrumente

a) Nationales Effizienzlabel für Heizungen

Ziel der Maßnahme ist es, die Motivation der Gebäudeeigentümer zum Austausch alter ineffizienter Heizungsanlagen zu fördern und damit die Austauschrate zu erhöhen. Es ist vorgesehen, z. B. die Bezirksschornsteinfeger zu verpflichten, im Rahmen ihrer regelmäßigen Überwachung Energielabel gemäß der Verordnung (EU) Nr. 811/2013 an Heizkessel zu vergeben, die älter als 15 Jahre sind. Mit dem Energielabel wird der Heizkessel einer bestimmten Energieeffizienzklasse zugeordnet und die Eigentümer erhalten Informationen über Energiekosteneinsparungen und Hinweise zu weiterführenden Energieberatungsangeboten (z. B. Heiz-Check, vzbv oder Vor-Ort-Beratung).

Als Bündel quantifizierte flankierende Instrumente

Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wurde für den Gebäudebereich die Strategie „Klimafreundliches Bauen und Wohnen“ entwickelt, auch der NAPE enthält einige flankierende informatorische Maßnahmen. Dieses Bündel von Gebäudemaßnahmen wird hier basierend auf der bestehenden Wirkungsabschätzung aus der Evaluierung des Aktionsprogramms Klimaschutz bzw. des NAPE quantifiziert. Eine direkte Abbildung der Maßnahmen im Bottom-up-Gebäudemodell ist nicht möglich.

a) Klimafreundliches Wohnen für einkommenschwache Haushalte

Um möglichst vielen Menschen ein klimafreundliches Wohnen zu ermöglichen, prüft die Bundesregierung ergebnisoffen, das Wohngeld um eine Klima-Komponente (nach Abschluss der derzeit stattfindenden Wohngeldreform) durch eine Differenzierung der Höchstbeträge nach energetischer Gebäudequalität zu erweitern. Dadurch könnten mehr Wohngeldhaushalte energetisch sanierte Wohnungen anmieten. Daneben erfolgt im Rahmen der jeweils geplanten Rechtsvereinfachung im SGB II und SGB XII die Prüfung einer Ergänzung im SGB II und XII, wonach Kommunen die Angemessenheit der Unterkunfts- und Heizungskosten in einem Gesamtkonzept (zusammenfassende Berücksichtigung von Heiz- und Mietkosten / Bruttowarmmiete) festlegen dürften.

b) Fortentwicklung Mini-KWK-Richtlinie

Novellierung der im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative bestehenden Mini-KWK-Richtlinie, Fortentwicklung im Einklang mit der KWK-Strategie der Bundesregierung sowie Ausweitung mit Blick auf den Strommarkt z.B. durch Einführung eines Fördermerkmals für besonders stromeffiziente Anlagen (Brennstoffzellen).

c) Beseitigung möglicher steuerlicher Hemmnisse für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Erneuerbare Energien (EE)

Beseitigung möglicher steuerlicher Hemmnisse, z.B. für Wohnungsunternehmen, die Strom aus erneuerbaren Energien oder in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen.

d) Bildungsinitiative für Gebäudeeffizienz

- Das Projekt „BUILD UP Skills – QUALITRAIN“ unterstützt die berufliche Aus- und Weiterbildung der am Bau Beschäftigten und die Etablierung einer nationalen Qualifikationsplattform mit Mitteln der Europäischen Union.
- Im Rahmen des Europäischen Sozialfonds (ESF) legt das BMUB außerdem ein Förderprogramm zur gewerkeübergreifenden Qualifizierung in der energetischen Gebäudesanierung auf. Der Fokus liegt dabei auf informellen, außerschulischen und praktischen Angeboten für Auszubildende und Ausbildungspersonal

e) Mietspiegel

Überprüfung der gesetzlichen Vorgaben zur ortsüblichen Vergleichsmiete auch im Hinblick auf eine stärkere Berücksichtigung der energetischen Ausstattung und Beschaffenheit im Mietspiegel.

f) Ideenwettbewerb: Klimafreundliches Bauen begehrllich machen

Um die Ausschöpfungsrare der bestehenden Einsparpotenziale im Gebäudebereich zu verbessern, soll die energetische Sanierung zu einem „Lifestyle-Produkt“ gemacht werden. Dazu soll ein innovativer Ideenwettbewerb durchgeführt werden, bei dem Vertreter verschiedener Fachdisziplinen (Werbung, Psychologie, Bauen, etc.) nach neuen kommunikativen Lösungsansätzen suchen, die das klimafreundliche und energiesparende Bauen "begehrllich" machen.

g) Gebäudeindividuelle Sanierungsfahrpläne

Gebäudeindividuelle Sanierungsfahrpläne dienen der Entscheidungsunterstützung für Gebäudeeigentümer und sollen dazu beitragen, dass das einzelne Gebäude den Anforderungen an einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050 entspricht. Sanierungsfahrpläne schaffen somit Orientierung und Transparenz über die aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sinnvolle zeitliche Abfolge energetischer Modernisierungsmaßnahmen, wobei die individuelle Situation des Gebäudeeigentümers – Alter, finanzielle Mittel etc. – berücksichtigt wird. Des Weiteren wird für den einzelnen Investor eine bessere Transparenz und Verständnis über eine mögliche Kopplung energetischer Modernisierungsmaßnahmen an ohnehin anstehende Instandhaltungs- oder Instandsetzungsmaßnahmen geschaffen. Das auf freiwilliger Anwendung beruhende Instrument zielt auf eine verbesserte Information und Motivation der Gebäudeeigentümer ab.

h) Energieberatung und Energieeffizienz-Netzwerke für Kommunen und gemeinnützige Organisationen

Die Energieberatung wurde nun zum 1. Januar 2016 um die Richtlinie „Energieberatung und Energieeffizienz-Netzwerke für Kommunen und gemeinnützige Organisationen“ erweitert. Denn Kommunen stehen vor der Herausforderung, ihre veraltete Bausubstanz und Infrastruktur auch unter energetischen Aspekten zu erneuern. Durch eine entsprechende Beratung kann sichergestellt werden, dass Planungsfehler vermieden werden, die für die Besitzer zu Mehrkosten oder weitergehenden Bauschäden führen könnten. Die Förderung erfolgt über einen Zuschuss.

Damit werden die Bildung von kommunalen Energieeffizienz-Netzwerken, Energieberatung für die Sanierung und den Neubau von Nichtwohngebäuden sowie die Energieanalysen von Abwasseranlagen finanziell gefördert. Für die Energieberatung von Nichtwohngebäuden und Energieanalyse von Abwasseranlagen sind auch kommunale Unternehmen, gemeinnützige Organisationen und anerkannte Religionsgemeinschaften Beratungsempfänger. Bei der Sanierungsberatung sollte – ähnlich wie bei der Vor-Ort-Beratung für Wohngebäude - entweder ein Vorschlag für eine Sanierung eines Gebäudes (zeitlich zusammenhängend) z.B. zum Effizienzhaus (Komplettisanierung) oder für eine umfassende Sanierung auf der Basis von aufeinander abgestimmten Einzelmaßnahmen (Sanierungsfahrplan) enthalten sein. Dies können auch kurzfristig umsetzbare Energiesparmaßnahmen z.B. durch die Modernisierung der Anlagentechnik und Optimierung des Gebäudebetriebs sein. Damit können Beratungsmaßnahmen an

kommunalen Nichtwohngebäuden durchgeführt werden wie z.B. bei einem in der Regel einfacheren Schulgebäude oder einem komplexeren Gebäude wie einem Krankenhaus. Die Neubauberatung soll die Kommunen bei der Erfüllung unterstützen, die ab dem Jahr 2019 geltende Vorgabe zur Umsetzung eines Niedrigstenergiegebäudes im Neubau gemäß der EU-Gebäuderichtlinie zu erfüllen.

2.6.5 Private Haushalte – Strom

2.6.5.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Quantifizierte Instrumente

- a) Mindesteffizienzstandards I (EU-Ökodesign-Richtlinie): die Definition und Ausgestaltung dieses Instrumentes erfolgt analog zu den Sektoren Industrie und GHD (siehe 2.5.1.3) und umfasst diejenigen Gerätegruppen, die im Haushaltssektor relevant sind. Die quantifizierten Gerätegruppen sind in Tabelle 2-19 dargestellt.
- b) Verbindliche Energieverbrauchskennzeichnung auf der Grundlage des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes (EnVKG) und der dazugehörigen Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV): Seit dem 17. Mai 2012 ist das neue Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) in Deutschland in Kraft, mit dem insbesondere der Geltungsbereich der Energieverbrauchskennzeichnung an die EU-Richtlinie angepasst wird. Das EnVKG setzt die EU-Energieverbrauchskennzeichnungsrichtlinie (RL 2010/30/EU) in nationales Recht um. Künftig können nicht nur energieverbrauchende Geräte, sondern auch energieverbrauchsrelevante Produkte, die selber keine Energie verbrauchen, aber großen Einfluss auf den Energieverbrauch haben, mit dem EU-Energielabel verpflichtend gekennzeichnet werden. Weiterhin wurde die Klassifizierung der Produkte insofern dynamisiert, als über die bisherigen Klassen A-G neue Energieeffizienzklassen von „A+“ bis A+++“ eingeführt wurden. Die Evaluierung der Richtlinie nach Artikel 14 2010/30/EU wird derzeit auf EU-Ebene durchgeführt. Dabei erfolgt auch eine Prüfung, ob eine Neuskalierung oder neue Darstellung der Effizienzklassen notwendig ist. Ein Vorschlag der Kommission für eine Neufassung der Richtlinie liegt seit Mitte Juli 2015 vor und wurde im MWMS betrachtet. Im EnVKG werden weitere Regelungen über die Zuständigkeiten in Deutschland, die Marktüberwachung sowie die Sanktionsmöglichkeiten der zuständigen Überwachungsbehörden bei den Bundesländern getroffen. Mit der Bundesanstalt für Materialprüfung und Forschung (BAM) wurde außerdem eine zuständige Behörde benannt, der wesentliche Informations- und Koordinierungsaufgaben zukommen (dena 2012). Die konkrete Anwendung für einzelne Gerätegruppen erfolgt seitens der EU-Kommission durch die Rahmenrichtlinie ergänzende, delegierte Verordnungen. Im MMS werden alle Gerätegruppen berücksichtigt, für die bereits eine Pflichtkennzeichnung unter dieser Regelung besteht und die Wirkung dieses Instruments wird quantifiziert. Bisher wurden von der EU folgende delegierte Verordnungen erlassen, die den Bereich private Haushalte – Strom betreffen:
 - a. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1059/2010 der Kommission vom 28. September 2010 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Kennzeichnung von Haushaltsgeschirrspülern in Bezug auf den Energieverbrauch;
 - b. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1060/2010 der Kommission vom 28. September 2010 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Kennzeichnung von Haushaltskühlgeräten in Bezug auf den Energieverbrauch;
 - c. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1061/2010 der Kommission vom 28. September 2010 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Kennzeichnung von Haushaltswaschmaschinen in Bezug auf den Energieverbrauch;

- d. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 665/2013 der Kommission vom 3. Mai 2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2002/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Energieverbrauchskennzeichnung von Staubsaugern (keine Einzelquantifizierung).
 - e. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1062/2010 der Kommission vom 28. September 2010 zur Ergänzung der Richtlinie 2002/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Kennzeichnung von Fernsehgeräten in Bezug auf den Energieverbrauch;
 - f. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 626/2011 der Kommission vom 4. Mai 2011 zur Ergänzung der Richtlinie 2002/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Kennzeichnung von Luftkonditionierern in Bezug auf den Energieverbrauch;
 - g. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 392/2012 der Kommission vom 1. März 2012 zur Ergänzung der Richtlinie 2002/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Kennzeichnung von Haushaltswäschetrocknern in Bezug auf den Energieverbrauch;
 - h. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 874/2012 der Kommission vom 12. Juli 2012 zur Ergänzung der Richtlinie 2002/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Energieverbrauchskennzeichnung von elektrischen Lampen und Leuchten;
 - i. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 65/2014 der Kommission vom 1. Oktober 2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2002/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Energieverbrauchskennzeichnung von Haushaltsbacköfen und -dunstabzugshauben.
- c) Ökologische Steuerreform und EEG Umlage (siehe dazu Abschnitt 2.5 zu übergreifenden Maßnahmen).

Flankierende Instrumente

- a) Wie auch in Abschnitt 2.6.6.1 für den Bereich Industrie/GHD vorgestellt, werden als flankierende Instrumente im MMS die für private Haushalte relevanten freiwilligen Kennzeichnungen wie der Energy Star, der Blaue Engel oder das EU-Umweltkennzeichen berücksichtigt. Diese Regelungen sind derzeit insbesondere für Geräte aus der Unterhaltungselektronik sowie Bürogeräte von Bedeutung, der nationale Blaue Engel für eine große Zahl von Geräten. Der Einfluss dieser Instrumente auf den Stromverbrauch von in Haushalten eingesetzten Geräten lässt sich nur schwer quantifizieren, da eine Separierung der Maßnahmenwirkung vom allgemeinen energietechnischen Fortschritt und anderen Maßnahmen kaum möglich ist.
- b) Einführung elektronischer Zähler (Smart Meter) zur Stromverbrauchsmessung: Nach derzeitiger Rechtslage (§ 21c Absatz 1 Buchstabe a bis c EnWG⁵¹) müssen bei Neubauten, bei größeren Renovierungen, bei Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh sowie bei Anlagenbetreibern nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt Smart Meter eingebaut werden. Nach Durchführung einer „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ gemäß der Richtlinie 2009/72/EG (Ernst & Young, 2013) wird die Bundesregierung 2015 mit Rahmenbedingungen für den sicheren Einsatz von intelligenten Messsystemen und Regeln für die Datenkommunikation wesentliche Grundlagen für intelligente Energienetze schaffen, die es neben anderen Energiewende bezogenen Nutzen wie der Einbindung von Kleinerzeugungsanlagen in das intelligente Energienetz auch ermöglichen, die mit dem Einsatz von Smart Metern verbundenen Energieeffizienzpotenziale spartenübergreifend zu heben.
- c) Stromspar-Checks und Kühlgeräte-Tauschprogramm für einkommensschwache Haushalte: Das Programm „Stromspar-Check PLUS“ wird in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Caritasverband und dem Bundesverband der Klimaschutz- und Energieagenturen Deutschlands organisiert. Im Rahmen des Programmes wurden bereits in mehr als 100.000 Haushalten individuelle Energiesparberatungen

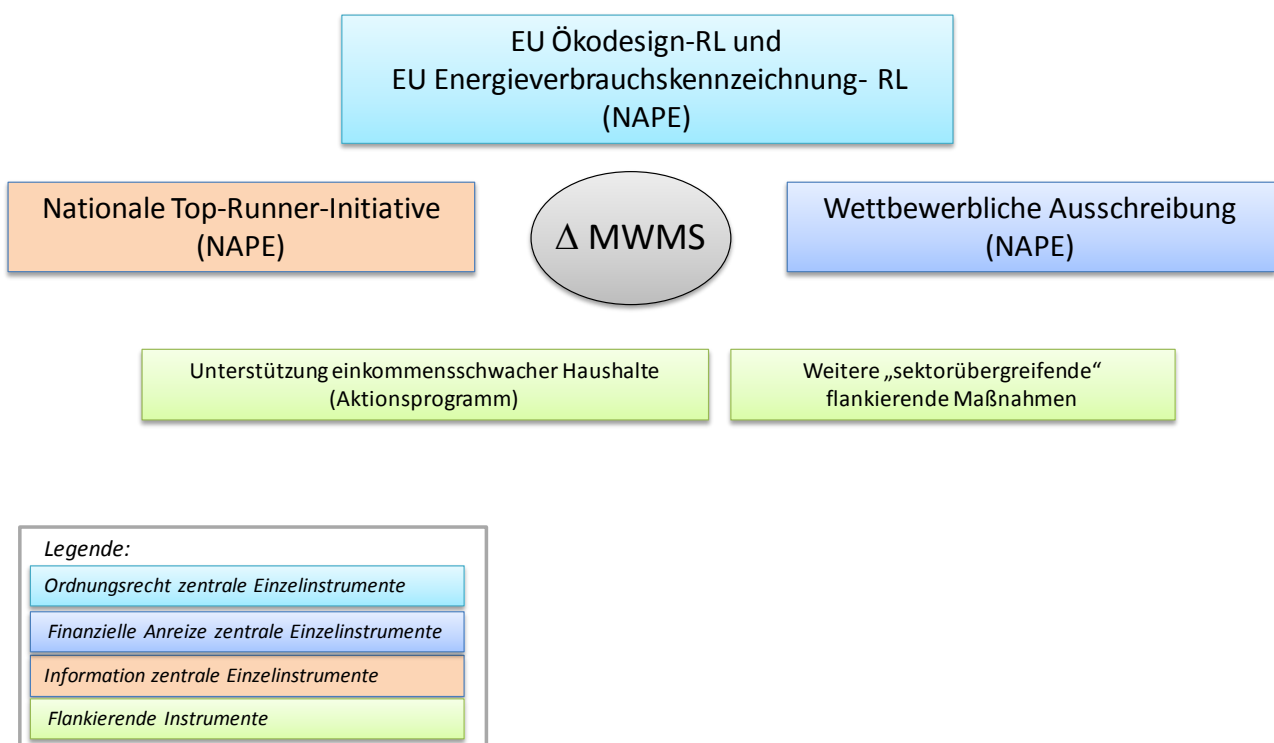
⁵¹ http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_21c.html

durchgefuhrt und Soforthilfen bereitgestellt. Bezieher von Arbeitslosengeld II, Wohngeld oder Sozialhilfe senken nach Berechnungen des Projektes durch eine Teilnahme an dem Programm allein ihren Stromverbrauch um rund 15 Prozent (397 kWh/a). Seit April 2014 besteht im Zusammenhang mit „Stromspar-Check PLUS“ ein Khlgerate-Tauschprogramm fr einkommenschwache Haushalte, in dem bis zu 16.000 alte Gerate mit hohem Stromverbrauch innerhalb von zwei Jahren durch moderne energiesparende Khlgerate ersetzt werden sollen.

2.6.5.2 Mit-Weiteren-MaBnahmen-Szenario

Die nachfolgende Abbildung 2-16 gibt einen Überblick ber die Einordnung der im MWMS bercksichtigten Instrumente im Bereich Strom privater Haushalte und ordnet sie ihrem Ursprung aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 selbst oder dem – im Aktionsprogramm enthaltenen - NAPE zu.

Abbildung 2-16: Übersicht zur Einordnung der Instrumente des im MWMS im Bereich Strom privater Haushalte



Finanzielle Anreize

- a) Wettbewerbliche Ausschreibung fr Energieeffizienz
Quantifizierung des auf den Stromverbrauch privater Haushalte (ohne Gebäudestrom) entfallenden Beitrags des übergeordneten Instruments der wettbewerblichen Ausschreibung (siehe Abschnitt 2.5.2.2).

Ordnungsrecht

- a) EU-Ökodesign- und Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie
Quantifizierung der fr den Stromverbrauch privater Haushalte (ohne Gebäudestrom) relevanten Produktgruppen unter der Ökodesign-RL und dem EU-Energielabel (siehe Abschnitt 2.5.2.3).

Quantifizierte informatorische Instrumente

- a) Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)
Die Nationale Top-Runner-Initiative ist sektorbergreifend angelegt und zielt insbesondere auf eine beschleunigte Marktdurchdringung hocheffizienter Gerate und Produkte ab (siehe Abschnitt 2.5.2.4).

Flankierende Instrumente

- a) Untersttzung einkommenschwacher Haushalte (mit Schwerpunkt Stromeinsparung)
Gegenwrtig frdert BMUB das Pilotprojekt StromsparCheck PLUS. Es beinhaltet fr Haushalte mit geringem Einkommen Beratungen im Haushalt, die kostenlose Bereitstellung/Installation von einfachen Energieeinsparartikeln sowie bei Erfllung bestimmter Voraussetzungen eine Zuschuss zur Beschaffung eines hochenergieeffizienten Khlgerates bis Ende 2015. Fr Haushalte mit geringem Einkommen soll nun geprft werden, wie die situationsbezogene Beratung und finanzielle Untersttzung bei der Beschaffung energiesparender und ressourcenschonender Technik (Haushaltsgroergerate), orientiert am Bedarf, fortgefhhrt werden kann.
Ergnzend soll im Rahmen der „Stromsparinitiative“, von vielen Partnern aus unterschiedlichen gesellschaftlichen Bereichen getragen wird, mglichst viele private Haushalte in Deutschland motiviert werden, ihre Energiesparpotenziale zu nutzen und Strom einzusparen und damit ihre Energiekosten langfristig zu senken.

2.6.6 Industrie & GHD – Strom und Prozesswrme / -dampf

2.6.6.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Quantifizierte Instrumente

- a) EU-Emissionshandelssystem (siehe auch Abschnitt 2.5.1.1 zu bergreifenden Instrumenten). In der Industrie wirkt der Emissionshandel vorwiegend auf die energieintensiven Branchen wie Raffinerien, Metallerzeugung und -bearbeitung, Zement- und Kalkherstellung sowie die Glas- und Papierproduktion. In der dritten Handelsperiode, seit 2013 und bis 2020, ist der Anwendungsbereich um zusatzliche Branchen (vorwiegend aus der chemischen Industrie und der Nicht-Eisen-Metallindustrie) sowie in einigen Fllen (z.B. Adipin- und Salpetersaureherstellung) um das Treibhausgas Lachgas (N₂O) sowie fr die Aluminiumherstellung um perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) erweitert worden. Die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen erfolgt auf Basis von Produktbenchmarks bzw. auf Basis von Fallbackansatzen (Wrmebenchmark, Brennstoffbenchmark bzw. Prozessemissionszuteilung). Nicht auskmmliche Zuteilungen mssen durch Zukäufe gedeckt werden. Das Cap des ETS sinkt jhrlich um 1,74%, und damit sinkt auch das Budget fr die kostenlose Zuteilung fr die Industrie. Außerdem wird die freie Zuteilung auf der Basis von Benchmarks in Branchen, welche nicht als carbon-leakage-gefhrdet eingestuft sind, von 80% im Jahr 2013 auf 30% im Jahr 2020 linear zurckgefahren und danach nach jetziger Rechtslage vollstndig eingestellt werden. Der europäische Rat hat allerdings im Oktober 2014 bekrftigt, dass auch nach 2021 an der kostenlosen Zuteilung festgehalten werden soll. Zwischen der zweiten und dritten Handelsperiode des EU ETS wurde Banking zugelassen, d.h. berschüsse aus der zweiten Periode von 2008 bis 2012 (z.B. als Wirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise) konnten in die folgende Periode übertragen werden.⁵²

⁵² Fr einige besonders stromintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Branchen wird in Deutschland eine sogenannte „Strompreiskompensation“ zum Ausgleich der emissionshandelsbedingten Strompreissteigerungen gewährt. Diese basiert in der Regel auf der Produktionsmenge des stromintensiven Produkts (z.B. Aluminium) in einer Anlage, multipliziert mit einem „Stromverbrauchsbenchmark“ auf Basis einer stromeffizienten Produktionsweise.

- b) Ökologische Steuerreform (siehe auch Abschnitt 2.5.1.1 zu übergreifenden Maßnahmen). Die Erhöhung der Strom- und der Energiesteuer verbessert bei den nicht begünstigten Unternehmen die Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzmaßnahmen.
- c) Spitzenausgleich im Rahmen des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuergesetzes (StromStG). Im Januar 2013 ist das Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrsteuergesetzes vom 5. Dezember 2012 in Kraft getreten. Mit diesem Gesetz wurde der sog. "Spitzenausgleich" (Steuerentlastungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Sonderfällen) neu justiert und über das Jahr 2012 hinaus für die nächsten 10 Jahre fortgeführt. Dabei bleiben die allgemeinen Voraussetzungen zur Gewährung des Spitzenausgleichs gegenüber dem bisherigen Modell nahezu unverändert. Bis einschließlich Ende 2012 war die Gewährung des Spitzenausgleichs an die Erfüllung der Emissionsminderungsziele aus der Klimaschutzvereinbarung vom November 2000 geknüpft, die Ende 2012 auslief. Seit dem Jahr 2013 müssen für die Gewährung des Spitzenausgleichs zwei neue Voraussetzungen erfüllt sein:
- Das antragstellende Unternehmen muss nachweisen, dass es spätestens bis Ende des Antragsjahres 2015 ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 oder ein Umweltmanagementsystem nach EMAS eingeführt hat und dieses ab Ende 2015 auch betreibt (KMU können alternative Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz einführen und betreiben, die mit geringeren Anforderungen verbunden sind) und
 - Die Energieintensität des Produzierenden Gewerbes muss in Deutschland insgesamt um einen gesetzlich festgelegten Zielwert abnehmen.
- Dieser Zielwert beträgt für die Bezugsjahre 2013 bis 2015 (Antragsjahre 2015 bis 2017) 1,3% jährlich, und für die Bezugsjahre ab 2016 (Antragsjahre 2018 bis 2022) 1,35% jährlich. Die Neuregelung des Spitzenausgleichs ist für einen Zeitraum von 10 Jahren angelegt. Im Gesetz ist vorgesehen, dass die Zielwerte für die Antragsjahre 2019 bis 2022 im Zuge einer Evaluation im Jahr 2017 überprüft werden. Es wird davon ausgegangen, dass von dem Spitzenausgleich derzeit etwa 20 000 Unternehmen profitieren, wobei die Anzahl der antragsstellenden Unternehmen rückläufig ist, und das Volumen des Spitzenausgleichs ca. 2,3 Milliarden Euro jährlich beträgt.
- d) EEG-Umlage (siehe auch Abschnitt 2.6.1 zu übergreifenden Maßnahmen).
- e) Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG). Energiemanagementsysteme sind auch eine Voraussetzung für die Begünstigung im Rahmen der BesAR für stromintensive Unternehmen. Ziel der BesAR ist der Schutz der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der begünstigten Unternehmen und der verbundenen Arbeitsplätze durch eine Begrenzung der Belastung der Stromkosten. Mit dem EEG 2012 wurden die Eingangsgrenzen für eine Begünstigung im Rahmen der BesAR von 10 GWh/a auf 1 GWh/a abgesenkt. Dieser Schwellenwert ist im EEG 2014 beibehalten worden. Dadurch können auch energieintensive Mittelständler von der Regelung profitieren. Die Zahl der begünstigten Unternehmen bzw. Unternehmensteile im produzierenden Gewerbe hat sich in der Folge von 2012 nach 2013 mehr als verdoppelt und ist 2014 nochmal um etwa 1/5 gestiegen. Gleichzeitig ist auch der von der Vergünstigung betroffene Stromverbrauch gestiegen, allerdings nicht in gleichem Maße wie die
-

Somit können die oben genannten Anreize zur Stromeinsparung durch den Emissionshandel in der Industrie trotz dieser Regel wirksam werden, und die Kompensation muss folglich nicht explizit modellhaft abgebildet werden.

Anzahl der Unternehmen, da die neuen Unternehmen im Mittel weniger stromintensiv sind. Nach dem EEG 2014 (Inkrafttreten 1. August 2014) müssen Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 5 GWh den Betrieb eines Energie- oder Umweltmanagementsystems (ISO 50001 oder EMAS) nachweisen, Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 5 GWh können auch ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz im Sinne der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SpaEfV) nachweisen.

- f) Energieberatungen in kleinen und mittleren Unternehmen (KMU). KMU wird im Rahmen des BMWi-Programms „Energieberatung Mittelstand“ die Förderung einer unabhängigen Energieberatung angeboten. Qualifizierte Experten identifizieren Potenziale zur Energieeinsparung und erstellen konkrete Maßnahmenvorschläge. Es wird sowohl eine kurze Initialberatung wie auch eine umfangreichere Detailberatung mit einem Zuschuss zum Beratungshonorar gefördert. Derzeit werden pro Monat etwa 400 geförderte Beratungen durchgeführt. Unabhängig vom Beratungsprogramm können die Unternehmen zinsgünstige KfW-Darlehen für Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz im Rahmen des „KfW-Energieeffizienzprogramms“ beantragen.⁵³
- g) Mindesteffizienzstandards – EU-Ökodesign-Richtlinie (siehe auch Abschnitt 2.5.1.3 zu übergreifenden Maßnahmen). Eine Reihe der beschlossenen Durchführungsmaßnahmen adressiert speziell den Strom- und Energiebedarf in den Sektoren Industrie und GHD. Darunter fallen z.B. die Maßnahmen zu Elektromotoren, Ventilatoren oder Wasserpumpen.
- h) Förderprogramm "Investitionszuschüsse zum Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien im Mittelstand". In diesem Programm können KMU seit dem 1. Oktober 2012 Zuschüsse für Investitionen in hocheffiziente Querschnittstechniken beantragen. Für die Förderung wird zwischen Investitionen in einzelne Querschnittstechniken (wie z. B. elektrische Motoren und Antriebe, Pumpen, raumlufttechnische Anlagen, Druckluftsysteme, Anlagen zur Wärmerückgewinnung und Abwärmenutzung sowie Beleuchtungsanlagen) sowie Investitionen zur systemischen Optimierung, die über den Austausch einzelner Komponenten hinausgehen, unterschieden. Für erstere werden Investitionen bis zu einem Volumen von 30.000 Euro mit 20-30% gefördert. Für letztere muss die Investitionssumme mindestens 30.000 Euro betragen um förderwürdig zu sein. Es werden 10-30% der Investitionen bezuschusst, abhängig von den erzielten Energieeinsparungen. Der maximale Zuschuss beträgt höchstens 100.000 Euro (BAFA 2012).
- i) Förderprogramm zu energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen. Unternehmen des Produzierenden Gewerbes können seit Anfang 2014 einen Zuschuss für investive Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen erhalten. Dabei werden drei Bereiche unterschieden: die Umstellung von Produktionsprozessen, Abwärmenutzung sowie weitere energetische Optimierungen im Produktionsprozess. Das Programm ist im Januar 2014 gestartet und Teil des Energie- und Klimafonds. Die Höhe der Zuwendung beträgt bis zu 20% der unmittelbar auf den Umweltschutz bezogenen Investitionskosten (Investitionsmehrkosten). Die maximale Zuwendung ist je Vorhaben auf einen Betrag von 1,5 Mio. Euro begrenzt. Folgende Voraussetzungen müssen erfüllt sein, um eine Förderung beantragen zu können: Investitionsmehrkosten von mindestens 50.000 Euro und spezifische Endenergieeinsparung bei gleichem Produktionsoutput gemessen am Durchschnittsverbrauch

⁵³ Für die Projektion wurde die Regelung mit Stand 2014 zugrunde gelegt. Eine neue Richtlinie, die am 01.01.2015 in Kraft getreten ist, setzt größere Anreize nicht nur für eine qualifizierte Beratung, sondern auch für fachmännische Hilfe bei der Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen. Durch höhere Zuschüsse soll die Anzahl der durchgeführten Energieberatungen und vor allem die Investitionen in effiziente Technologien in KMU weiter voran gebracht werden. Dadurch werden Unternehmen noch umfassender als bisher in die Lage versetzt, durch Investitionen in Energieeffizienz Energiekosten zu sparen. Anträge können online beim BAFA gestellt werden.

der letzten drei Jahre der betrachteten Anlage/des Prozesses von mindestens 5% und mindestens 100 kg CO₂-Einsparung pro Jahr im Verhältnis zu 100 Euro Investitionsmehrkosten. Das BMWi hat den Projektträger Karlsruhe beauftragt, das Förderprogramm umzusetzen.

- j) Förderung von Kälte- und Klimaanlageanlagen im Gewerbe im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI). Das Programm bietet finanzielle Zuschüsse für die energetische Optimierung bestehender Anlagen, den Neubau hocheffizienter Anlagen sowie Zuschüsse für Komponenten wie Wärmetauscher oder Kältemittel mit besonders niedrigem „Global Warming Potential (GWP)“. Die Zuschüsse betragen 15-20% der Nettoinvestitionskosten. Die Förderhöchstgrenze beträgt 100.000 Euro je Unternehmen.
- k) Energieeffizienznetzwerke (im Rahmen der NKI) nach dem LEEN-Standard (Lernende Energie-Effizienz-Netzwerke) eignen sich besonders für Unternehmen, die Energiekosten zwischen 100.000 Euro und 50 Mio. Euro pro Jahr aufweisen (Jochem et al. 2010). In Energieeffizienznetzwerken schließen sich Unternehmen zusammen, die sich gemeinsame Energieeffizienz- und CO₂-Minderungsziele setzen und voneinander lernen wollen. Bisher gibt es in Deutschland etwa 60 solcher Netzwerke, während ein Potenzial von bis zu 700 Netzwerken vorhanden wäre (Fraunhofer ISI et al. 2008, S. 180). Die Förderung von zusätzlichen 40 Energieeffizienznetzwerken im Rahmen der NKI wurde im August 2014 beschlossen.

Flankierende Instrumente

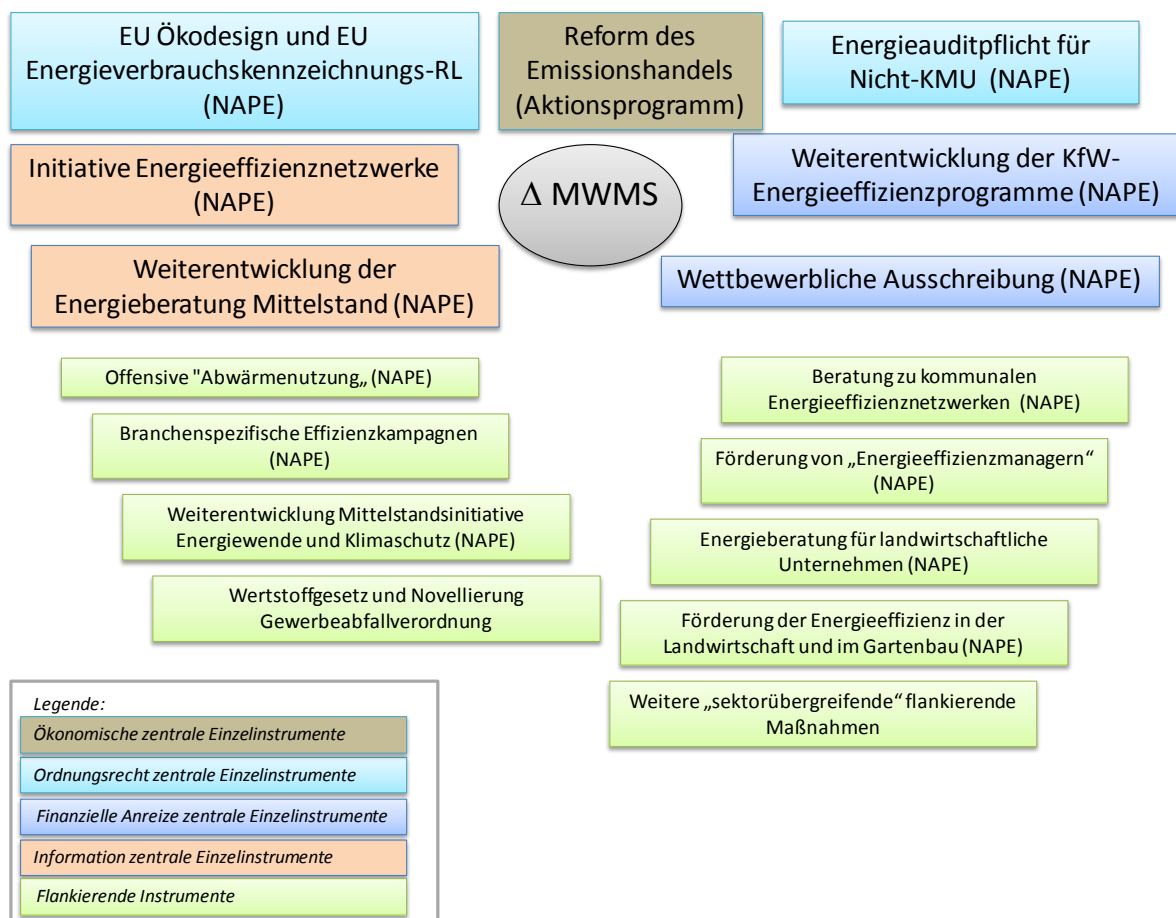
- a) Öffentliche Beschaffung energieeffizienter Produkte: Das Bundeskabinett hat im Rahmen ihrer Beschlüsse zur Energiewende vom 6. Juni 2011 die bereits im Energiekonzept vom 28. September 2010 enthaltene Ankündigung bestätigt, für die öffentliche Beschaffung hohe Energieeffizienzkriterien als ein wichtiges Kriterium bei der Vergabe öffentlicher Aufträge rechtlich verbindlich zu verankern. Dazu soll in einem ersten Schritt die Vergabeordnung (VgV) entsprechend angepasst werden. Grundsätzlich sollen Produkte und Dienstleistungen beschafft werden, die im Hinblick auf ihre Energieeffizienz die höchsten Leistungsniveaus haben und zur höchsten Effizienzklasse gehören.
- b) Elektronische Stromzähler (siehe Abschnitt 2.6.5.1 private Haushalte).
- c) KfW-Programme zur Förderung der Energieeffizienz in Industrie und GHD. KfW-Umweltprogramm, KfW-Energieeffizienzprogramm, BMU-Programm zur Förderung von Demonstrationsvorhaben. Hier ist insbesondere das KfW-Energieeffizienzprogramm hervorzuheben, aus dem im Anschluss an eine „Energieberatung im Mittelstand“ zinsvergünstigte Kredite für die Umsetzung der Energieeinsparinvestitionen vergeben werden.
- d) Freiwillige Produktkennzeichnungen für energiebetriebene Produkte (Blauer Engel, Energy Star, EU-Umweltzeichen). Seit 2009 ist Klimaschutz ein Schwerpunkt des Umweltzeichens Blauer Engel. Mittlerweile gibt es für mehr als 60 Produktkategorien entsprechende Vergabekriterien. Diese umfassen alle relevanten Haushaltsgeräte, Unterhaltungselektronik, Informationstechnik bis hin zur unterbrechungsfreien Stromversorgung. Das „Energy-Star-Programm“ stammt aus den USA und umfasst in der EU lediglich Bürogeräte. In beiden Systemen erfolgt keine Unterteilung in Effizienzklassen sondern das jeweilige Zeichen wird für alle Geräte vergeben, die einen festgelegten Mindeststandard erfüllen.
- e) Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz. Die Mittelstandinitiative ist eine gemeinsame Initiative von BMWi, BMUB, DIHK und ZDH. Sie ist darauf gerichtet, den Dialog zwischen Politik und mittelständischen Unternehmen zu intensivieren, Information und Beratung zu optimieren sowie die Wissensvermittlung, Qualifizierung und den Erfahrungsaustausch zu verbessern.

2.6.6.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Die im MWMS für die Sektoren Industrie und GHD zu quantifizierenden Instrumente orientieren sich am Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE), wengleich einige Instrumente auf EU-Richtlinien zurückzuführen sind (z.B. Ökodesign oder Energieauditpflicht). Abbildung 2-17 zeigt die Aufteilung der Instrumente auf die einzelnen Instrumentenarten. Es ist zu berücksichtigen, dass nur die 6 aufgezählten Einzelinstrumente quantifiziert werden. Es wird – sofern im NAPE nicht anders festgelegt – von einer ambitionierten Ausgestaltung ausgegangen. Die zusätzlich beschriebenen „flankierenden Instrumente“ werden nicht quantifiziert, sie sind jedoch häufig für die Wirkung der zu quantifizierten Instrumente wichtig und spielen somit auch eine wichtige Rolle im Instrumentenverbund.

Instrumente, welche die Vermeidung von Prozessemissionen der Industrie betreffen („F-Gase“ und „Vermiedene Emissionen durch verringerte Herstellung von Düngemitteln“) sind im Kapitel 2.6.9.2 aufgeführt.

Abbildung 2-17: Übersicht zur Einordnung der Instrumente des MWMS im Bereich Industrie und GHD



Ökonomische Instrumente

a) Reform des Emissionshandels

Siehe Beschreibung im Abschnitt 2.5.2.1 Sektorübergreifende Maßnahmen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario. Die industriellen Minderungsanreize werden durch die Carbon-Leakage-Regeln und die mit der Reform des Emissionshandels verbundenen Preisimpulse bestimmt. Die Reform ist Gegenstand des neuen Richtlinienpaketes.

Finanzielle Anreize

- a) Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme
Mit dem KfW-Energieeffizienzprogramm vergibt die KfW auch bisher schon zinsvergünstigte Darlehen an gewerbliche Unternehmen fr die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen. Das Programm fördert energieeffizienter Produktionsanlagen/-prozesse inkl. Querschnittstechnologien mit dem relativ höchsten Energieeinsparpotenzial. Bei der Fortentwicklung des Programms wird sowohl ein neuer Einstiegsstandard (zehn Prozent Einsparung) als auch ein neuer Premiumstandard (30 Prozent Einsparung) eingeführt. Damit wird die Förderintensität an der Höhe der Energieeinsparung ausgerichtet, unabhängig von der Unternehmensgröße. Angestrebt wird eine einfache, transparente und einheitliche Nachweisführung der Energieeinsparung. Die Finanzierung des Programms soll wie bisher aus Eigenmitteln der KfW erfolgen. Das hierfür zur Verfügung stehende Darlehensvolumen wird um etwa 70 % auf 2 Mrd. €/a erhöht.
- b) Wettbewerbliche Ausschreibung für Energieeffizienz
Die wettbewerbliche Ausschreibung wird entsprechend der Beschreibung im Abschnitt 2.5.2.2(Sektorübergreifende Maßnahmen im mit-weitere-Maßnahmen-Szenario) auch in den Sektoren Industrie und GHD berücksichtigt.

Ordnungsrecht

- a) EU-Ökodesign- und Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinien
Quantifizierung der für die Sektoren Industrie & GHD relevanten Produktgruppen unter der Ökodesign-RL und dem EU-Energielabel (siehe Abschnitt 2.5.2.3).
- b) Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Umsetzung Art. 8 EED)
Betrachtet wird hier die aus Artikel 8 Absatz 4-7 der EU Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU; EED) resultierende Verpflichtung von „Nicht-KMU“, Energieaudits durchzuführen. Die Energieaudits in den betroffenen Unternehmen sollen durch qualifizierte und/oder akkreditierte Experten durchgeführt werden. Die Richtlinie verlangt, dass das erste Energieaudit bis spätestens 5. Dezember 2015 durchzuführen ist. Zur Umsetzung dieser Vorgaben ist das Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) mit Wirkung zum 22.04.2015 entsprechend geändert worden. Danach sind große Unternehmen (Nicht-KMU, d.h. Unternehmen, die nicht unter die KMU-Definition der Europäischen Kommission fallen (<250 Mitarbeiter bzw. Umsatz < 50 Mio. Euro oder Jahresbilanzsumme <43 Mio. Euro)) verpflichtet, bis zum 5. Dezember 2015 und danach mindestens alle vier Jahre ein Energieaudit nach DIN EN 16247-1 durchzuführen. Unternehmen, die über ein nach DIN EN ISO 50001 zertifiziertes Energiemanagementsystem oder ein EMAS-Umweltmanagementsystem verfügen, sind von der Pflicht zur Durchführung von Energieaudits freigestellt.

Quantifizierte informatorische Instrumente

- a) Initiative Energieeffizienznetzwerke
Zwischen 2009 und 2012 wurden im Rahmen des von der Nationalen Klimainitiative (NKI) des BMU geförderten „30 Pilot-Netzwerke“-Projektes“ 30 Lernende-Energieeffizienz-Netzwerke (Durchführung auf Basis des LEEN-Managementsystems) in Deutschland etabliert und bis einschließlich 2013 einem Monitoring und einer begleitenden Evaluation unterzogen (www.30pilot-netzwerke.de). Die begleitende Evaluation kam zu dem Ergebnis, dass sich durch die Netzwerk-Arbeit nach einem vorgegebenen Qualitätsstandard der Effizienzfortschritt pro Jahr mit durchschnittlich 2,2%/a gegenüber dem autonomen Fortschritt in den vertretenen Branchen mehr als verdoppelt hat.

Auf Grundlage dieser Erfahrungen ist es Ziel dieser MaBnahme, bis 2020 auf freiwilliger Basis rund 500 Netzwerke zu etablieren.⁵⁴ Dafur hat die Bundesregierung eine Initiative mit wichtigen Verbänden und Organisationen der Wirtschaft gestartet. Die Netzwerke sollen einheitliche Mindestanforderungen erfllen. Dazu gehoren die Durchfhrung eines Energieaudits auf Unternehmensebene sowie das Setzen eines Einsparziels auf Netzwerk-Ebene auf Basis individueller Unternehmensziele sowie das Heben der identifizierten Einsparpotenziale gemäB Netzwerkziel. Die Netzwerke werden dabei durch einen qualifizierten Energieberater untersttzt. Die umgesetzten MaBnahmen werden im Rahmen eines jhrlichen Monitorings erfasst. Die Energieeffizienznetzwerke werden in ihrer konkreten Ausgestaltung abhngig von verschiedenen Kriterien (Größenklassen der teilnehmenden Unternehmen, branchenspezifische oder branchenübergreifende Netzwerke) in engem Rahmen diversifiziert.

b) Weiterentwicklung der Energieberatung Mittelstand

Das bestehende Programm „Energieberatung Mittelstand“ wurde durch eine Änderung der Förderrichtlinie an die Vorgaben der EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) fr hochwertige Energieaudits angepasst. Darüber hinaus wurden die Zuschüsse fr die Energieberatung Mittelstand zum 1. Januar 2015 erhöht und können nun ein Konzept zur Abwärmenutzung und eine Umsetzungsbegleitung von mindestens einer vorgeschlagenen EffizienzmaBnahme enthalten.

Flankierende Instrumente

a) Offensive "Abwärmenutzung"

Im industriellen Sektor werden zwei Drittel des Endenergieeinsatzes fr Prozesswärme verbraucht. Ein erheblicher Anteil dieser eingesetzten Energie verlässt die Einsatzgebiete in Form von Abwärme. Diese Verluste lassen sich oft nicht vermeiden, sie können aber optimiert und ggf. wirtschaftlich genutzt werden und bieten damit erhebliche Energieeinsparpotenziale. Die „Offensive Abwärmenutzung“ sieht daher unterschiedliche Förderprogramme zur Vermeidung und Nutzung von Abwärme insbesondere fr gewerbliche Unternehmen vor. U.a. die Förderung von Abwärmenutzungskonzepten im Rahmen der Energieberatung Mittelstand sowie eine vereinfachte Zuschussförderung fr die Abwärmenutzung in bestehenden Anlagen im Rahmen einer Novellierung der Förderrichtlinie Querschnittstechnologien.

b) Beratung zu kommunalen Energieeffizienznetzwerken

Mit diesem Programm soll die Gewinnung von Teilnehmern an Energieeffizienznetzwerken von Kommunen, der Aufbau und Betrieb dieser Netzwerke untersttzt und begleitet sowie die Qualitätssicherung gewährleistet werden. Auf Erkenntnissen aus bereits durchgefhrten Energieberatungen oder vorliegenden Klimaschutzplänen, wie sie im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative gefördert werden, kann bei der Durchfhrung der Netzwerke aufgebaut werden. Die Richtlinie des Förderprogramms wurde im Dezember 2014 veröfentlicht.

c) Förderung von „Energieeffizienzmanagern“ zur Hebung von Potenzialen z. B. in Gewerbegebieten

Die oben genannten MaBnahmen zielen vorrangig auf einzelne Betriebe ab. Überbetriebliche Synergieeffekte bleiben dabei ungenutzt. Durch eine Förderung von Energieeffizienzmanagern sollen einzelbetriebliche sowie überbetriebliche Energieeffizienzpotenziale, beispielsweise in Gewerbegebieten, aufgedeckt und gemeinsam mit den beteiligten Betrieben gehoben werden. Energieeffizienzmanager sollen dazu die energieverbrauchsrelevanten Datengrundlagen der beteiligten Betriebe analysieren, zu nutzbaren Förderprogrammen beraten und wirtschaftliche Effizienzansätze aufzeigen sowie die konkrete Umsetzung von MaBnahmen untersttzen und begleiten.

⁵⁴ Nach einem Jahr waren bis Dezember 2015 allerdings erst 19 entsprechende neue Netzwerke gemeldet, vgl. <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/071/1807102.pdf>.

- d) Branchenspezifische Effizienzkampagnen
Eine weitere Einschrnkung der bisher fr die Sektoren Industrie und GHD vorgesehenen MaBnahmen ist, dass wie berwiegend branchenbergreifend wirken. Damit werden die auf branchenspezifischer Ebene bestehenden zusatzlichen Einsparpotenziale vernachlassigt. Um deren Ausschopfung starker anzureizen, sollen verstarkt branchenspezifische Effizienzkampagnen entwickelt und gefordert werden.
- e) Weiterentwicklung Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz
Die „Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz“ soll auch nach 2015 weitergefuhrt werden. Das dafur vorgesehene Mittelvolumen belauft sich auf rund 5 Mio. Euro. Mit der Weiterfuhung soll der bereits begonnenen Dialog zwischen Politik und den mittelstandischen Unternehmen weiter ausgebaut, Information und Beratung optimiert und der Erfahrungsaustausch langfristig gefordert. Im Mittelpunkt sollen dabei Informationsaustausche und Aktivitten zur Erhohung der Energieeffizienz und zur Minderung von Treibhausgasemissionen in mittelstandischen Unternehmen stehen.
- f) Energieberatung fr landwirtschaftliche Unternehmen
Das Forderprogramm soll Energieberatungen speziell fr landwirtschaftliche Betriebe bezuschussen. Es wird angestrebt uber einen Zeitraum von drei Jahren bis zu 4000 Betriebe zu erreichen.
- g) Energieeffizienz in der Abwasserbehandlung
Es sollen Energiechecks und Energieanalysen in kommunalen Abwasseranlagen durchgefuhrt werden. Fr eine Zeit von funf Jahren soll die Durchfuhung von Energiechecks und -analysen gefordert werden. Aufgrund der Ergebnisse des Forderprogramms wird nach drei Jahren gemeinsam mit den Bundeslandern gepruft, ob kommunale Abwasseranlagen kunftig verpflichtend Energiechecks und -Analysen durchfuhren mussen.
- h) Wiederaufnahme des Bundesprogramms zur Forderung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft und im Gartenbau
Das zeitweise ausgesetzte Forderprogramm soll wieder aufgesetzt und verstetigt werden. Es ist angestrebt fr eine Periode von drei Jahren je funf Millionen Euro pro Jahr fr das Forderprogramm zur Verfugung zu stellen.
- i) Verabschiedung Wertstoffgesetz und Novellierung Gewerbeabfallverordnung
2015 soll der Entwurf eines Wertstoffgesetzes vorgelegt und die Gewerbeabfallverordnung novelliert werden. Beide Rechtsetzungsvorhaben sollen zu einer Starkung des Recyclings fuhren. Mit dem Wertstoffgesetz sollen strenge Quotenvorgaben und ein konsequentes Konzept zu deren Uberwachung und Weiterentwicklung eingefuhrt werden, was in Kombination mit der zusatzlichen Erfassung von sog. „stoffgleichen Nichtverpackungen“ zusammen mit Leichtverpackungen aus Haushalten zu deutlichen Steigerungen der Recyclingmengen an Kunststoffen und Metallen fuhren wird. Ahnliche Effekt wird die geplante Novellierung der Gewerbeabfallbereich durch Vorgaben fr die Sortierung und Verwertung von gemischten Gewerbeabfallen erreichen. Mehrere Studien zeigen, dass damit um die 1,85 Mio. t CO₂-Äq mehr eingespart werden konnen, als bei der heutigen Praxis. Unterstutzt wird diese Reduktion durch MaBnahmen zur Abfallvermeidung und Ressourcenschutz (Steigerung der Wiederverwendung und Verlängerung von Lebens- und Nutzungsdauer insbesondere von Elektrogeräten, Möbeln u.ä.), wie im nationalen Abfallvermeidungsprogramm und in ProgRes beschrieben. Durch die Steigerung des Kunststoffrecyclings, werden auBerdem die Treibhausgasemissionen aus Mllverbrennungsanlagen reduziert.

2.6.7 Industrieprzeesse und Produktverwendung (CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen)

2.6.7.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Einbeziehung ausgewählter N₂O-Punktquellen in den EU ETS: Anfang 2013 wurden eine Reihe von N₂O-Punktquellen in das europäische Emissionshandelssystem einbezogen (Adipin- und Salpetersäureproduktion, Herstellung von Glyoxal und Glyoxylsäure). Dies hat im Jahr 2013 zu entsprechenden (zusätzlichen) Emissionsminderungsmaßnahmen geführt, für die Zukunft wurde der im Jahr 2013 erreichte Emissionsfaktor fortgeschrieben.

2.6.7.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Keine zusätzlichen Maßnahmen, die direkt auf die CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprzeessen abzielen. Indirekt auf diesen Bereich wirkt aber insbesondere die Novelle der Düngemittelverordnung der Landwirtschaft.

2.6.8 Industrieprzeesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase)

2.6.8.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Dem MMS liegt in erster Linie die am 9. Juni 2014 in Kraft getretene Verordnung (EU) Nr. 517/2014 über fluorierte Treibhausgase zugrunde, welche die bisherige Verordnung (EG) Nr. 842/2006 über bestimmte fluorierte Treibhausgase zum 1. Januar 2015 aufgehoben hat. Emissionsmindernde Effekte der Novelle sind allerdings vor allem nach 2020 zu erwarten. Konkret sind im MMS unter anderem folgende Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen fluoriertes Treibhausgase berücksichtigt:

- a) Wartungspflicht/Dichtheitsprüfungen für Kälte- und Klimaanlage, Wärmepumpen und Brandschutzsysteme entsprechend den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 517/2014;
- b) Zeitlich gestaffelte Inverkehrbringensverbote für Erzeugnisse/Einrichtungen, die fluorierte Treibhausgase enthalten, laut Verordnung (EU) Nr. 517/2014: neuartige und technische Aerosole, Schuhe, Schallschutzscheiben, Brandschutzeinrichtungen (FKW, HFKW-23), Kühl- und Gefriergeräte, bestimmte ortsfeste Kälteanlagen, Raumklimageräte, Schäume;
- c) Verbot der Verwendung von fluorierten Treibhausgasen mit einem Treibhauspotential von 2.500 oder mehr zur Wartung/Instandhaltung bestimmter Kälteanlagen ab 1. Januar 2020 laut Verordnung (EU) Nr. 517/2014;
- d) Verbote der Verwendung von SF₆ zur Füllung von Fahrzeugreifen und beim Magnesiumdruckguss und dem Recycling von Magnesiumdruckguss-Legierungen (bei jährlichem Einsatz unter 850 kg ab 2018) gemäß Verordnung (EU) Nr. 517/2014;
- e) Schrittweise Beschränkung der innerhalb der EU auf den Markt gebrachten Menge an HFKW bis 2030 auf 21% des durchschnittlichen Niveaus von 2009-2012 laut Verordnung (EU) Nr. 517/2014.

Über die Verordnung (EU) Nr. 517/2014 hinaus werden folgende Maßnahmen berücksichtigt:

- f) Einhaltung der Grenzwerte für spezifische Kältemittelverluste aus ortsfesten Anwendungen gemäß Chemikalien-Klimaschutzverordnung;
- g) Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen an Kälte- und Klimaanlage im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (Kälte-Richtlinie);
- h) Einhaltung der Richtlinie 2006/40/EG (MAC-Richtlinie), d.h. Verwendung von Kältemitteln mit einem GWP ≤ 150 bei Pkw und kleinen Nutzfahrzeugen ab 2011 für neue Fahrzeugtypen, ab 2017 für alle neuen Fahrzeuge dieser Klassen sowie Berücksichtigung der Dichtheitsanforderungen an neue Klimateplantypen mit fluorierten Kältemitteln (GWP > 150);
- i) Einbezug der F-Gas-Emissionen der Primäraluminiumindustrie in den europäischen Emissionshandel;
- j) Selbstverpflichtung deutscher Schaltanlagenhersteller, -nutzer und SF₆-Produzenten zu SF₆-Emissionsbegrenzungsmaßnahmen bei elektrischen Betriebsmitteln.

2.6.8.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wurde von der Bundesregierung zusätzlich zur Umsetzung der EU-F-Gas-Verordnung (Nr. 517/2014), welche bereits im MMS berücksichtigt ist, folgende Maßnahmen zur weiteren Reduktion von Emissionen fluorierter Treibhausgase beschlossen:

- a) Diversifizierte vorbereitende und flankierende Maßnahmen zur wirkungsvollen und vorfristigen Umsetzung der F-Gas-Verordnung 517/2014. Als Begleitmaßnahmen zur F-Gas-Verordnung werden folgende Elemente berücksichtigt:

Tabelle 2-21 Begleitmaßnahmen zur EU-F-Gas Verordnung 517/2014

	Maßnahme	Beschreibung
1.	Kompetenz- und Beratungsstelle für natürliche Kältemittel	Einrichtung einer fachlichen Anlaufstelle für natürliche Kältemittel; Koordination von Öffentlichkeitsarbeit Portal mit Referenzanlagen
2.	Unterstützung von Handwerk/KMU beim Einstieg in natürliche Kältemittel	Fortbildungsseminare (Teilfinanzierung) für Klima- und Kältetechniker
3.	Leuchtturmprojekte öffentliche Beschaffung	Stärkere Berücksichtigung von klimafreundlichen Alternativtechnologien bei der öffentlichen Beschaffung Anpassung des Bewertungssystems „nachhaltiges Bauen für Bundesgebäude (BNB)“
4.	Handlungsleitfaden zum Einsatz von Kohlenwasserstoffen in Wärmepumpen	Integration bislang nicht für alternative Kältemittel zertifizierter Komponenten Liste mit Positivbeispielen für Produzenten Juristische Klärung von Produkthaftungsfragen beim Einsatz von brennbaren Alternativen
5.	Berücksichtigung neuer technischer Optionen in DIN/CEN-Normen	Unterstützung technischer Neuentwicklungen durch Standards verstärkte Mitwirkung unabhängiger Experten bei der Weiterentwicklung von Normen
6.	Förderung des verstärkten Einsatzes von nichthalogenierten Kältemitteln in der Fahrzeugklimatisierung (Busse, LKW, Bahnfahrzeuge), Förderung von Busklimaanlagen mit CO ₂ als alternativem Kältemittel	Unterstützung des Einsatzes natürlicher Kältemittel in Fahrzeug-Klimaanlagen, die nicht von der MAC-Richtlinie 2006/40/EG betroffen sind (Busse, LKW, Bahnfahrzeuge im Nah- und Fernverkehr). Vorrangige Förderung von Hybrid- und Elektrobusen mit CO ₂ -Klimaanlagen
7.	Förderung des verstärkten Einsatzes von nichthalogenierten Kältemitteln in der Transportkälte und in stationären Kälte- und Klimaanlagen	Unterstützung der Entwicklungen in der Transportkälte und in stationären Kälte- und Klimaanlagen, einschließlich Förderung der Erreichung der Marktreife.

- b) Verstetigung des Förderprogramms für Kälte- und Klimaanlagen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative in Unternehmen sowie regelmäßige Anpassung, Prüfung einer Aufstockung, der Einführung einer Beratungskomponente sowie einer Ausweitung auf mobile Anwendungen.

2.6.9 Landwirtschaft

2.6.9.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Die Rahmenbedingungen für die Landwirtschaft ergeben sich aus dem Ordnungsrecht und aus der Förderpolitik der Gemeinsamen Agrarpolitik der EU (GAP). Hinzu kommen aber auch Entscheidungen aus der Ressourcen- und Energiepolitik, die beeinflussen in welchem Maße die Stoff- und Energienutzung von Anbauprodukten und Reststoffen aus der Landwirtschaft stattfindet – mit konkreten Auswirkungen auf die Flächennutzung und auf die Emissionen in diesem Sektor.

Mit der im Dezember 2013 beschlossenen GAP-Reform, die für den Finanzierungszeitraum 2014-2020 gilt, wurde das sogenannte Greening der Direktzahlungen eingeführt. Das Greening ist obligatorisch und bindet den Erhalt von 30 % Prozent der Direktzahlungen an die Landwirte an drei Anforderungen:

1. Erhalt des bestehenden Dauergrünlands,
2. Anbaudiversifizierung und
3. Ausweisung einer Flächennutzung im Umweltinteresse („ökologischen Vorrangflächen“) auf zunächst 5% der Ackerfläche (dazu zählen Landschaftselemente, Pufferstreifen, aber auch der Anbau von Leguminosen und Zwischenfrüchten etc.).

Das Greening wird nach der nationalen Umsetzung der GAP-Reform ab 1. Januar 2015 angewendet.

Der Erhalt von Dauergrünland ist die Greening-Anforderung mit der direktesten Auswirkung auf den Treibhausgasausstoß der Landwirtschaft (LULUCF). Die beiden anderen Greening-Anforderungen können zu geringen Emissionsreduktionen in der Landwirtschaft führen (z.B. Erhaltung des Bodenkohlenstoffs durch Zwischenfruchtanbau). Die Einrichtung „ökologischer Vorrangflächen“ zielt vorrangig auf den Erhalt der Biodiversität ab.

In der zweiten Säule der Agrarpolitik werden die bisherigen Agrarumweltmaßnahmen als „Agrarumweltklimamaßnahmen“ fortgeführt, und der ökologische Landbau wird weiterhin über eine eigene Maßnahme gefördert. Die neuen ELER-Programme zur Förderung der ländlichen Entwicklung wurden im Laufe des Jahres 2014 erst nach und nach durch die EU-Kommission notifiziert. Ende September 2014 lagen erst für das Bundesprogramm zur nationalen Vernetzung, die Nationale Rahmenregelung und für zwei von 13 Länderprogrammen Rückmeldungen der Kommission vor, mit z. T. mehr als 200 Fragen und Änderungswünschen. Derzeit wird daran gearbeitet, dass die Programme ab dem Jahr 2015 umgesetzt werden können. Mögliche Wirkungen der neuen ELER-Maßnahmen sind angesichts der zeitlichen Verzögerungen bei der Notifizierung in den hier vorgelegten Projektionen noch nicht berücksichtigt.

Mit der GAP-Reform wird auch weiterhin an der schon früher beschlossenen Marktorientierung, z.B. für den Zucker- und den Milchmarkt, festgehalten (EC 2009). In Deutschland wird von den erweiterten Möglichkeiten für gekoppelte Prämienzahlungen z. B. für Mutterkuh- und Schafhaltung kein Gebrauch gemacht. Die Direktzahlungen der ersten Säule bleiben von der Produktion entkoppelt. Diese Rahmenbedingungen sind bereits in den Projektionen des TI berücksichtigt.

Berücksichtigt ist ferner die Förderung von Bioenergie: Bei den Biokraftstoffen ist die Umstellung auf die Treibhausgasminderungsquote ab 2015 in den Berechnungen erfasst. Die zweite wichtige Bioenergieoption, die auf landwirtschaftliche Ausgangsprodukte zurückgreift, ist die Biogasgewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen und aus der Güllevergärung. Hier berücksichtigen die TI-Projektionen das Förderniveau auf Basis des EEG von 2012. Generell wird ein Rückgang des Anlagenzubaus angenommen, da durch erhöhte Agrarpreise die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung abnimmt. Das entspricht auch den erwarteten Auswirkungen der neuen EEG Novelle 2014, nach der die Einsatzstoffvergütungsklassen für Anbaubiomasse gestrichen werden, wodurch der Zubau der Biogasanlagen voraussichtlich zurückgeht. Eine direkte Emissionsminderung im Landwirtschaftssektor durch Biogasanlagen ist vor allem über die Güllevergärung zu erzielen, hier werden nach dem neuen EEG 2014 verstärkt Güllekleinanlagen gefördert, während die Einsatzstoffvergütungsklassen von Gülle gestrichen wurden. Diese Auswirkungen wurden in den aktuellen Projektionen bereits berücksich-

tigt. Die Nutzung von Holz aus Kurzumtriebsplantagen ist angesichts der geringen Relevanz seitens der Landwirtschaft nicht betrachtet worden.

Die jüngsten Projektionen des TI –ohne die Berücksichtigung der derzeitigen Novellierung der Düngeverordnung– zeigen auf, dass die Stickstoff-Überschüsse auch zukünftig nicht reduziert werden und bei durchschnittlich 70 kg N pro Hektar und Jahr liegen. Da die Novellierung der Düngeverordnung noch nicht abgeschlossen ist, findet diese Maßnahme keinen Niederschlag im MMS.

2.6.9.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Im Aktionsprogramm Klimaschutz wurden weitere Maßnahmen zur Reduktion der Emissionen im Landwirtschaftsbereich beschlossen. Neben einer Verschärfung des Düngerechts, wurden durch die Umsetzung und Ausgestaltung der Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen der europäischen Agrarpolitik zusätzliche Anreize geschaffen. Die Umsetzung der Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen erfolgt aus dem Europäischen Landwirtschaftsfond für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) durch Programme der Bundesländer mit nationaler Kofinanzierung. Neben strukturellen Änderungen in der Flächennutzung und Reduktionen der Tierbestände besteht weiteres Reduktionspotenzial vor allem bei der Einsparung von Stickstoffdüngern. Letzteres kann insbesondere über eine Reduktion der Ausbringungsmenge der Düngemittel und eine Erhöhung der Düngereffizienz sowie über die Ausweitung des Ökolandbaus erreicht werden.

Ordnungsrecht

a) Novelle der Düngeverordnung

Mit der Düngeverordnung existiert bereits ein Instrument, welches den Stickstoffeintrag in landwirtschaftliche Böden regelt. Ausbringungstechnik, Aufbringungszeitraum, Einschränkung der Herbsdüngung und Obergrenzen für Stickstoffüberschüsse werden durch die Düngeverordnung geregelt. Trotz der existierenden Düngeverordnung werden weiterhin hohe Stickstoffüberschüsse in den landwirtschaftlichen Böden gemessen und führen zu hohen Lachgasemissionen aus den Böden und starken Nitratbelastungen der Gewässer. Im Rahmen der Novellierung der Düngeverordnung sind neue und erhöhte Anforderungen bei der Anwendung von Düngemitteln vorgehen. Diese lassen einen effizienteren und ressourcenschonenderen Einsatz von Stickstoff und somit einen Rückgang des Stickstoffüberschusses erwarten. Hierdurch können positive Effekte im Bereich Gewässerschutz, Klimaschutz, Luftqualität und Biodiversität erzielt werden. Diese erwarteten positiven Effekte werden sich auch in einer zukünftigen Projektion für den Sektor Landwirtschaft niederschlagen. Für die Berechnungen werden daher die Annahmen aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz übernommen, wonach Einsparungen von 20 kg Stickstoff pro Hektar möglich sind. Dadurch können Emissionsreduktionen in Höhe von 3,3 Mio t CO₂ Äqu. bis zum Jahr 2020 erzielt werden (s. Aktionsprogramm Klimaschutz 2014). Zusätzliche Emissionsreduktionen entstehen in anderen Sektoren durch eine Verringerung der Produktion von Stickstoffdüngern und weniger Transport. Bis zu 2,5 Mio t CO₂ Äqu. können zusätzlich in anderen Sektoren eingespart werden.

Finanzielle Anreize

a) Erhöhung des Flächenanteils des ökologischen Landbaus

Ziel der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung von 2002 ist ein Flächenanteil von 20% Ökolandbau an der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche bis zum Jahr 2010 (Bundesregierung 2002). Im Jahr 2013 betrug der Anteil der ökologisch bewirtschafteten Fläche an der landwirtschaftlichen Gesamtfläche nur 6,4%, d.h. die bestehenden Förderungen führten nicht zur Zielerreichung der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie aus dem Jahr 2002. Der Fortschrittsbericht zur Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie 2012 führt kein Zieljahr für die 20 % Ökolandbau an, erwähnt aber, dass die Bundesregierung beabsichtigt die Rahmenbedingungen für den Umstieg auf Ökolandbau so zu gestalten, dass in den nächsten Jahren ein Flächenanteil von 20 % Ökolandbau erreicht werden kann

(Bundesregierung 2012). Nach dem neuen nationalen Rahmenplan der Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“ (GAK) wird die Förderung des ökologischen Landbaus in der neuen Periode 2014–2017 deutlich angehoben. Durchschnittlich beträgt der Anstieg der Förderung ca. 20 %. Die einzelnen Bundesländer können die EU-Fördersätze weiter anheben, in Niedersachsen beispielsweise beträgt der Fördersatz für Ökolandbau in den ersten beiden Jahren 900 Euro je Hektar Gemüse⁵⁵. Durch eine Schwerpunktsetzung bei der Ausgestaltung der Förderung des Ökolandbaus auf Länderebene sollen nach dem Aktionsprogramm Klimaschutz bis zum Jahr 2020 zusätzlich 2 % der Fläche auf Ökolandbau umgestellt werden. Wesentliches Reduktionspotenzial im Ökolandbau besteht durch die Einsparung von Mineraldünger, der im Ökolandbau nicht eingesetzt werden darf. Die Bodenfruchtbarkeit muss durch die Aufbringung von Wirtschaftsdüngern, Ernteresten, Anbau von Leguminosen, Zwischenfrüchten und geringerer Bodenbearbeitung aufrechterhalten werden. Die eingesparten Emissionen durch den Verzicht auf Mineraldünger auf zusätzlichen 2 % Ökolandbaufläche beträgt nach den Berechnungen des Aktionsprogramms Klimaschutz 0,3 Mio t CO₂ Äqu. im Landwirtschaftssektor und 0,25 Mio t CO₂-Äqu. im Industriesektor durch reduzierte Düngemittelproduktion.

- b) Wiederaufnahme des Bundesprogramms zur Förderung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft und im Gartenbau
 Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz adressiert auch die großen Potenziale zur Energieeinsparung vor allem im Gartenbau. Durch die Förderung von Niedrigenergie-Gewächshäusern etc. mit jährlich 5 Millionen Euro, sollen auch in diesem Bereich Anreize für eine bessere Energieeffizienz geschaffen werden.

Flankierende Maßnahmen

- a) Energieberatung für landwirtschaftliche Unternehmen
 Der Energieeinsatz in der Landwirtschaft für Stallheizungen, Melkmaschinen, Dieseleinsatz in den Landmaschinen etc. führt zu CO₂ Emissionen die im Energiesektor berichtet werden. Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie adressiert auch die Energieeffizienz in landwirtschaftlichen Betrieben. Dafür wird von 2016 bis 2018 ein bundesweites Förderprogramm zur Energieberatung von landwirtschaftlichen Betrieben aufgelegt. Durch die Bereitstellung von 6 Millionen Euro jährlich soll die Beratung von bis zu 4000 Betrieben gewährleistet werden.⁵⁶

2.6.10 Abfallwirtschaft / Abwasserbehandlung

2.6.10.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Die entscheidenden regulatorischen Rahmenbedingungen für den Abfallsektor waren seit 1993 das Wirken der TA Siedlungsabfall (TASi), die Regelungen des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (KrW-/AbfG) ab 1996 sowie ab 2001 der Abfallablagereungsverordnung. Am 30.03.2011 hat die Bundesregierung die Novelle des Kreislaufwirtschaftsgesetzes beschlossen. Das Gesetz ist am 1. Juni 2012 in Kraft getreten. Hierbei wird dem Recycling eine höhere Bedeutung als der energetischen Verwertung beigegeben; bis 2020 sollen 65% aller Siedlungsabfälle recycelt werden. Ab 01.01.2015 sind Bioabfälle getrennt zu erfassen und zu verwerten.

Die relevanten rechtlichen Regelungen entstammen insbesondere der Abfallablagereungsverordnung (AbfAbfV), die ab Juni 2005 die Ablagerung unbehandelte Abfälle (und damit der für die Ausgasung von Methan verantwortlichen organischen Stoffe) weitgehend unterbinden und die anderweitige Entsorgung im Wege der Verbrennung oder biologisch-mechanischen Abfallbehandlung ermöglichen. Die Regelungen der Abfallablage-

⁵⁵ <http://www.lwk-niedersachsen.de/index.cfm/portal/6/nav/343/article/24615.html>

⁵⁶ <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energieeffizienz/nape.did=672240.html>

rungsverordnung sind 2009 in die Deponieverordnung eingeflossen, die auch die diesbezfiglichen Regelungen der TASI ersetzt.

Ffr die Berechnung der Methan-Treibhausgasemissionen aus der kommunalen Abwasserbehandlung bildet die Behandlung die steuernde GröÙe (die Behandlung von Abwasser in kommunalen Klrananlagen sowie Kleinklrananlagen erfolgt unter aeroben Bedingungen, weswegen keine Methanemissionen auftreten). Ffr das MMS wird die Bevclkerungsentwicklung bercksichtigt werden.

2.6.10.2 Mit-Weiteren-MaÙnahmen-Szenario

Seit 2013 wird die direkte Deponiebelftung zur Reduktion des Methanbildungspotenzials im Rahmen der NKI-Kommunalrichtlinie gefrdert. Durch Weiterfhrung und Intensivierung dieser MaÙnahme, wie im Aktionsprogramm Klimaschutz beschrieben, insbesondere durch ein ergnzendes Projekt zur Information und Motivation der betroffenen Akteure, sollen in dem Programm in den Jahren 2015 bis 2018 insgesamt etwa 120, insbesondere größere Deponien belftet werden. Die Belftungsdauer je MaÙnahme betrgt zwischen 1 und 5 Jahren. Planmäßig sollen die letzten BelftungsmuÙnahmen 2018 beginnen. Deshalb wird angenommen, dass die MaÙnahmen 2023 abgeschlossen sein werden. Die erreichten Reduktionen werden dann im Deponiegasmodell auf den Betrachtungszeitraum gleichmäßig verteilt.

3 Quantifizierung der Wirkungen der Maßnahmen und Instrumente zum Klimaschutz

3.1 Sektorale Projektionen

3.1.1 Erneuerbare und fossile Stromerzeugung

3.1.1.1 Methodik

Die Modellierung der zu erwartenden Entwicklung für den Kraftwerkspark wird mit Hilfe des Modells ELIAS (Electricity Investment Analysis) sowie dem Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex des Öko-Instituts vorgenommen. Ausgangsjahr der Modellierung ist das Jahr 2012.

ELIAS

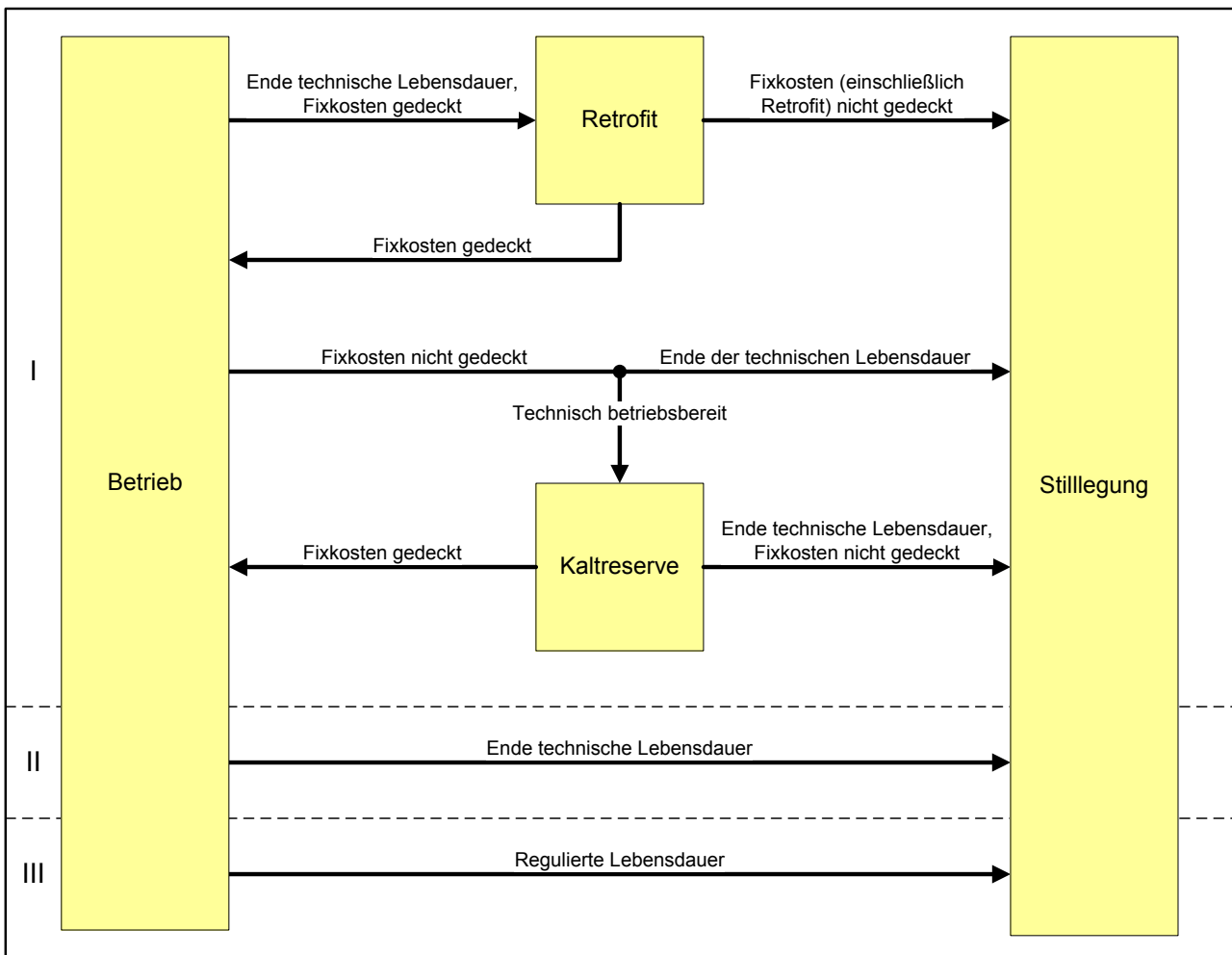
Das Kraftwerksinvestitionsmodell ELIAS (Electricity Investment Analysis⁵⁷) ist ein Bottom-up-Simulationsmodell zur Abbildung von Investitionen und Stilllegungen im Kraftwerkspark. Auf Grundlage der Bestandsstruktur, der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken und den daraus resultierenden Stilllegungen sowie der Entwicklung der Stromnachfrage wird der Investitionsbedarf an neuen Kraftwerken bestimmt.

Das Entscheidungskalkül für den Kraftwerkszubau basiert auf perfekter Voraussicht eines idealtypischen Investors, der über Informationen über alle Kosten und Erlöse über den Planungshorizont verfügt. Die Investition ist kostengetrieben, d.h. je geringer die Vollkosten der Stromerzeugung, desto größer ist der Anteil der jeweiligen Technologie am gesamten Zubau. Eine Bandbreite an Technologien wird zugebaut als Funktion des Abstandes der jeweiligen Vollkosten von den Vollkosten der kostengünstigsten Technologie. Bei der Investitionsrechnung werden neben Investitions- und Betriebskosten des Kraftwerks zusätzlich Kosten und Erlöse betrachtet, die sich aus dem energie- und klimapolitischen Instrumentarium (wie beispielsweise dem Emissionshandel) ergeben. Dabei sind eine Vielzahl von Politikmaßnahmen und Ausgestaltungsoptionen einstellbar. Bei ELIAS handelt es sich um ein Vintage-Capital-Modell. Es wird die Altersstruktur des Kraftwerksparks mit unterschiedlichen Technologie-Jahrgängen (Vintages) dargestellt. Durch die Abbildung des Ausscheidens alter Technologie-Jahrgänge aus dem System und deren Ersatz durch neue Technologien (Stock-Exchange-Ansatz) kann die zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks verfolgt werden.

Die Stilllegung kann dabei sowohl auf Basis der technischen Lebensdauer, einer definierten Vorgabe (z.B. Atomausstieg) und einem ökonomischen Kalkül (Deckung der jährlichen Fixkosten durch Strommarkterlöse) bestimmt werden. Darüber hinaus können Retrofitmaßnahmen an Stelle von Neubauten modelliert werden (siehe Abbildung 3-1 für eine Übersicht der Stilllegungskalküle in ELIAS). ELIAS verwendet die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells PowerFlex sowohl beim Stilllegungskalkül als auch beim Investitionskalkül nach ökonomischen Kriterien. Gleichmaßen dient die in ELIAS ermittelte Entwicklung des Kraftwerksparks als Input für PowerFlex.

⁵⁷ Eine ausführliche Dokumentation ist in der dazugehörigen Dissertationsschrift enthalten: Harthan (2015).

Abbildung 3-1: Stilllegungskalküle in ELIAS



Quelle: ELIAS

PowerFlex

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex⁵⁸ ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage zu decken.

Die einzelnen Kraftwerke werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden block-scharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden über Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet. Das Stromangebot aus fluktuierenden Erzeugern (Wasser, Wind, Fotovoltaik) wird in stündlicher Auflösung vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge wird modellendogen bestimmt, sodass das zur Verfügung stehende fluktuierende Stromangebot auch als Überschuss identifiziert werden kann.

⁵⁸ Eine Modellbeschreibung ist z.B. in Koch (2010) enthalten.

Das Erzeugungsprofil fr Strom aus Kraft-Wrme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Fernwrmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung fr industrielle KWK-Anlagen zusammen.⁵⁹

Die Stromnachfrage wird exogen vorgegeben, dazu gehrt auch die Stromnachfrage aus dem Ausland, die zu Stromexporten fhrt.

Auf Basis einer vollstndigen Voraussicht wird dann im Rahmen einer linearen oder gemischt-ganzzahligen Optimierung der kostenminimale Einsatz von thermischen Kraftwerken, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerken und flexiblen Stromverbrauchern unter Bercksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen bestimmt.

Iteration zwischen ELIAS und PowerFlex

Investitionsentscheidungen in neue Kraftwerke werden aus der Perspektive eines idealtypischen Investors auf Basis der Vollkosten der Stromerzeugung als wichtigste Entscheidungsvariable getroffen (ELIAS).⁶⁰ Der Kraftwerkseinsatz wird durch Minimierung der Summe der kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke bestimmt (PowerFlex). Der Investitionsbedarf in neue Kraftwerke wird durch die Stilllegung von Kraftwerken sowie die Entwicklung der Stromnachfrage bestimmt. Die Struktur des Kraftwerksparks wird an das Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex berggeben, das den Einsatz der Kraftwerke einschlieglich der entsprechenden Benutzungsstunden und Stromerlse bestimmt. Diese Ergebnisse des Strommarktes werden an ELIAS zurckgespeist als ein wesentlicher Input fr die Stilllegungs- und Investitionsentscheidung. Iterationen zwischen ELIAS und PowerFlex werden schrittweise durchgefuhrt, d.h. fr jedes Szenarienjhr werden Kraftwerksstilllegung und -investition mit den daraus folgenden Ergebnissen des Strommarkts (Benutzungsstunden, Stromerlse) iteriert, bis die Ergebnisse in Bezug auf Stilllegung und Investition und somit der Kraftwerkspark stabil sind (Abbildung 3-2).

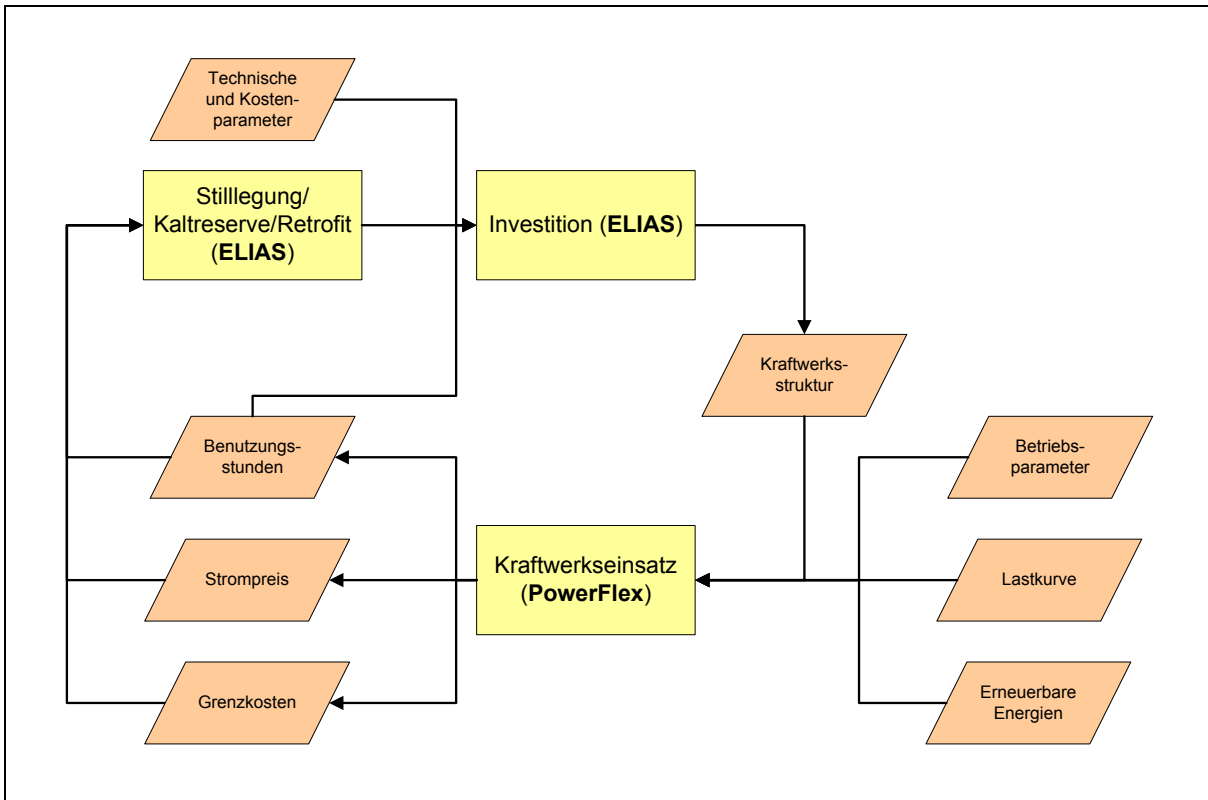
Hierbei gibt es zwei Wechselwirkungen zwischen Kraftwerksstilllegung, -investition und -betrieb:

- **Stilllegung/Investitionsbedarf:** Die Marktergebnisse (Benutzungsstunden, Stromerlse) bestimmen, ob ein bestehendes Kraftwerk wirtschaftlich betrieben werden kann. Kraftwerke knnen entsprechend in Kaltreserve gehen, stillgelegt werden oder ihre Lebensdauer kann durch Ertchtigungsmaunahmen (Retrofit) verlngert werden (Abbildung 3-1). Als Ergebnis dieser Effekte ergibt sich der Investitionsbedarf in neue Kraftwerke. Die gesamte neue zugebaute Kraftwerksleistung beeinflusst wiederum den Kraftwerksbetrieb. Damit gibt es eine Wechselwirkung zwischen Kraftwerksbetrieb und der Hhe der zugebauten Kraftwerksleistung.
- **Investitionsentscheidung:** Die Kraftwerkstechnologien, die zugebaut werden, hngen von den Vollkosten der Stromerzeugung ab. Eine wesentliche Einflussgrse fr diese Vollkosten ist die Anzahl der Benutzungsstunden, auf Grundlage derer die Investition berechnet wird. Die zugebauten Kraftwerksarten beeinflussen wiederum die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und damit den Kraftwerkseinsatz. Damit gibt es eine Wechselwirkung zwischen den zugebauten Kraftwerkstechnologien und dem Kraftwerkseinsatz.

⁵⁹ Zur modelltechnischen Implementierung der gekoppelten und ungekoppelten Fernwrmeerzeugung siehe auch Kapitel 3.1.2.1.

⁶⁰ In beiden Modellen werden Standorte von Kraftwerken oder erneuerbaren Energien in der hier eingesetzten Modellvariante nicht spezifiziert.

Abbildung 3-2: Iteration zwischen Kraftwerksstilllegung und -investition (ELIAS) und Kraftwerkseinsatz (PowerFlex)



Quelle: Eigene Abbildung

3.1.1.2 Annahmen und Parameter

Die technische Lebensdauer legt die zunachst vorgesehene Betriebsdauer der Kraftwerke fest. Im Fall von fossilen Kondensationskraftwerken (Erdgas, Steinkohle, Braunkohle), bei denen eine iberwiegend strommarktorientierte Betriebsweise angenommen wird, wird das ökonomische Stilllegungskalkl angewendet (s.o.), das bei unwirtschaftlichem Betrieb eine zeitweise Stilllegung (Kaltreserve) vorsieht (vor dem Ende der technischen Lebensdauer), bzw. Retrofit bei wirtschaftlichem Betrieb erlaubt, sodass Kraftwerke iber die technische Lebensdauer hinaus betrieben werden können. KWK-Anlagen werden nach technischer Lebensdauer stillgelegt⁶¹. Tabelle 3-1 zeigt die angesetzten technischen Lebensdauern.

Ausgangspunkt für die Entwicklung des Kraftwerksparks ist der Kraftwerkspark im Basisjahr 2012. Als Datengrundlage hierfür dienten verschiedene Kraftwerklisten (Übertragungsnetzbetreiber 2014, 2013; Umweltbundesamt 2014c; Bundesnetzagentur 2014; DIW 2014; Platts 2013) sowie die öffentlichen Statistiken zur Elektrizitterzeugung (Statistisches Bundesamt 2013b, 2013c) zum Abgleich der gesamten Leistungen pro Brennstoff.

Die Eingangsparameter für das PowerFlex-Modell wurden im Basisjahr derart kalibriert, dass sowohl die Stromerzeugung nach Brennstoffen mit der amtlichen Statistik als auch der Brennstoffeinsatz mit dem deutschen Treibhausgas-Inventar übereinstimmen. Hierzu wurden unter anderem die Wirkungsgrade der Bestandskraftwerke entsprechend angepasst (Abbildung 3-3, Tabelle 3-2 und Tabelle 3-3). Die verwendeten Wirkungs-

⁶¹ Da KWK-Anlagen neben einem teilweisen strommarktorientierten Betrieb insbesondere Wärme für Wärmesenken bereitstellen, wird davon ausgegangen, dass eine vorzeitige zeitweise Stilllegung (Kaltreserve) hier nicht relevant ist. Aus diesem Grund wird für KWK-Anlagen nicht das dynamische Kalkül angewendet, sondern sie werden nach technischer Lebensdauer stillgelegt.

grade bilden also einen durchschnittlichen Anlagenbetrieb über ein Jahr ab und berücksichtigen somit zusätzlichen Brennstoffverbrauch im Teillastbetrieb und für An- und Abfahrten. In der Literatur wird oft ein Wirkungsgrad unter optimalen Bedingungen angegeben (z.B. der Abnahmewirkungsgrad). In der Jahresperspektive entspricht der Wirkungsgrad somit dem Nutzungsgrad.

Tabelle 3-1: Technische Lebensdauern der Bestandskraftwerke^{62,63}

Kraftwerkstyp	Lebensdauer der Kraftwerke in Jahren
Steinkohle	55
Steinkohle (KWK)	45
Braunkohle	55
Braunkohle (KWK)	55
Erdgas	30 (Gasturbinen), 35 (andere)
Erdgas (KWK)	15 (BHKW), 30 (Gasturbinen), 40 (andere)
Kernenergie	nach AtG 2011
Öl	15 (BHKW), 30 (Gasturbinen), 35 (andere)
Erneuerbare	20

Quelle: Annahmen Öko-Institut

Tabelle 3-2: Elektrische Wirkungsgrade von Bestandskraftwerken (Kondensation) nach Inbetriebnahmejahr

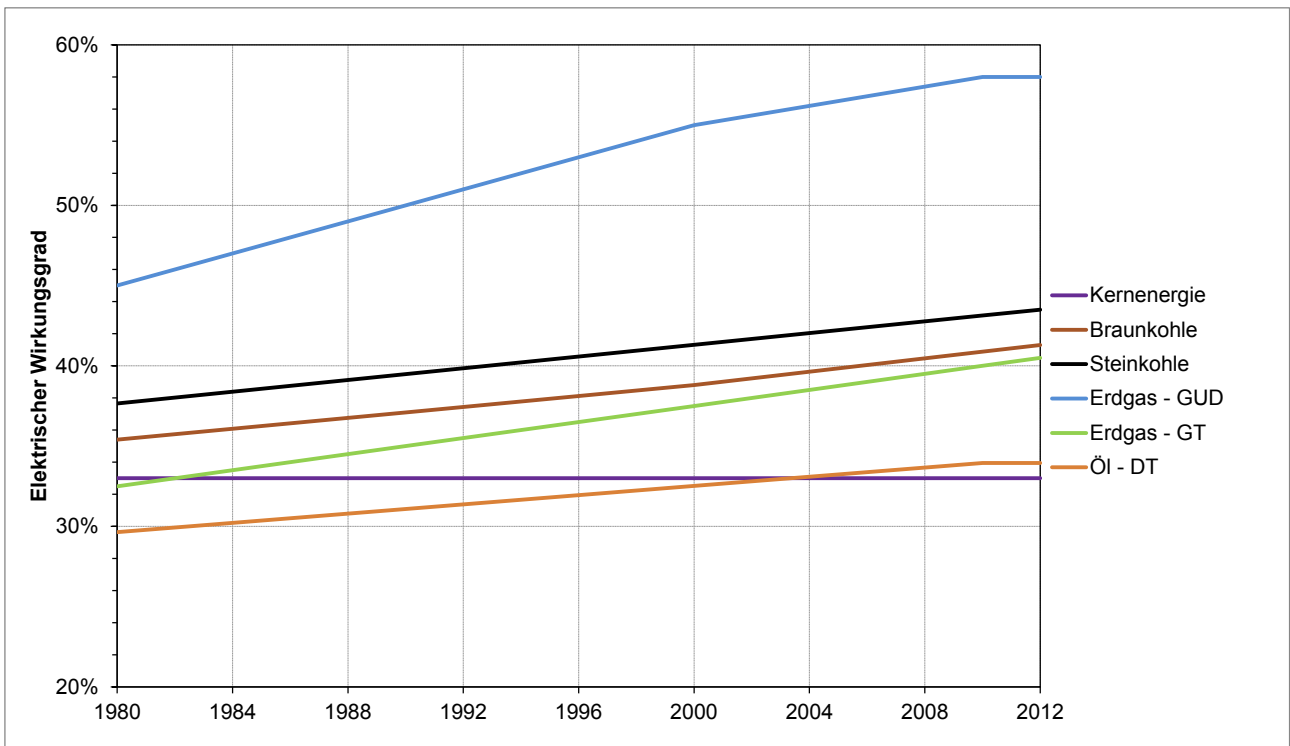
Technologie	1980	1990	2000	2010	2012
Kernenergie	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%
Braunkohle	35,4%	37,1%	38,8%	40,9%	41,3%
Steinkohle	37,7%	39,5%	41,3%	43,1%	43,5%
Erdgas, Öl – GuD	45,0%	50,0%	55,0%	58,0%	58,0%
Erdgas, Öl – Gasturbinen	32,5%	35,0%	37,5%	40,0%	40,5%
Öl - Dampfturbinen	29,6%	31,1%	32,5%	34,0%	34,0%

Quelle: Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

⁶² KWK-Anlagen, Öl-Kraftwerke und Erneuerbare werden nach der der technischen Lebensdauer stillgelegt. Fossile Kondensationskraftwerke können bei unwirtschaftlichem Betrieb vor Ende der technischen Lebensdauer in Kaltreserve gehen bzw. bei wirtschaftlichem Betrieb auch über die technische Lebensdauer hinaus betrieben werden (Retrofit).

⁶³ Die technischen Lebensdauern bestehender Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken werden vergleichsweise hoch angesetzt. Dies kann damit begründet werden, dass im Zuge der Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BImSchV) in den 1980er und 1990er Jahren viele Kraftwerke Nachrüstungsmaßnahmen unterzogen wurden und somit von einer grundsätzlichen Verlängerung der Lebensdauer ausgegangen wird. Bei den Kondensationskraftwerken erfolgt die tatsächliche Stilllegung jedoch aus ökonomischen Erwägungen (s.o.), sodass die Kraftwerke vor Erreichen der Lebensdauer in Kaltreserve gehen können oder bei wirtschaftlichem Betrieb Retrofit durchführen können und somit über die technische Lebensdauer hinaus weiterbetrieben werden können.

Abbildung 3-3: Wirkungsgrade von Bestandskraftwerken (Kondensation) nach Inbetriebnahmejahr



Quelle: Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 3-3: Elektrische Wirkungsgrade von KWK-Anlagen (Bestandskraftwerke)

KWK-Technologie	η_{el}
Steinkohle (Dampfturbine)	22,8%
Steinkohle (Dampfturbine), wenig Wärmeauskopplung	40,8%
Braunkohle (Dampfturbine)	18,9%
Braunkohle (Dampfturbine), wenig Wärmeauskopplung	40,1%
Gas (Dampfturbine)	17,4%
Gas (Gasturbine)	22,3%
Gas (GuD)	38,6%
Gas BHKW	35,0%
Öl (Dampfturbine)	17,4%
Öl (Gasturbine)	21,3%
Öl BHKW	35,0%
Feste Biomasse	18,6%
Biogas BHKW	37,0%

Quelle: Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Zentraler Fokus der iterativen Anwendung von ELIAS und PowerFlex ist die endogene Modellierung der Stilllegungsdynamik der konventionellen Kraftwerke. Aufgrund des fortschreitenden (und dem Modell vorgegebenen) Zubaus erneuerbarer Energien kommt der Modellierung von konventionellen Neuinvestitionen im Rah-

men dieses Projekts eine untergeordnete Rolle zu. Aus diesem Grund werden an dieser Stelle keine Informationen über konventionelle Zubauoptionen aufgeführt.

Es wird davon ausgegangen, dass diejenigen Kraftwerke, die sich bereits heute in einem fortgeschrittenen Planungs- oder Baustadium befinden, auch tatsächlich gebaut werden, unabhängig davon, welche Politiken und Maßnahmen umgesetzt werden. Diese Kraftwerke werden der Modellierung vorgegeben. Insgesamt werden so im MMS zwischen 2013 und 2016 8,0 GW neuer Steinkohle-Kraftwerke, 0,6 GW neuer Braunkohle-Kraftwerke und 2,0 GW neuer Erdgas-Kraftwerke gebaut⁶⁴.

Für Kraftwerke auf Basis von Sonderbrennstoffen (Hochofengas, Raffineriegas) wird angenommen, dass die installierte Leistung im Szenariohorizont auf dem Niveau von 2012 konstant bleibt.

Die Stromerzeugung aus Müll wird durch die im Szenariohorizont in Müllverbrennungsanlagen und EBS-Heizkraftwerke zu entsorgende Müllmenge bestimmt. Diese ist in Tabelle 3-4 als Primärenergieeinsatz für das MMS dargestellt. Diese Projektion basiert auf den Annahmen, dass das Aufkommen von Industriemüll und Klärschlamm ab 2012 konstant bleiben, und bis 2025 aufgrund der Vorgaben des Kreislaufwirtschaftsgesetz zur getrennten Erfassung und Verwertung von Bioabfällen ein leichter Rückgang der biogenen Abfälle bei den Siedlungsabfällen zu erwarten ist.

Für das MWMS (Tabelle 3 5) wird angenommen, dass die Müllmenge, die der Stromerzeugung zugeführt wird, insgesamt langfristig deutlich abnimmt. Grundlage für den Rückgang dieser Müllmenge ist insbesondere eine bessere Getrennterfassung. Dies ermöglicht z.B. mehr Kunststoffrecycling, außerdem können aufbereitete Abfälle zunehmend mit höherer Effizienz in anderen energetisch Sektoren genutzt werden (z.B. in Prozessfeuerungen in der Industrie).

In beiden Szenarien wird angenommen, dass der Anteil des biogenen Abfalls im Industriemüll konstant ca. 20% beträgt, während er bei den Siedlungsabfällen entsprechend dem Rückgang der biogenen Abfälle leicht sinkt.

Tabelle 3-4: Primärenergieeinsatz von Müll (Industriemüll, Siedlungsabfälle, Klärschlamm) im MMS

		2012	2015	2020	2025	2030	2035
gesamt	TJ	333.118	331.041	327.579	324.118	324.118	324.118
Fossil	TJ	212.835	212.835	212.835	212.835	212.835	212.835
Biogen	TJ	120.283	118.206	114.744	111.283	111.283	111.283
Anteil biogen	%	36%	36%	35%	34%	34%	34%

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 3-5: Primärenergieeinsatz von Müll (Industriemüll, Siedlungsabfälle, Klärschlamm) im MWMS

		2012	2015	2020	2025	2030	2035
gesamt	TJ	333.118	314.959	296.801	278.643	260.484	242.326
Fossil	TJ	212.835	202.133	191.989	181.709	169.750	157.790
Biogen	TJ	120.283	112.827	104.812	96.934	90.735	84.536
Anteil biogen	%	36%	36%	35%	35%	35%	35%

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

⁶⁴ Die Liste der vorgegebenen Kraftwerke kann Tabelle A-4-2 im Anhang entnommen werden.

Die Entwicklung der Leistung erneuerbarer Energien im MMS wird auf Basis der Vorgaben des EEG 2014 und weiterer Abschätzungen abgeleitet. So wird für Windenergie an Land für das Jahr 2015 der Wert der Übertragungsnetzbetreiber für die Berechnung der EEG-Umlage angenommen und danach von einem Netto-Zubau von 2,5 GW/a bis 2020, 2,0 GW/a bis 2025, 1,5 GW/a bis 2030 und 0,5 GW/a bis 2035 ausgegangen⁶⁵. Für Windenergie auf See wird der Wert für 2015 aus den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber entnommen. Die Jahre 2020 und 2030 werden aus den Zielen des EEG 2014 abgeleitet. Zwischen 2030 und 2035 wird von einer allmählichen Sättigung des Zubaus ausgegangen. Die Entwicklung der PV-Leistung für das Jahr 2015 ergibt sich ebenfalls aus den Abschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber. Danach wird von einem Netto-Zubau von 2 GW/a bis 2020, 1,5 GW/a bis 2025, 1 GW/a bis 2030 und 0,5 GW/a bis 2035 ausgegangen. Für Biomasse wird im Jahr 2015 wiederum auf die Abschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber abgestellt und in den Folgejahren ein – vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen als optimistisch einzuschätzender – Brutto-Zubau von 100 MW/a gemäß EEG 2014⁶⁶ angenommen. Für das MWMS wird nicht davon ausgegangen, dass über das MMS hinausgehende Maßnahmen (Abschnitt 2.6.1.2) ergriffen werden, so dass die installierte Leistung sich nicht ändert. Tabelle 3-6 zeigt die resultierende installierte Netto-Leistung erneuerbarer Energien (für das MMS und MWMS).

Tabelle 3-6: Installierte Nettoleistung erneuerbarer Energien (MMS und MWMS)

Technologie	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	GW					
Wasser	5,0	5,1	5,3	5,4	5,5	5,6
Windenergie an Land	31,0	39,8	52,2	62,2	69,6	72,1
Windenergie auf See	0,3	3,2	6,5	10,7	14,9	17,0
Biogas	3,8	4,1	4,3	3,9	2,4	0,8
Biomasse	2,1	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8
Pflanzenöl	0,3	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0
Photovoltaik	33,0	39,2	49,2	56,7	61,7	64,2
Geothermie	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,9

Quelle: EEG 2014, Übertragungsnetzbetreiber 2014 & 2013, Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

Für das Dargebot an erneuerbaren Energien wird aus den installierten Leistungen für jede Technologie die maximal mögliche Stromproduktion berechnet. Dazu werden die in der Leitstudie 2011 angenommenen Volllaststunden zugrunde gelegt (Tabelle 3-7). Die tatsächliche Stromerzeugung erneuerbarer Energien (einschließlich der Möglichkeit der Abregelung) wird im Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex ermittelt.⁶⁷

⁶⁵ Die Betrachtung des Netto-Zubaus schließt ein mögliches Repowering von bestehenden Windkraftanlagen ein.

⁶⁶ Für alle biogenen Brennstoffe (Biogas, feste Biomasse, biogener Abfall) gemeinsam.

⁶⁷ Insbesondere bei Windenergie an Land ist darauf hinzuweisen, dass mit knapp 2.100 Volllaststunden deutlich höhere Werte zugrunde gelegt werden als heute zu beobachten sind, was sich aus möglichen veränderten Anlagenkonfigurationen neuer Anlagen erklärt. Dies bedeutet, dass der installierten Leistung im Jahr 2020 eine entsprechend höhere Stromerzeugung zugebilligt wird, als dies für den heutigen Anlagenmix anzunehmen wäre. Wenn sich für die zugebauten Anlagentypen jedoch eine andere Entwicklung ergibt, könnten sich auch niedrigere Volllaststunden und damit bei gleicher Leistung eine niedrigere Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land einstellen. Dies hätte dann bei gleicher Stromnachfrage und gleich hohen Exporten wie hier unterstellt zur Folge, dass

Tabelle 3-7: Volllaststunden zur Berechnung des Dargebots erneuerbarer Energien

Technologie	2015	2020	2025	2030	2035
	h/a				
Wasser	4.723	4.723	4.750	4.756	4.775
Windenergie an Land ⁶⁸	1.845	2.097	2.205	2.298	2.377
Windenergie auf See	2.755	3.300	3.648	3.804	3.858
Photovoltaik	876	843	875	903	918

Quelle: Leitstudie 2011 (DLR, Fraunhofer IWES, IfnE (2012), Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

Im Jahr 2020 wird im MMS und MWMS der Bau des NordLink-Kabels (mit einer Leistung von 1,4 GW) der Modellierung vorgegeben. Hierbei wird angenommen, dass dies der Funktionalität einer zusätzlichen Pumpspeicherkapazität gleichkommt, sodass die entsprechende Leistung unter Pumpspeichern bilanziert wird (dies erklärt die Zunahme der Pumpspeicherkraftwerke in Tabelle 3-11 ab 2020).

Die Stromimporte oder -exporte hängen in der Realität von verschiedenen Faktoren ab, unter anderem von der Stromnachfrage und der Entwicklung der Kraftwerksparks im benachbarten Ausland, die hier nicht Gegenstand der Untersuchung sind. Es kann jedoch auf Modellierungsarbeiten im Rahmen des Projektes Klimaschutzsznarien 2050 (Szenario AMS (2012)) (Öko-Institut und Fraunhofer ISI, 2015) aufgesetzt werden, in denen der Stromaustausch mit einem europäischen Strommarktmodell bis 2050 modelliert wurde. Damit bleibt Deutschland weiterhin Netto-Exporteur von Strom. Im MMS setzt sich dabei bis 2020 der bisher beobachtbare Trend der von Jahr zu Jahr steigenden Netto-Exporte mit einem Anstieg auf 51 TWh fort, bis zum Jahr 2035 sinken die Netto-Exporte wieder auf 26 TWh. Für die in (Öko-Institut und Fraunhofer ISI, 2015) nicht berechneten Zwischenjahre 2015, 2025 und 2035 wurde hier linear interpoliert (Tabelle 3-8). Für 2015 deckt sich der Wert gut mit den auch 2014 beobachteten Exporten. Für das MWMS wird davon ausgegangen, dass die ergriffenen Maßnahmen zu einem Anstieg der Stromexporte führen. Die zusätzlichen Stromeinsparungen im MWMS und die zusätzliche KWK-Förderung erhöhen die Exporte, während die Reduktion der Braunkohlekraftwerkskapazitäten den Export reduziert. Insgesamt ergibt sich so in den Jahren 2020 bis 2025 im Vergleich zum MMS ein Anstieg der Exporte um 5 TWh. Ab 2030 steigt der Export um 10 TWh an, da die Stromeinsparungen im Zeitverlauf zunehmen (Tabelle 3-9).

konventionelle Kraftwerke den fehlenden Windstrom ersetzen würden und die CO₂-Emissionen im Jahr 2020 höher ausfallen, als hier dargestellt.

⁶⁸ Siehe auch Fußnote 67.

Tabelle 3-8: Deutscher Stromexport zwischen 2012 und 2035, netto (MMS)

	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh					
Netto-Export	23	34	51	47	42	26

Quelle: eigene Berechnungen unter Verwendung der Ergebnisse aus (Öko-Institut et al., noch nicht erschienen)

Tabelle 3-9: Deutscher Stromexport zwischen 2012 und 2035, netto (MWMS)

	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh					
Netto-Export	23	34	56	52	52	36

Quelle: eigene Berechnungen unter Verwendung der Ergebnisse aus (Öko-Institut et al., noch nicht erschienen)

Für die dritte Phase des **Emissionshandelssystems** (ab 2013) und darüber hinaus wird eine vollständige Auktionierung der für die Stromproduktion benötigten Emissionsberechtigungen berücksichtigt.⁶⁹ Die für Kraftwerkseinsatz- und -investition angenommenen CO₂-Zertifikatspreise im MMS und MWMS sind in Abschnitt 2.3 dokumentiert.

Die Förderung neuer **KWK-Anlagen** im MMS wird gemäß dem novellierten KWKG 2012 abgebildet.⁷⁰ Die Abbildung des Zubaus großer KWK-Anlagen erfolgt modellendogen unter Berücksichtigung der Zuschlagssätze.⁷¹ Für BHKW wird angenommen, dass sich das Absatzvolumen fossiler BHKW im Jahr 2012 (64 MW im Bereich kleiner BHKW, 391 MW im Bereich größerer BHKW) (Gores und Emele 2013) bis zum Jahr 2020 fortsetzt. Der Einsatz und damit die tatsächliche Stromerzeugung der KWK-Anlagen werden im Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex ermittelt.

Für das MWMS werden darüber hinaus die geplanten Neuregelungen des im Gesetzgebungsprozess befindlichen KWKG 2015 berücksichtigt (Kabinettsbeschluss am 23.09.2015).⁷² Hier wird zum einen die Bestandsförderung für Erdgas-KWK-Anlagen berücksichtigt und zum anderen die erhöhte Neubauförderung. Im Strommarktmodell wird die Bestandanlagenförderung über eine gegenüber 2012 konstant bleibende Wärmenachfrage abgebildet, die die Erdgas-KWK-Anlagen liefern müssen, während im MMS aufgrund der wirtschaftlichen Situation der Anlagen ein Rückgang der Wärmedeckung aus Erdgas-KWK-Anlagen angenommen wurde. Für das MWMS wird zudem angenommen, dass auch nach dem Jahr 2020 ein positives Marktumfeld für Erdgas-KWK-Bestandanlagen herrschen wird (z.B. durch eine Fortführung der Bestandanlagenförderung, oder durch deutlich höhere anlegbare Wärmeerlöse). Für die Abbildung der Neubau-Förderung von KWK-Anlagen wird davon ausgegangen, dass diese zu einem zusätzlichen Zubau von Erdgas-KWK-Anlagen in Höhe 2,8 GW_{el} bis zum Jahr 2020 führt⁷³, die die Versorgungsfunktion von stillgelegten Kohle-KWK-Anlagen übernehmen. Nach 2020 wird kein weiterer Neubau von KWK-Anlagen unterstellt.

⁶⁹ Für KWK-Anlagen wird eine kostenlose Zuteilung für die Wärmeproduktion berücksichtigt. Die Bedeutung dieser Zuteilung nimmt aber im Zeitverlauf ab. In 2020 beträgt sie nur noch 30% der „Grundzuteilungsmenge“ und läuft bis 2027 ganz aus (EC 2011b).

⁷⁰ Darüber hinaus werden BHKW über Investitionszuschüsse im Rahmen der „Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el}“ gefördert.

⁷¹ Die Modellierung zeigt aber, dass über die bereits im Bau befindlichen Neubauprojekte hinaus keine neuen KWK-Anlagen zugebaut werden.

⁷² Bundesregierung (2015), inkraftgetreten zum 01.01.2016: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kwkg_2016/gesamt.pdf

⁷³ Die angenommenen Einzelprojekte können Tabelle A-4-3 im Anhang entnommen werden.

Im Rahmen der im Klimaschutzaktionsprogramm 2020 vorgesehenen berfhrung von **Braunkohle-Kraftwerken in eine Sicherheitsbereitschaft** wird von einer Bereitschaft der Kraftwerke (Konservierung; kein Betrieb mehr im Strommarkt) fr 4 Jahre mit anschließender Stilllegung von acht Braunkohle-Blcken bis 2020 ausgegangen (insgesamt 2,7 GW)⁷⁴.

Die Laufzeit der **Kernkraftwerke** wird gemß AtG 2011 dem Modell vorgegeben.

Die Entwicklung des **inlndischen Stromverbrauchs** wird direkt aus der Aggregation der Modellierungsergebnisse der Nachfragesektoren ermittelt und ber weitere Verluste und Verbruche in die notwendige Stromerzeugung umgerechnet (siehe Tabelle 3-107 und Tabelle 3-108 fr das MMS bzw. das MWMS), die dann der Modellierung des Stromsektors vorgegeben wird. Im MMS sinkt der Stromverbrauch der Industrie und der Haushalte im Zeitverlauf leicht, whrend er im GHD-Sektor und im Schienenverkehr ungefrh konstant bleibt. Aufgrund der schrittweisen Einfhrung von Elektrofahrzeugen entsteht ab 2020 eine zusätzliche Stromnachfrage. Insgesamt nimmt die Stromnachfrage im Zeitverlauf leicht ab.

Im MWMS wirken die zuschlichen Maßnahmen des NAPE. So sinkt der Stromverbrauch in der Industrie und in Haushalten deutlich, im GHD-Sektor ist ein leichter Rckgang zu verzeichnen. Der Schienenverkehr legt gegenber 2012 leicht zu. Durch die verstärkte Forderung der Elektromobilität nimmt die Stromnachfrage in diesem Bereich starker zu als im MMS. Insgesamt nimmt die Stromnachfrage im Zeitverlauf deutlich ab, rund doppelt so viel wie im MMS.

3.1.1.3 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Abbildung 3-4 und Tabelle 3-10 stellen die Entwicklung der Netto-Stromerzeugung dar sowie Tabelle 3-11 die Nettoleistung fr das MMS bis 2035⁷⁵.

Die Stromnachfrage nimmt im Szenariohorizont leicht ab (Tabelle 3-107). Durch den zum Teil sehr signifikanten Stromexport (zwischen 20 und 50 TWh), bleibt die Netto-Stromerzeugung jedoch bis 2020 auf einem Niveau von ca. 600 TWh und nimmt danach auf ca. 566 TWh im Jahr 2035 ab.

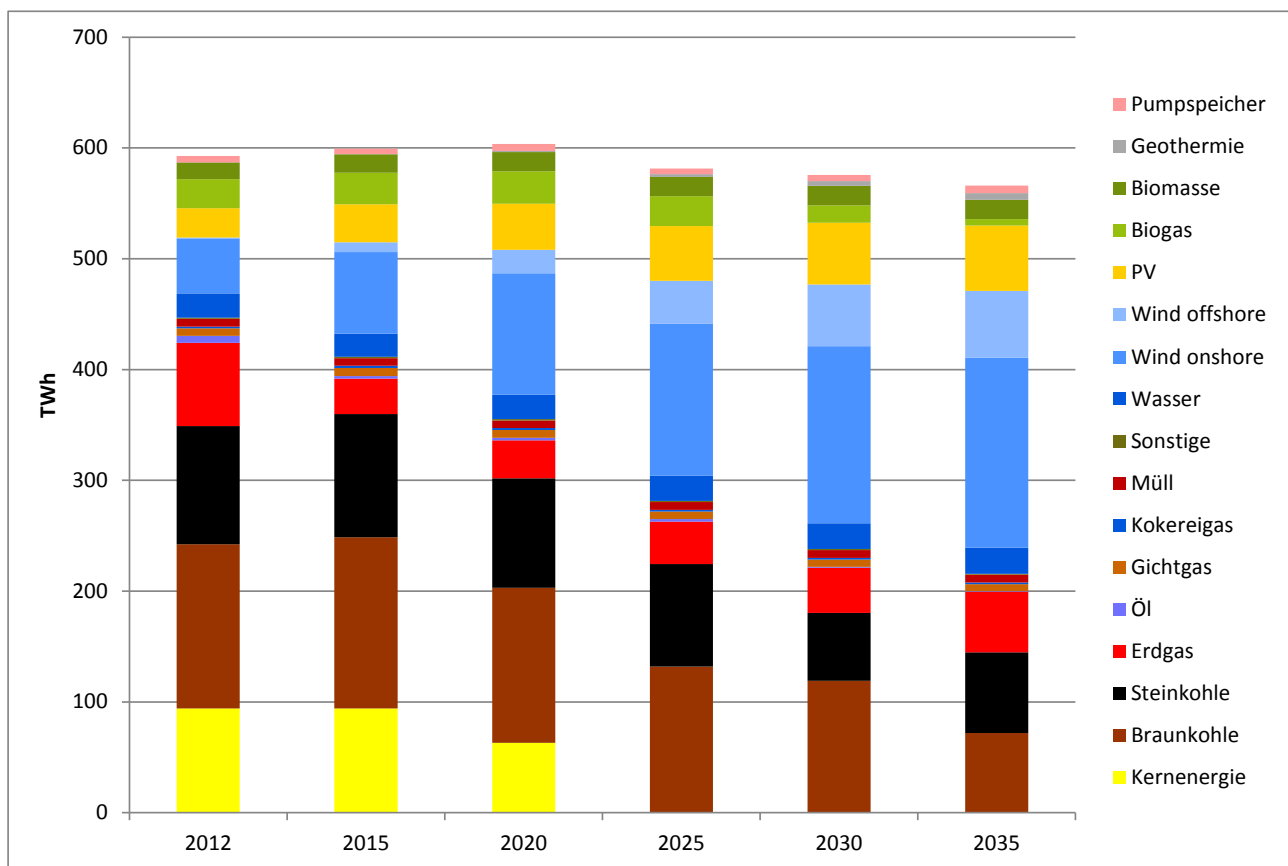
Die Kernenergie-Stromerzeugung liegt aufgrund der gleichbleibenden Leistung im Jahr 2015 noch auf dem Niveau von 2012 (ca. 94 TWh) und nimmt dann im Jahr 2020 proportional zum Leistungsrckgang um ca. ein Drittel ab (auf ca. 60 TWh). Gemß dem Ausstiegsbeschluss nach AtG 2011 findet ab dem Jahr 2025 keine Stromerzeugung aus Kernenergie mehr statt.

Die Braunkohle-Stromerzeugung bleibt aufgrund ihrer geringen Grenzerzeugungskosten auf sehr hohem (im Jahr 2015 sogar noch steigendem) Niveau bis 2025. Erst danach geht die Erzeugung bis 2035 auf ca. die Hlfte der Erzeugung des Jahres 2012 zurck. Aufgrund der im Szenariohorizont durchweg guten Wirtschaftlichkeit knnen Braunkohle-Kraftwerke z.T. Ertchtigungsmaßnahmen (Retrofit) durchfhren und so ber die technische Lebensdauer (55 Jahre) hinaus betrieben werden.

⁷⁴ Die in die Sicherheitsbereitschaft zu berfhrnden Braunkohle-Kraftwerksblcke sind in der Tabelle A-4-4 im Anhang aufgefhrte. Fr zwei dieser Blcke (mit einer Leistung von 0,6 GW) ergaben die Modellanalysen zum MMS bereits eine marktgetriebene Außerbetriebnahme bis zum Jahr 2020, so dass die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft im Vergleich von MMS und MWMS eine zuschliche Stilllegung von Braunkohle-Kraftwerksblcken von etwa 2,1 GW bewirkt.

⁷⁵ Die Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung ist in Tabelle A-4-5 im Anhang enthalten.

Abbildung 3-4: Nettostromerzeugung im Mit-Maßnahmen-Szenario



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die Steinkohle-Verstromung nimmt nach 2015 merklich ab, liegt im Jahr 2035 jedoch noch bei gut 70% der Erzeugung von 2012. Aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit werden einige Steinkohle-Kraftwerke von 2015 bis 2030 in die Kaltreserve überführt.

Die Erdgas-Verstromung nimmt im Jahr 2015 stark ab (auf weniger als die Hälfte der Erzeugung des Jahres 2012), was zum einen daran liegt, dass ein großer Teil der Erdgas-Leistung in Kaltreserve ist. Auch im Jahr 2020 gibt es Erdgas-Kraftwerke, die sich in der Kaltreserve befinden. Ab dem Jahr 2025 nimmt die Erdgas-Verstromung wieder etwas zu. Dies ist vor allem darin begründet, dass unter anderem aufgrund gestiegener Strompreise ab 2025 kaum noch Erdgas-Kraftwerke in Kaltreserve sind und insgesamt die Auslastung der Erdgas-Kraftwerke steigt.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt im Szenarienhorizont deutlich zu (auf ca. 340 TWh im Jahr 2035 von ca. 140 TWh im Jahr 2012). Diese Entwicklung wird vor allem durch starken Zubau von Windenergie an Land⁷⁶, ab 2015 auch von Windenergie auf See getrieben. Die Biomasse-Verstromung (Biogas und Biomasse) nimmt deutlich von ca. 40 TWh auf ca. 24 TWh ab. Dies ist durch den starken Rückgang der Biogas-Verstromung und das Auslaufen der Stromerzeugung aus Pflanzenöl⁷⁷ zu erklären. Hier wirkt sich die Begrenzung des Biomasse-Zubaus auf 100 MW (brutto) mittelfristig also deutlich aus (Tabelle 3-6). Die PV-Erzeugung

⁷⁶ An dieser Stelle sei nochmals auf die Annahme vergleichsweise hoher Volllaststunden für Windenergie an Land hingewiesen (Fußnote 67). Sofern die Volllaststunden für Windenergie an Land im Jahr 2020 um ca. 300 h/a geringer als angenommen ausfallen würden, so würde dies eine Minderstromerzeugung aus Windenergie an Land von ca. 16 TWh im Jahr 2020 bedeuten (entsprechend ca. 14% Mindererzeugung von Windenergie an Land).

⁷⁷ In der Tabelle ist die Erzeugung auf Basis von Pflanzenöl in der Summe für Biomasse enthalten.

nimmt ebenfalls zu (mehr als einer Verdopplung bis zum Jahr 2035), wobei es hier zu einer Sättigung im Zeitverlauf kommt.

Tabelle 3-10: Nettostromerzeugung im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2012-2035

Energieträger	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh					
Kernenergie	94	94	63	0	0	0
Braunkohle	148	154	140	132	119	72
Steinkohle	107	111	99	93	61	73
Erdgas	75	32	34	38	41	55
Sonstige	23	20	19	19	17	16
Öl	6	2	2	2	1	1
Gichtgas	7	7	7	7	6	6
Kokereigas	2	2	2	2	2	2
Müll	7	7	7	7	7	7
Sonstige	1	1	1	1	1	1
Erneuerbare ⁷⁸	140	183	242	295	332	344
Wasser	22	21	22	23	23	24
Wind	51	82	131	176	216	232
Wind onshore	50	73	110	137	160	171
Wind offshore	1	9	21	39	56	60
PV	26	34	41	50	56	59
Biogas	26	28	29	27	16	6
Biomasse	15	17	17	17	18	18
Geothermie	0	0	1	3	4	6
Pumpspeicher	6	5	6	5	5	7
Nettostromerzeugung	593	599	604	581	575	566
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-23	-34	-51	-47	-42	-26
Nettostromaufkommen	570	566	552	535	533	540

Quelle: AGE B (2012–2014), Modellrechnungen Öko-Institut

⁷⁸ Insbesondere bei Wind onshore ist darauf hinzuweisen, dass mit knapp 2.100 Vollaststunden deutlich höhere Werte zugrunde gelegt werden als heute zu beobachten sind, was sich aus möglichen veränderten Anlagenkonfigurationen neuer Anlagen erklärt. Dies bedeutet, dass der installierten Leistung im Jahr 2020 eine entsprechend höhere Stromerzeugung zugebilligt wird, als dies für den heutigen Anlagenmix anzunehmen wäre. Wenn sich für die zugebauten Anlagentypen jedoch eine andere Entwicklung ergibt, könnten sich auch niedrigere Vollaststunden und damit bei gleicher Leistung eine niedrigere Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land einstellen (bis zu 10 bis 20 % niedrigere Strommengen für Wind an Land).

Die Stromerzeugung aus sonstigen Brennstoffen (Öl, Hochofengas usw.) nimmt im Szenariohorizont etwas ab. Dies liegt insbesondere am Rückbau der Ölkraftwerke im Zeitverlauf, während die Stromerzeugung aus den anderen „sonstigen“ Brennstoffen auf dem Niveau von 2012 verbleibt.

Tabelle 3-11: Installierte Nettoleistungen der Stromerzeugung im Mit-Maßnahmen-Szenario (ohne Kraftwerke in Kaltreserve)

	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	GW					
Kernenergie	12,1	12,1	8,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,0	20,7	20,0	19,8	19,8	12,8
Steinkohle	25,6	27,6	25,4	25,4	18,5	20,1
Erdgas	27,6	16,9	19,8	22,1	19,6	15,1
Erneuerbare	75,5	94,2	120,4	142,1	157,5	163,4
Wasser	5,0	5,1	5,3	5,4	5,5	5,6
Wind onshore	31,0	39,8	52,2	62,2	69,6	72,1
Wind offshore	0,3	3,2	6,5	10,7	14,9	17,0
Biogas	3,8	4,1	4,3	3,9	2,4	0,8
Biomasse	2,1	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8
Pflanzenöl	0,3	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0
Solar	33,0	39,2	49,2	56,7	61,7	64,2
Geothermie	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,9
Sonstige	8,1	5,4	5,3	5,1	4,7	4,4
Pumpspeicher	9,3	9,3	10,7	10,7	10,7	10,7

Quelle: Berechnungen Öko-Institut, Daten für 2012 aus (Übertragungsnetzbetreiber 2014, 2013; Umweltbundesamt 2014c; Bundesnetzagentur 2014; DIW 2014; Platts 2013) und eigenen Berechnungen

Bezogen auf den Bruttostromverbrauch nimmt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 23% im Jahr 2012 auf 63% im Jahr 2035 zu, wobei der größte Zuwachs zwischen 2015 und 2025 erfolgt. Die EE-Ziele des Energiekonzepts (35% im Jahr 2020, 50% im Jahr 2030) werden deutlich übertroffen. Auch liegt der EE-Anteil im MMS deutlich oberhalb des Korridors nach dem EEG 2014 (40-45% im Jahr 2025 und 55-60% im Jahr 2035)⁷⁹. Die Bundesregierung macht sich die Ergebnisse dieser Studie hinsichtlich des EE-Anteils nicht zu Eigen. Sie geht davon aus, dass der im EEG 2014 festgelegte Zielkorridor eingehalten wird. Der genehmigte Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2025 (NEP 2025) bestätigt diese Sichtweise. Der EE-Anteil liegt in fast allen Szenarien des NEP 2025 innerhalb des Zielkorridors des EEG 2014. Lediglich ein Szenario mit besonders hohem EE-Anteil bewegt sich leicht über dem Zielkorridor.

Emissionsentwicklung

Die THG-Emissionen der Stromerzeugung sinken im Mit-Maßnahmen-Szenario von rund 377 Mio. t CO₂-Äqu. (2012) auf 213 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2035 (Tabelle 3-12), dabei entfallen ca. 60 Mio. t CO₂-Äqu. der Minde-

⁷⁹ An dieser Stelle sei erneut auf die mögliche Überschätzung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Rahmen der Szenarienrechnungen hingewiesen (Fußnoten 67 und 76).

zung auf den Zeitraum bis 2020 und weitere 103 Mio. t CO₂-Äqu. auf den Zeitraum bis 2035. Zwischen 1990 und 2035 gehen die Emissionen aus der Stromerzeugung um über 50% zurück. Im Vergleich zu 2005 ist dies ein Rückgang um fast 45%. Die CO₂-Emissionen dominieren mit 99% der Gesamtemissionen der Stromerzeugung deutlich.

Tabelle 3-12: Treibhausgas-Emissionen der Kraftwerke nach Gasen im MMS, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	455.568	383.573	366.110	372.356	347.512	312.095	295.759	252.080	210.878
davon öffentliche Kraftwerke incl. REA	324.277	324.241	304.391	317.436	293.180	259.532	246.040	204.488	166.186
davon Raffineriekraftwerke	9.332	5.698	4.656	4.769	3.598	3.047	2.676	1.797	977
davon übrige KW der Energiewirtschaft	53.691	13.475	11.228	6.202	6.196	5.464	5.090	4.393	2.943
Industriekraftwerke	68.267	40.158	45.835	43.949	44.537	44.052	41.954	41.402	40.771
CH ₄ -Emissionen	218	748	1.398	1.716	1.747	1.793	1.649	1.087	650
N ₂ O-Emissionen	3.646	2.900	2.990	3.155	3.174	2.925	2.777	2.437	1.901
Summe CO₂+CH₄+N₂O	459.432	387.221	370.499	377.227	352.433	316.813	300.185	255.604	213.429
Veränderung ab 1990 in %		-15,7	-19,4	-17,9	-23,3	-31,0	-34,7	-44,4	-53,5
Veränderung ab 2005 in %			-4,3	-2,6	-9,0	-18,2	-22,5	-34,0	-44,9

Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, mit CO₂-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Für das Jahr 2012 betragen die CO₂-Emissionen der Kraftwerke 372 Mio. t CO₂ (Tabelle 3-13)⁸⁰. Die Braunkohlekraftwerke tragen mit 175 Mio. t CO₂ den größten Emissionsanteil bei, gefolgt von den Steinkohlekraftwerken mit Emissionen in Höhe von 107 Mio. t CO₂. Die Emissionen der Erdgas-Kraftwerke liegen bei 45 Mio. t CO₂.

Bis zum Jahr 2020 gehen die Emissionen aus der Kohleverstromung moderat zurück. Die Emissionen aus Braunkohlekraftwerken sinken bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2012 um 16 Mio. t CO₂ auf 159 Mio. t CO₂. Im Jahr 2020 erreichen die Braunkohlekraftwerke damit wieder das Emissionsniveau des Jahres 2010. Die Emissionsreduktion bei den Braunkohlekraftwerken bis zum Jahr 2020 ist auf die Stilllegung von kleineren Kraftwerksblöcken im Rheinland zurückzuführen, für die ein Retrofit nach der angenommenen Lebensdauer von 55 Jahren nicht mehr wirtschaftlich ist.

Die Emissionen der Steinkohlekraftwerke gehen bis zum Jahr 2020 um 20 Mio. t CO₂ gegenüber dem Niveau von 2012 zurück, während die Stromerzeugung der Steinkohlekraftwerke nur um 8 TWh abnimmt. Hintergrund ist die Inbetriebnahme der neuen Steinkohlekraftwerke und die Stilllegung älterer Kapazitäten. Dies führt zu Emissionsminderungen.

⁸⁰ Tabelle 3-14 stellt darüber hinaus die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung (CO₂, CH₄ und N₂O) in CO₂-Äquivalenten (CO₂-Äqu.) dar.

Tabelle 3-13: CO₂-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im MMS, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂								
Braunkohlen	245	170	160	175	180	159	147	133	79
Steinkohlen	134	124	108	107	101	87	82	54	62
Öl	17	12	8	7	4	3	3	1	1
Raffineriegas	2,2	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5
Erdgas	33	47	52	45	24	24	25	27	34
Gichtgas	16	18	21	18	20	19	18	17	17
Kokerei- /Stadtgas	1,3	0,5	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Sonstige Gase	0,0	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
Müll	7	10	15	17	17	17	17	17	17
Summe	455	382	365	371	346	311	295	251	210
REA	0,6	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,5
Summe mit REA	456	384	366	372	348	312	296	252	211

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Die Emissionen aus der Erdgas-Verstromung sinken um fast die Hälfte von 45 Mio. t CO₂ (2012) auf 24 Mio. t CO₂. Dies ist konsistent mit dem Rückgang der Erdgas-Stromerzeugung um ca. die Hälfte im gleichen Zeitraum. Insgesamt sinken die CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf 312 Mio. t CO₂ im Jahr 2020.

Bis zum Jahr 2035 gehen die CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf 211 Mio. t CO₂ zurück. Den größten Anteil an der Emissionsminderung bis zum Jahr 2035 leisten die Braunkohlekraftwerke, deren CO₂-Emissionen sich gegenüber 2020 halbieren. Die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke bleibt bis 2030 weitgehend konstant, da einige Kraftwerke nach 55 Betriebsjahren noch Retrofitmaßnahmen durchführen. Im Jahr 2035 verschlechtert sich dann jedoch die Wirtschaftlichkeit der alten Braunkohlekraftwerke und die installierte Leistung geht bis 2035 um ca. 40% im Vergleich zum Jahr 2012 zurück (Tabelle 3-11). Da stillgelegte Kraftwerke über vergleichsweise niedrige Wirkungsgrade verfügen (Tabelle 3-2), gehen die CO₂-Emissionen bis 2035 um mehr als 50% gegenüber 2012 zurück.

Bei den Steinkohlekraftwerken ist ebenfalls ein Rückgang der CO₂-Emissionen zwischen 2020 und 2035 zu beobachten, der durch einen Rückgang der installierten Leistung und der Auslastung zu erklären ist.

Die Stromerzeugung aus Erdgas beginnt sich ab dem Jahr 2030 leicht zu erholen. Die erklärt den leichten Emissionsanstieg.

Darüber hinaus kommt es zu einem kleinen Emissionsbeitrag durch die Rauchgasreinigung (ca. 0,5 bis 1 Mio. t CO₂). Der Rückgang im Zeitverlauf entspricht dem Rückgang der Kohleverstromung.

Tabelle 3-14: THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im MMS, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	247,6	171,2	161,7	176,5	181,5	160,4	148,7	134,1	80,0
Steinkohlen	152,2	143,2	130,1	126,1	122,3	107,3	101,5	72,6	79,6
Mineralöl	19,1	12,5	8,5	8,2	4,2	3,9	3,8	1,9	1,3
Fossile Gase	33,2	48,6	53,0	46,3	24,1	24,9	26,1	27,7	34,1
Müll	6,6	10,1	14,8	17,3	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Biomasse	0,1	0,4	1,4	1,8	2,1	2,1	2,0	1,3	0,8
Summe	458,8	386,1	369,5	376,2	351,4	315,8	299,2	254,8	212,9
REA	0,6	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,5
Summe mit REA	459,4	387,2	370,5	377,2	352,4	316,8	300,2	255,6	213,4

Anmerkung: Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die Bewertung der einzelnen Maßnahmen im MMS dargestellt. Das MMS zeichnet sich in der Stromerzeugung durch die folgenden vier Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündel aus:

- diverse Maßnahmen, die in den Endverbrauchssektoren zu Stromeinsparung geführt haben,
- der Ausbau der erneuerbaren Energien auf Basis des EEG,
- der EU-Emissionshandel und
- die Förderung der KWK über KWKG und Mini-KWK-Förderung.

Die Maßnahmenbewertung basiert im Gegensatz zu den Berechnungen für das gesamte Mit-Maßnahmen-Szenario nicht auf mit beiden Modellen geschlossen iterierten Szenarien, sondern auf Variationen der entsprechenden Parameter im PowerFlex-Modell. Diese Parameter werden im Folgenden dargestellt. Dabei wird nicht ein Stichjahr als Ausgangspunkt für alle Maßnahmen angesetzt, sondern jede Maßnahme wird in einem Alternativszenario, dem Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS), als nicht existent betrachtet. Für die Bewertung der einzelnen Maßnahmen wurde die jeweilige Maßnahme einzeln ausgeschaltet, indem statt der Parameter des MMS die dargestellten Parameter des OMS für die jeweilige Maßnahme zugrunde gelegt und die resultierenden CO₂-Emissionen mit den CO₂-Emissionen des MMS verglichen wurden. Außerdem wurde für die Quantifizierung der Überlagerungseffekte ein ebenfalls nur in PowerFlex berechnetes OMS modelliert, indem alle vier Maßnahmen gleichzeitig ausgeschaltet wurden. Wie auch bei der Quantifizierung der Maßnahmenbewertung im Gebäudesektor wurde also auch hier das MMS zum Ausgangspunkt genommen und mit Variationen verglichen, in denen die jeweilige Maßnahme nicht gilt.

Die Maßnahmen, die im MMS zur **Senkung des Stromverbrauchs** führen, sind in den jeweiligen Kapiteln zu den Endverbrauchssektoren dargestellt (siehe Kapitel 3.1.5, 3.1.6 und 3.1.7). Insgesamt ergeben sich die in Tabelle 3-15 bezifferten Stromverbrauchsminderungen im MMS.

Tabelle 3-15: Summe der Stromeinsparungen im MMS

	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh				
Summe der Stromeinsparungen in HH, GHD und Industrie	26,0	52,9	66,3	69,2	67,9

Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI

Für die **Bewertung des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf Basis des EEG** wird als alternative Entwicklung in einem OMS unterstellt, dass es im Jahr 2000 kein EEG gegeben hätte. Es hätte dann zwar auch einen Ausbau der erneuerbaren Energien gegeben, und zwar auf Basis des seit dem Jahr 1990 geltenden Stromerzeugungsgesetzes, aber dieser wäre deutlich niedriger ausgefallen als in der Realität. Für die Entwicklung der erneuerbaren Energien im OMS wurde der historische Ausbau unter dem Stromerzeugungsgesetz in den Jahren 1990 bis 2000 linear fortgeschrieben, wie Tabelle 3-16 zeigt. Bei der Wasserkraft wurde angenommen, dass die installierte Leistung nicht weiter ansteigt.

Für Pflanzenöl und Geothermie wurde aufgrund der ohnehin niedrigen Leistungen keine Variation gegenüber dem MMS vorgenommen.

Tabelle 3-16: Installierte Leistung der erneuerbaren Energien im OMS

	1990	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035
	MW							
Wasser	3.982	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831
Wind onshore	55	6.097	12.139	15.160	18.181	21.202	24.223	27.244
Wind offshore	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse fest	64	304	544	664	784	904	1.024	1.144
Biogas, Klärgas	6	206	406	506	606	706	806	906
Solar	2	114	226	282	338	394	450	506

Quelle: Daten ab 2010 eigene Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts, Daten für 1990 und 2000 aus (BMWi, 2014)

Für die **Bewertung der Wirkung des EU-Emissionshandels** wurde im OMS ein CO₂-Preis von 0 €/t CO₂ in der Modellierung angesetzt, unter der Annahme, dass es im OMS keinen Emissionshandel gegeben hätte.

Für die **Bewertung der KWK-Förderung** wurde angenommen, dass die Novelle des KWKG aus dem Jahr 2008, in der die im heutigen KWKG gültige Förderung von Neuanlagen beschlossen wurde, im OMS nicht zustande gekommen wäre. Damit wären insbesondere Erdgas-KWK-Anlagen, für deren Wirtschaftlichkeit die Förderung über das KWKG maßgeblich war, im OMS seit 2009 nicht gebaut worden. Ebenso wird angenommen, dass es im OMS keine Förderung von Mini-KWK-Anlagen gegeben hätte.

Die installierte Leistung von Erdgas-basierten KWK-Anlagen sinkt damit im OMS auf die in Tabelle 3-17 dargestellten Werte.

Tabelle 3-17: Installierte Leistung der KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas im MMS und im OMS

	2015	2020	2025	2030	2035
	GW				
Erdgas KWK im MMS	15,3	16,6	16,3	13,7	9,7
Erdgas KWK im OMS	13,4	13,9	13,5	11,1	7,3

Quelle: Eigene Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Die Ergebnisse der Maßnahmenbewertung sind in Tabelle 3-18 dargestellt. Insgesamt führen alle Maßnahmen zusammengenommen, also unter Berücksichtigung von Überlagerungseffekten, zu einer CO₂-Minderung zwischen 127 Mio. t und 218 Mio. t in den einzelnen Szenariojahren. Die Summe der Einzelmaßnahmen ist hier zum Vergleich ebenfalls ausgewiesen, sie ist durchweg etwas höher als die Gesamtwirkung, was die Höhe der Überlagerungseffekte verdeutlicht.

Tabelle 3-18: CO₂-Minderungswirkung der einzelnen Maßnahmen in der Stromerzeugung im MMS (Annahme für das Backup-Kraftwerk: Emissionsfaktor von Erdgas)

Direkte Emissionsminderung [Mio. t CO ₂]	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2015	2020	2025	2030	2035
Stromeinsparungen durch Maßnahmen in anderen Sektoren	O, E	verschieden	25	47	55	56	51
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	R,E	2000	107	142	171	185	171
KWK-Förderung	E	2008	1	1	1	1	0
Einführung des Emissionshandels	E	2005	1	7	11	13	14
Summe der Einzelmaßnahmen			135	197	238	254	236
Gesamtwirkung der Einzelmaßnahmen mit Überlagerungseffekten			127	173	152	218	203

Quelle: Eigene Berechnungen des Öko-Instituts
 Erklärung der der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Für die Wirkungen der einzelnen Maßnahmen lässt sich das Folgende beobachten: Die Minderung der Stromnachfrage im MMS gegenüber dem OMS führt einzeln betrachtet zu einer Minderung der CO₂-Emissionen im MMS von zunächst 25 Mio. t im Jahr 2015 und um die 50 bis 60 Mio. t in den späteren Szenariojahren. Hierin sind auch die Wirkungen des Emissionshandels auf die Stromnachfrage enthalten, welcher durch die Einpreisung der CO₂-Zertifikate in den Strompreis zu einer Senkung der Stromnachfrage beiträgt.

Die größte Minderungswirkung geht vom Ausbau der erneuerbaren Energien aus, der im MMS im Vergleich zu der im OMS unterstellten Entwicklung unter Fortschreibung des Ausbaus unter Stromeinspeisungsgesetz mit CO₂-Minderungen von 107 Mio. t bis 185 Mio. t zu Buche schlägt.

Die KWK-Förderung entfaltet ihre Minderungswirkung vor allem im Wärmesektor. Bei den hier ausschließlich für den Stromsektor gezeigten Emissionen entsprechen die Emissionen der KWK-Anlagen in etwa den Emissionen der Kraftwerke, die sonst diese KWK-Anlagen ersetzt hätten, so dass es aus der alleinigen Perspektive des

Stromsektors und ohne Berücksichtigung der Emissionsminderungseffekte in den die KWK-Wärme abnehmenden Sektoren nicht zu einer nennenswerten Emissionsminderung kommt.⁸¹

Die Einführung des Emissionshandels mit seinen hier im MMS unterstellten CO₂-Preisen trägt gegenüber einer Welt ohne Emissionshandel im OMS mit 1 bis 14 Mio. t zur Minderung der CO₂-Emissionen bei (direkte Minderungen in den betroffenen Anlagen; die indirekten Wirkungen auf die Stromnachfrage sind oben beschrieben). Die relativ überschaubare Wirkung liegt daran, dass bei den im MMS unterstellten CO₂-Preisen erst in späteren Szenariojahren, also bei höherem CO₂-Preis, relevante Brennstoffwechsel in der Merit Order zu beobachten sind.

Insgesamt ist bei der Berechnung der Minderungswirkung der Maßnahmen zu beachten, dass für das OMS keine Neumodellierung der Kraftwerksinvestitionen und -stilllegungen stattgefunden hat. Es zeigt sich aber, dass es ohne den Ausbau der erneuerbaren Energien und ohne die Einsparung von Strom in den Endverbrauchssektoren im MMS-Kraftwerkspark zu wenig Kapazität gegeben hätte, um die zusätzlich notwendige Stromerzeugung mit konventionellen Kapazitäten zu erzeugen.

Sowohl bei der Berechnung des OMS als auch beim Ausschalten der einzelnen Maßnahmen springt deshalb im PowerFlex-Modell ein generisches Backup-Kraftwerk an, das die verbleibende Lücke füllt. Die Differenzstromerzeugung des Backup-Kraftwerks im Vergleich zum MMS wird in Tabelle 3-19 dargestellt. Im Fall der fehlenden Stromeinsparung kann der unveränderte Kraftwerkspark die Stromnachfrage bis 2025 durch erhöhte Auslastung immer noch decken, in den Jahren 2030 und 2035 ist jedoch Stromerzeugung aus dem Backup-Kraftwerk notwendig. Im Falle des nur gedämpften Ausbaus der erneuerbaren Energien fehlt gegenüber dem MMS so viel Stromproduktion, dass das Backup-Kraftwerk bereits ab 2015 Strom produzieren muss. Die durch das Backup-Kraftwerk zu füllende Lücke wächst trotz erhöhter Auslastung der konventionellen Kraftwerke in diesem Fall auf 84 TWh im Jahr 2035. Im OMS, in dem sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG fehlt, als auch eine höhere Stromnachfrage bedient werden muss, erzeugt das Backup-Kraftwerk einen signifikanten Anteil des Stroms, bis hin zu 167 TWh im Jahr 2035. Das Ausschalten der Maßnahmen „KWK-Förderung“ und „Einführung des Emissionshandels“ verursacht dagegen keine relevante Deckungslücke, so dass das Backup-Kraftwerk praktisch nicht zum Einsatz kommt.

Tabelle 3-19: Stromerzeugung des Backup-Kraftwerks ggü. dem MMS

		2015	2020	2025	2030	2035
keine Stromeinsparungen durch Maßnahmen in anderen Sektoren	TWh	0	0	0	1	9
kein Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	TWh	5	11	14	43	84
keine KWK-Förderung	TWh	0	0	0	0	1
keine Einführung des Emissionshandels	TWh	0	0	0	0	0
OMS	TWh	19	53	19	120	167

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

⁸¹ Bedingt durch die für die hier vorgestellten Analysen zwingend vorgegebenen methodischen Vorgaben der Treibhausgas-Inventare werden bei KWK-Anlagen die kompletten Emissionen der Anlage im Kraftwerkssektor gezählt und es wird keine Aufteilung der Emissionen auf Strom- und Wärmeproduktion der Anlage vorgenommen bzw. erfolgt keine Zuordnung der so differenzierten Emissionen bzw. Energieeinsätze auf den Stromsektor bzw. die die KWK-Wärme verbrauchenden Endverbrauchssektoren wie im methodischen Abgrenzungsverfahren der Energiebilanz.

Für die Maßnahmenbewertung hinsichtlich der CO₂-Emissionen spielt daher die Emissionsintensität des Backup-Kraftwerks eine wichtige Rolle. In dem oben dargestellten Zahlenwerk (Tabelle 3-18) ist die Stromerzeugung des Backup-Kraftwerks mit einem Emissionsfaktor von 538 g/kWh_{el} behaftet. Dies entspricht einem Erdgas-Kraftwerk mit einem (für Erdgaskraftwerke eher niedrigen) elektrischen Wirkungsgrad von 37,5%.

Würde dagegen angenommen, dass die gesamte im OMS fehlende Stromerzeugung durch Strom auf Basis von Steinkohle ersetzt würde, was bei gleichem Wirkungsgrad einen Emissionsfaktor von 902 g/kWh_{el} zur Folge hätte, fielen die CO₂-Einsparungen durch die jeweiligen Maßnahmen deutlich höher aus, wie in Tabelle 3-20 dargestellt ist.

Dies verdeutlicht die Unsicherheit, die sich bei der Bewertung der Maßnahmen aus dem folgenden Effekt ergibt: Die Maßnahmen haben teilweise so große Effekte auf die Stromerzeugung, dass es in einer Welt ohne diese Maßnahmen nicht nur Rückwirkungen auf die Auslastung, sondern auch auf Kraftwerksstilllegungen und -investitionen gegeben hätte. Diese ließen sich jedoch nur durch eine komplette Modellierung eines OMS-Szenarios detailliert abbilden. Letztlich würde in einem solchen Szenario die fehlende Strommenge durch einen Mix verschiedener konventioneller Kraftwerkstypen bereitgestellt werden, der je nach der Verteilung von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken in diesem Mix eher den Emissionen eines Erdgaskraftwerks mit niedrigem Wirkungsgrad (wie in Tabelle 3-18) oder eher den Emissionen eines Steinkohlekraftwerks mit mittlerem Wirkungsgrad (wie in Tabelle 3-20) entsprechen würde.

Tabelle 3-20: CO₂-Minderungswirkung der einzelnen Maßnahmen in der Stromerzeugung im MMS (Annahme für das Backup-Kraftwerk: Emissionsfaktor von Steinkohle)

Direkte Emissionsminderung [Mio. t CO ₂]	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2015	2020	2025	2030	2035
Stromeinsparungen durch Maßnahmen in anderen Sektoren	O	verschieden	25	47	55	56	55
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	R,E	2000	109	147	176	200	202
KWK-Förderung	E	2008	1	1	1	1	0
Einführung des Emissionshandels	E	2005	1	7	11	13	14
Summe der Einzelmaßnahmen			136	201	243	270	271
Gesamtwirkung der Einzelmaßnahmen mit Überlagerungseffekten			134	193	159	262	264

Quelle: Eigene Berechnungen des Öko-Instituts

Erklärung der der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

3.1.1.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Abbildung 3-5 und Tabelle 3-21 stellen die Entwicklung der Netto-Stromerzeugung dar sowie Tabelle 3-22 die Nettoleistung für das MWMS bis 2035⁸².

Die Stromnachfrage nimmt im Szenariohorizont deutlich ab (Tabelle 3-108). Durch den zum Teil sehr signifikanten Stromexport (zwischen 36 und 57 TWh), bleibt Netto-Stromerzeugung jedoch bis 2020 auf dem Niveau des Jahres 2012 und nimmt danach um gut 55 TWh bis 2035 ab.

⁸² Die Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung ist in Tabelle A-4-6 im Anhang enthalten.

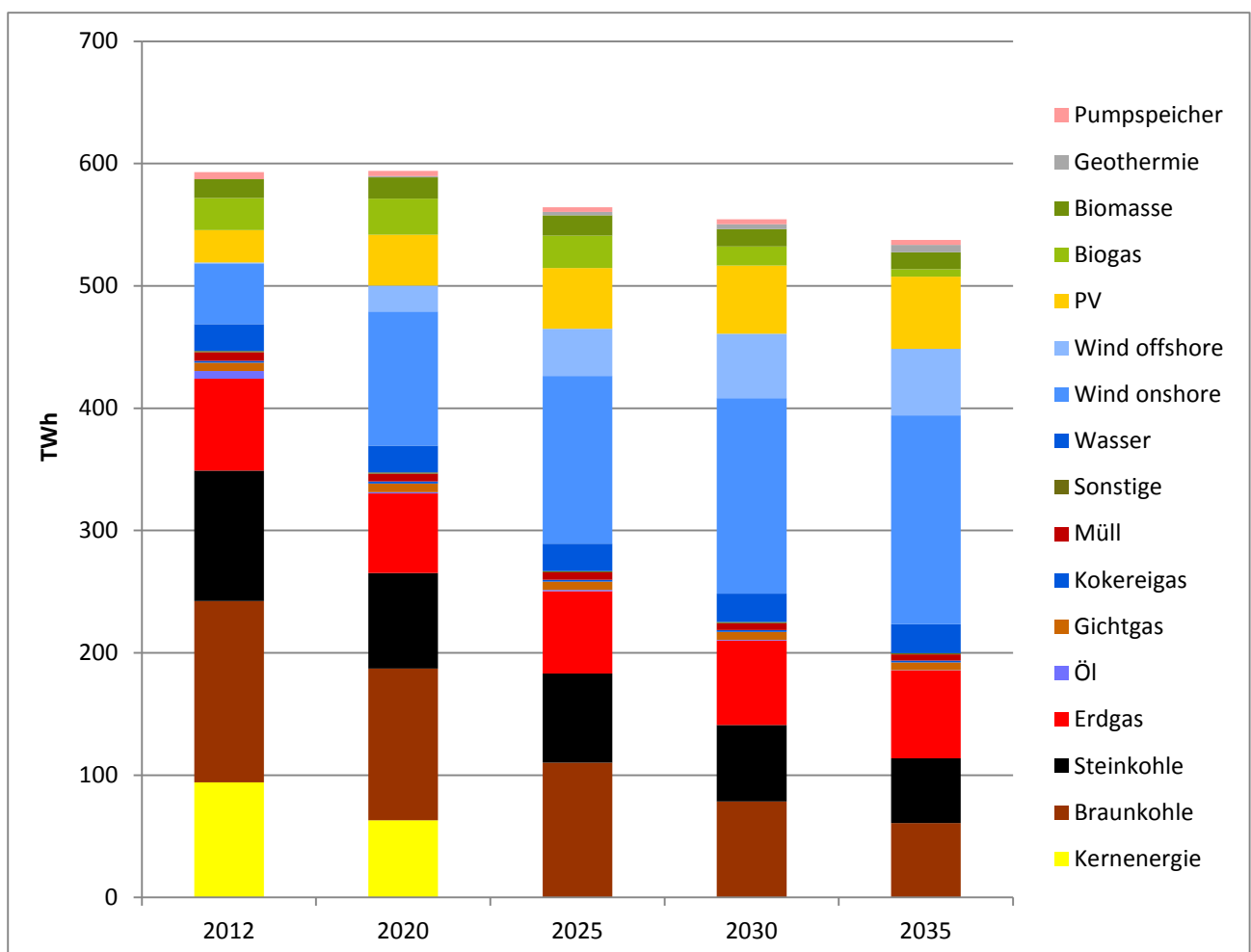
Die Kernenergie-Stromerzeugung nimmt bis zum Jahr 2020 proportional zum Leistungsrückgang um ca. ein Drittel ab (von 94 TWh im Jahr 2012 auf 63 TWh im Jahr 2020). Gemäß dem Ausstiegsbeschluss nach AtG 2011 findet ab dem Jahr 2025 keine Kernenergiestromerzeugung mehr statt.

Aufgrund der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft sowie einer geringeren wirtschaftlichen Attraktivität der Braunkohleverstromung (im Vergleich zum MMS) und damit einhergehenden deutlichen Rückgang der verfügbaren Braunkohle-Kraftwerksleistung (Tabelle 3-22)⁸³ geht die Braunkohleverstromung von 148 TWh im Jahr 2012 bis 2035 deutlich auf 78 TWh zurück.

Die Steinkohle-Verstromung nimmt bis 2020 deutlich ab und liegt im Jahr 2035 nur noch bei rund der Hälfte der Erzeugung von 2012. Aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit sind einige Steinkohle-Kraftwerke im Szenarienverlauf in Kaltreserve.

Die verfügbare Leistung von Erdgas-Kraftwerke sinkt aufgrund der Bestandsanlagenförderung sowie dem unterstellten Neubau von Erdgas-KWK-Anlagen sowie einem im Vergleich zum MMS verbesserten wirtschaftlichen Umfeld bis 2030 nur geringfügig. Insgesamt stabilisiert sich die Erdgas-Verstromung bis 2035 auf einem Niveau leicht unter der Erzeugung des Jahres 2012.

Abbildung 3-5: Nettostromerzeugung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

⁸³ Aufgrund der im Szenarienhorizont im Vergleich zum MMS schlechteren Wirtschaftlichkeit führen Braunkohle-Kraftwerke in der Regel keine Ertüchtigungsnahmen durch und werden entsprechend am Ende ihrer technischen Lebensdauer (55 Jahre) stillgelegt.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt im Szenarienhorizont deutlich zu (auf ca. 330 TWh im Jahr 2035 von 140 TWh im Jahr 2012). Diese Entwicklung wird vor allem durch starken Zubau von Windenergie an Land, ab 2020 auch von Windenergie auf See getrieben. Die PV-Erzeugung nimmt ebenfalls zu (mehr als Verdopplung bis zum Jahr 2035), wobei es hier zu einer Sättigung im Zeitverlauf kommt. Die Biomasseverstromung (Biogas und Biomasse) nimmt deutlich von ca. 40 TWh auf 20 TWh ab. Dies ist durch den starken Rückgang der Biogas-Verstromung und das Auslaufen der Stromerzeugung aus Pflanzenöl⁸⁴ zu erklären. Hier wirkt sich die Begrenzung des Biomasse-Zubaus auf 100 MW (brutto) mittelfristig also deutlich aus (Tabelle 3-6).

Die Stromerzeugung aus sonstigen Brennstoffen (Öl, Hochofengas usw.) nimmt im Szenariohorizont etwas ab. Dies liegt insbesondere am Rückbau der Ölkraftwerke im Zeitverlauf, während die Stromerzeugung aus den anderen „sonstigen“ Brennstoffen ungefähr auf dem Niveau von 2012 verbleibt.

Tabelle 3-21: Nettostromerzeugung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2012-2035

Energieträger	2012	2020	2025	2030	2035
	TWh				
Kernenergie	94	63	0	0	0
Braunkohle	148	124	110	78	61
Steinkohle	107	78	73	63	53
Erdgas	75	65	67	69	72
Sonstige	23	17	16	15	14
Öl	6	1	1	0	0
Gichtgas	7	7	7	6	6
Kokereigas	2	2	2	2	2
Müll	7	6	6	6	5
Sonstige	1	1	1	1	1
Erneuerbare	140	242	294	325	334
Wasser	22	22	23	23	24
Wind	51	131	176	213	225
Wind onshore	50	110	137	160	171
Wind offshore	1	21	39	53	55
PV	26	41	50	56	59
Biogas	26	29	27	16	6
Biomasse	15	17	17	14	14
Geothermie	0	1	3	4	6
Pumpspeicher	6	4	4	4	4
Nettostromerzeugung	593	594	564	554	538
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-23	-57	-52	-52	-36
Nettostromaufkommen	570	537	512	502	501

Quelle: AGE (2012–2014), Modellrechnungen Öko-Institut

⁸⁴ In der Tabelle nicht gesondert dargestellt.

Tabelle 3-22: Installierte Nettoleistungen der Stromerzeugung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (ohne Kraftwerke in Kaltreserve)

	2012	2020	2025	2030	2035
	GW				
Kernenergie	12,1	8,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,0	17,7	17,1	12,9	11,3
Steinkohle	25,6	20,8	20,6	17,9	17,5
Erdgas	27,6	25,8	25,8	23,1	18,7
Erneuerbare	75,5	120,4	141,9	156,9	162,8
Wasser	5,0	5,3	5,4	5,5	5,6
Wind onshore	31,0	52,2	62,2	69,6	72,1
Wind offshore	0,3	6,5	10,7	14,9	17,0
Biogas	3,8	4,3	3,9	2,4	0,9
Biomasse	2,1	2,5	2,5	2,1	2,1
Pflanzenöl	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0
Solar	33,0	49,2	56,7	61,7	64,2
Geothermie	0,0	0,2	0,4	0,6	0,9
Sonstige	8,1	5,3	5,1	4,7	4,4
Pumpspeicher ⁸⁵	9,3	10,7	10,7	10,7	10,7

Quelle: Berechnungen Öko-Institut, Daten für 2012 aus (Übertragungsnetzbetreiber 2014, 2013; Umweltbundesamt 2014c; Bundesnetzagentur 2014; DIW 2014; Platts 2013) und eigenen Berechnungen

Bezogen auf den Bruttostromverbrauch nimmt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 23% im Jahr 2012 auf 66% im Jahr 2035 zu, wobei der größte Zuwachs zwischen 2015 und 2025 erfolgt und nach 2030 eine Sättigung eintritt. Die EE-Ziele des Energiekonzepts (35% im Jahr 2020, 50% im Jahr 2030) werden deutlich übertroffen. Auch liegt der EE-Anteil im MWMS deutlich oberhalb des Korridors nach dem EEG 2014 (40-45% im Jahr 2025 und 55-60% im Jahr 2035).⁸⁶ Die Bundesregierung macht sich die Ergebnisse dieser Studie hinsichtlich des EE-Anteils nicht zu Eigen. Sie geht davon aus, dass der im EEG 2014 festgelegte Zielkorridor eingehalten wird. Der genehmigte Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2025 (NEP 2025) bestätigt diese Sichtweise. Der EE-Anteil liegt in fast allen Szenarien des NEP 2025 innerhalb des Zielkorridors des EEG 2014. Lediglich ein Szenario mit besonders hohem EE-Anteil bewegt sich leicht über dem Zielkorridor.

Emissionsentwicklung

Die THG-Emissionen der Stromerzeugung sinken im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario von rund 377 Mio. t CO₂-Äqu. (2012) auf 194 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2035 (Tabelle 3-23), dabei entfallen ca. 79 Mio. t CO₂-Äqu. der Minderung auf den Zeitraum bis 2020 und weitere 104 Mio. t CO₂-Äqu. auf den Zeitraum bis 2035. Zwischen 1990 und 2035 gehen die Emissionen aus der Stromerzeugung um 58% zurück. Im Vergleich zu 2005 ist dies

⁸⁵ Inkl. Gleichstromübertragungskabel und direkt angebundene Pumpspeicherkraftwerken in Luxemburg und Österreich.

⁸⁶ An dieser Stelle sei erneut auf die mögliche Überschätzung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Rahmen der Szenarienrechnungen hingewiesen (Fußnoten 67 und 76).

ein Rückgang um fast 50%. Die CO₂-Emissionen dominieren mit 99% der Gesamtemissionen der Stromerzeugung deutlich.

Tabelle 3-23: Treibhausgas-Emissionen der Kraftwerke nach Gasen im MWMS, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.							
CO ₂ -Emissionen	455.568	383.573	366.110	372.356	293.939	270.757	223.042	191.877
davon öffentliche Kraftwerke incl. REA	324.277	324.241	304.391	317.436	246.878	226.161	180.786	152.302
davon Raffineriekraftwerke	9.332	5.698	4.656	4.769	2.158	2.022	1.368	1.090
davon übrige KW der Energiewirtschaft	53.691	13.475	11.228	6.202	4.783	4.246	3.117	2.477
Industriekraftwerke	68.267	40.158	45.835	43.949	40.120	38.328	37.771	36.009
CH ₄ -Emissionen	218	748	1.398	1.716	1.991	1.829	1.275	802
N ₂ O-Emissionen	3.646	2.900	2.990	3.155	2.757	2.517	1.981	1.672
Summe CO₂+CH₄+N₂O	459.432	387.221	370.499	377.227	298.687	275.104	226.298	194.351
Veränderung ab 1990 in %		-15,7	-19,4	-17,9	-35,0	-40,1	-50,7	-57,7
Veränderung ab 2005 in %			-4,3	-2,6	-22,9	-29,0	-41,6	-49,8

Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, mit CO₂-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Für das Jahr 2012 betragen die CO₂-Emissionen der Kraftwerke 372 Mio. t CO₂ (Tabelle 3-24)⁸⁷. Die Braunkohlekraftwerke tragen mit 175 Mio. t CO₂ den größten Emissionsanteil bei, gefolgt von den Steinkohlekraftwerken mit Emissionen in Höhe von 107 Mio. t CO₂. Die Emissionen der Erdgas-Kraftwerke liegen bei 45 Mio. t CO₂. Bis zum Jahr 2020 gehen die CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung deutlich zurück. Die Emissionen aus Braunkohlekraftwerken sinken bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2012 um 35 Mio. t CO₂ auf 140 Mio. t CO₂. Damit liegen diese im Jahr 2020 um 20 Mio. t CO₂ unter den Emissionen des Jahres 2010. Die Emissionsreduktionen in den Braunkohlekraftwerken bis 2020 sind in erster Linie mit der Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft zu erklären.

Die Emissionen der Steinkohlekraftwerke gehen bis zum Jahr 2020 um 36 Mio. t CO₂ gegenüber dem Niveau von 2012 zurück analog zum Rückgang der Steinkohle-Verstromung. Dies ist unter anderem auf die erweiterte KWK-Förderung zurückzuführen. Darüber hinaus ergeben sich Emissionsminderungen durch die Inbetriebnahme neuer Steinkohlekraftwerke und die Stilllegung älterer Kapazitäten.

⁸⁷ Tabelle 3-25 stellt darüber hinaus die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung (CO₂, CH₄ und N₂O) in CO₂-Äquivalenten (CO₂-Äqu.) dar.

Tabelle 3-24: CO₂-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im MWMS, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂							
Braunkohlen	245	170	160	175	140	122	86	67
Steinkohlen	134	124	108	107	71	66	56	46
Öl	17	12	8	7	1	1	1	0
Raffineriegas	2,2	0,9	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
Erdgas	33	47	52	45	45	46	47	48
Gichtgas	16	18	21	18	19	18	17	17
Kokerei-/Stadtgas	1,3	0,5	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Sonstige Gase	0,0	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
Müll	7	10	15	17	16	15	14	13
Summe	455	382	365	371	293	270	223	191
REA	0,6	1,1	1,0	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
Summe mit REA	456	384	366	372	294	271	223	192

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Die Emissionen aus der Erdgas-Verstromung liegen im Jahr 2020 auf dem Niveau von 2012 (45 Mio. t CO₂). Zwar nimmt die Erdgas-Stromerzeugung im gleichen Zeitraum um ca. 10 TWh ab. Der Rückgang ist jedoch auf Erdgas-Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung zurückzuführen, während die Stromerzeugung in Erdgas-KWK-Anlagen zunimmt. Aufgrund des etwas geringeren elektrischen Wirkungsgrads von KWK-Anlagen im Vergleich zu Anlagen ohne Wärmeauskopplung kommt es aus diesem Grund zu keinem Rückgang der CO₂-Emissionen⁸⁸. Insgesamt sinken die CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf 294 Mio. t CO₂ im Jahr 2020.

Bis zum Jahr 2030 gehen die CO₂-Emissionen der Kraftwerke auf 223 Mio. t CO₂ zurück. Den größten Anteil an der Emissionsminderung bis zum Jahr 2030 leisten die Braunkohlekraftwerke, deren Emissionen sich gegenüber 2012 mehr als halbieren. Dies ist unter anderem auf den Rückgang der Braunkohleleistung um fast 5 GW zwischen 2020 und 2030 zurückzuführen, sodass die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke im Jahr 2030 bei nur rund 60% der Leistung des Jahres 2012 liegt (Tabelle 3-22). Nach 2020 führt der Rückgang des Stromverbrauchs in Kombination mit der erweiterten KWK-Förderung also auch zur zusätzlichen Stilllegung von Braunkohlekraftwerken gegenüber dem MMS. Vor dem Hintergrund steigender CO₂-Preise können ältere Braunkohlekraftwerke ihre Fixkosten nicht mehr verdienen und werden stillgelegt.

Bei den Steinkohlekraftwerken ist ein Rückgang der CO₂-Emissionen zwischen 2020 und 2030 um rund 20% zu beobachten analog zum Rückgang der Steinkohle-Verstromung.

Die CO₂-Emissionen aus Erdgas-Kraftwerken bleiben bis zum Jahr 2035 etwa auf dem Niveau des Jahres 2012.

Darüber hinaus kommt es zu einem kleinen Emissionsbeitrag durch die Rauchgasreinigung (ca. 0,5 bis 1 Mio. t CO₂). Der Rückgang im Zeitverlauf entspricht dem Rückgang der Kohleverstromung.

⁸⁸ Hierbei muss jedoch wiederum darauf hingewiesen werden, dass die erhöhten CO₂-Emissionen durch KWK-Anlagen durch die entsprechenden CO₂-Einsparungen in den Endverbrauchssektoren überkompensiert werden.

Tabelle 3-25: THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im MWMS, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.							
Braunkohlen	247,6	171,2	161,7	176,5	141,1	123,6	87,1	68,0
Steinkohlen	152,2	143,2	130,1	126,1	90,9	85,4	74,6	63,3
Mineralöl	19,1	12,5	8,5	8,2	2,0	2,0	1,1	0,8
Fossile Gase	33,2	48,6	53,0	46,3	46,1	46,7	47,9	48,3
Müll	6,6	10,1	14,8	17,3	15,7	14,8	13,9	12,9
Biomasse	0,1	0,4	1,4	1,8	2,1	1,9	1,2	0,7
Summe	458,8	386,1	369,5	376,2	297,9	274,4	225,8	194,0
REA	0,6	1,1	1,0	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
Summe mit REA	459,4	387,2	370,5	377,2	298,7	275,1	226,3	194,4

Anmerkung: Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die Bewertung der einzelnen Maßnahmen im MWMS dargestellt. Das MWMS zeichnet sich in der Stromerzeugung durch die folgenden vier Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündel aus:

- diverse Maßnahmen (v.a. im Rahmen des NAPE), die in den Endverbrauchssektoren zu Stromeinsparung führen,
- die Stärkung des EU-Emissionshandel,
- die neu eingeführte Bestands- und die verstärkte Neuanlagen-Förderung für Erdgas-KWK-Anlagen im Rahmen der KWKG-Novelle 2015,
- die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft.

Die Maßnahmenbewertung basiert im Gegensatz zum MMS und zum MWMS nicht auf mit beiden Modellen geschlossen iterierten Szenarien, sondern auf Variationen der entsprechenden Parameter im PowerFlex-Modell. Ausgangspunkt für die Variation der Parameter ist das MMS. Die einzelnen Maßnahmen werden im Modell abgebildet, indem die für die jeweilige Maßnahme relevanten Parameter verändert werden, wie im Folgenden dargestellt, während die übrigen Parameter wie im MMS bleiben. Der einzige Parameter, der sich bei der Bewertung der Einzelmaßnahmen gegenüber dem MMS ebenfalls ändert, ist der in dieser Modellierung exogen vorgegebene Import-Export-Saldo. Damit wird berücksichtigt, dass Maßnahmen, die eine deutliche Veränderung der Angebot- oder Nachfrageseite in Deutschland zur Folge haben, sich durch die veränderte Marktsituation auch auf den Austausch mit dem Ausland und damit auch auf die Emissionen in Deutschland auswirken würden.

Die Maßnahmen, die im MWMS zur **Senkung des Stromverbrauchs** führen, sind in den jeweiligen Kapiteln zu den Endverbrauchssektoren dargestellt (siehe Abschnitte 3.1.5, 3.1.6 und 3.1.7). Insgesamt ergeben sich im MWMS gegenüber dem MMS die in Tabelle 3-26 bezifferten Stromverbrauchsminderungen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Minderung des inländischen Verbrauchs zu leicht erhöhten Exporten führen wird, so dass sich die Minderung auf der Nachfrageseite nur zu drei Vierteln in Minderung der inländischen Stromerzeugung niederschlägt, weil sich die Exporte um ein Viertel des inländisch eingesparten Stroms erhöhen würden.

Tabelle 3-26: Summe der Stromeinsparungen im MWMS gegenüber dem MMS

	2020	2025	2030	2035
	TWh			
Summe der Stromeinsparungen in den Nachfragesektoren	-13	-23	-31	-37

Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI

Für die **Bewertung der Wirkung des EU-Emissionshandels** wurde in der Modellierung der CO₂-Preis des MWMS-Szenarios angesetzt. Dieser unterscheidet sich, wie in Kapitel 2.3 dargestellt, nur in den Szenariojahren 2025 und 2030 von den im MMS verwendeten Preisen, wobei die Unterschiede klein sind. Im MWMS beträgt der CO₂-Preis im Jahr 2030 37 €/EUA (MMS: 35 €/EUA). Es wird davon ausgegangen, dass diese Maßnahme den Import-Export-Saldo nicht verändert. Hierbei ist wiederum zu beachten, dass sich die Preisannahmen aus dem MMS aus heutiger Sicht als zu hoch herausgestellt haben. Ein direkter Vergleich der auf den Emissionshandel zurückzuführenden Emissionsminderungen ist damit nicht uneingeschränkt möglich.

Für die **Bewertung der KWK-Förderung** wurden zwei Effekte berücksichtigt. Zum einen wurde angenommen, dass 2,8 GW neue Erdgas-KWK-Anlagen bis 2020 in Betrieb genommen werden, zum anderen wird die Bestandsanlagenförderung für Erdgaskraftwerke berücksichtigt. Im Vergleich zum MMS erhöht sich dadurch das Stromerzeugungsangebot von KWK-Anlagen deutlich, was wiederum zu einem leichten Anstieg der Exporte führt, weil mit der erhöhten KWK-Stromerzeugung in Deutschland zusätzliche Stromproduktion zu niedrigen Grenzkosten am europäischen Strommarkt zur Verfügung steht. Es wird davon ausgegangen, dass die KWK-Förderung erhöhte Exporte im Umfang von einem Viertel der zusätzlichen KWK-Stromerzeugung zur Folge hat.

Für die **Bewertung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft** wurden die entsprechenden Kraftwerke im Modell außer Betrieb genommen (Anhang A2). Außerdem wird im MWMS die Stilllegung des Kraftwerks Klingenberg unterstellt (KWK-Ersatzanlagenförderung).⁸⁹ Es wird davon ausgegangen, dass die geringere Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken zu einer Verringerung der Exporte führt. Da Deutschland insbesondere in Stunden mit niedrigen Strompreisen auf dem europäischen Markt Strom exportiert, in denen teilweise die Braunkohlekraftwerke preissetzend sind, wird angenommen, dass der Effekt der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft auf den Import-Export-Saldo etwas stärker ist, als der Effekt von Stromeinsparung und KWK-Förderung und die Exporte im Verhältnis zur weggefallenen Stromproduktion aus den Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft-Kraftwerken um 30% sinken.

Tabelle 3-27 zeigt die CO₂-Minderungswirkungen aller Maßnahmen im Überblick. In der letzten Zeile sind die Gesamteffekte der Maßnahmen ausgewiesen, durch die sich beide Szenarien unterscheiden. Mit Überlagerungseffekten führen die Maßnahmen im MWMS in Summe zu Einsparungen gegenüber dem MMS zwischen 17 Mio. t (2020) und 29 Mio. t (2030). Die Summe der Einzelmaßnahmen ist dagegen als Spannweite angegeben, um folgenden Effekt zu berücksichtigen: Für die Maßnahmenbewertung werden die für die jeweilige Maßnahme relevanten Inputparameter isoliert variiert während jedoch alle anderen Größen weiterhin dem MMS entsprechen. Zu diesen Größen gehören als besonders interessante Faktoren sowohl die Stromnachfrage, als auch der Kraftwerkspark. Weil die Maßnahmenbewertung nur mit dem Dispatchmodell durchgeführt wurde, werden Kraftwerksstilllegungen, die eventuell durch einzelne Maßnahmen getriggert würden, hier nicht berücksichtigt, so dass der Kraftwerkspark dem MMS entspricht. Ein zentrales Ergebnis der Modellierung von MMS und MWMS ist, dass durch die Stromeinsparungen und die KWK-Förderung gegenüber dem MMS Steinkohlekraftwerke mit fast 5 GW bis 2020 stillgelegt werden. In der Maßnahmenbewertung mit dem Modell PowerFlex stehen diese Kraftwerke dem Modell aber noch zur Verfügung. Da dadurch der als statisch ange-

⁸⁹ Diese Emissionsminderung ist dem KWKG zuzurechnen (im MWMS wird im Jahr 2020 ein Ersatz von aufgerundet 0,2 GW Braunkohle-KWK-Anlagen durch die KWK-Förderung berücksichtigt).

nommene Kraftwerkspark zu einer Unterschätzung der Emissionsminderungen führen würde, werden die möglichen Einsparungen der Einzelmaßnahmen in Tabelle 3-27 als Spannbreiten angegeben.

Die drei Maßnahmen, die wesentlich zur Emissionsminderung beitragen, sind Stromeinsparung, KWK-Förderung und Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. Alle sorgen für sich genommen zu Einsparungen oder Verschiebungen zwischen den verschiedenen fossilen Energieträgern.

So vermindert die **Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft** für sich genommen deutlich die Emissionen aus Braunkohle-Kraftwerken. Die wegfallende Stromproduktion muss jedoch unter den Bedingungen des MMS, (v.a. gleichbleibende Stromnachfrage, kein zusätzlicher Strom aus KWK-Anlagen, hohe verfügbare Leistung an Steinkohlekraftwerken), durch andere Kraftwerke ersetzt werden. In einer ansonsten dem MMS entsprechenden Welt, wird dies hauptsächlich von Steinkohlekraftwerken übernommen, deren Emissionen in der Maßnahmenbewertung gegenüber dem MMS steigen. Wenn Überlagerungseffekte berücksichtigt werden, steigt die erreichte Emissionsminderung auf bis zu 11 Mio. t aufgrund der insgesamt veränderten Marktbedingungen (weniger Stromnachfrage, mehr Strom aus KWK-Kraftwerken, weniger noch in Betrieb befindliche Steinkohlekraftwerke als im MMS).

Die Maßnahmen zur **Stromeinsparung** führen für sich genommen hauptsächlich zu einer Reduzierung der Stromerzeugung und Emissionen aus Steinkohle-Kraftwerken. Die Emissionen aus Erdgas- und Braunkohlekraftwerken bleiben dagegen zumindest noch im Jahr 2020 von der Stromeinsparung unberührt. Wirken dagegen, wie im MWMS, Stromeinsparung und Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft zusammen, werden sowohl Emissionen der Braunkohlekraftwerke, als auch Emissionen der Steinkohlekraftwerke reduziert, was in Summe zu einer höheren Emissionsminderung führt, als jede Maßnahme für sich genommen. Hinzu kommt im MWMS der Effekt der KWK-Förderung, die für eine höhere Stromproduktion von Strom aus Erdgas-KWK-Anlagen sorgt, so dass Stein- und Braunkohlestrom verdrängt werden. Mit einer CO₂-Minderung von 10 - 13 Mio. t erzielt die Stromeinsparung bereits im Jahr 2020 den höchsten Minderungsbeitrag unter den hier untersuchten Maßnahmen. Bis 2030 wächst die Emissionsminderung durch Stromeinsparung auf 20 - 30 Mio. t an. Langfristig ist somit die Stromeinsparung die mit Abstand wirksamste der hier untersuchten Minderungsmaßnahmen.

Die **KWK-Förderung** für sich genommen führt dagegen zu steigenden oder höchstens leicht sinkenden Emissionen im Stromsektor gegenüber dem MMS. Dies ist vor allem auf die leicht höheren Exporte zurückzuführen, die durch die zusätzliche KWK-Stromeinspeisung entstehen. Außerdem ist der Wirkungsgrad von KWK-Anlagen niedriger als der von Kondensations-Kraftwerken gleichen Brennstoffs. Die Emissionseinsparung ist auch abhängig vom Wirkungsgrad, der in den KWK-Anlagen erreicht wird. In 2012 betrug der elektrische Wirkungsgrad der Erdgas-KWK-Anlagen nur etwa 30%. Um die Unsicherheit der Emissionseinsparung in Abhängigkeit vom erreichten elektrischen Wirkungsgrad zu zeigen, wird in Tabelle 3-27 eine Sensitivität dargestellt. Wenn der elektrische Wirkungsgrade auf dem heutigen Niveau bleibt, steigen die Emissionen im Stromsektor im Jahr 2020 um 5 Mio. t CO₂. Wenn der elektrische Wirkungsgrad auf 35% steigt, beträgt die Emissionsminderung 4 Mio. t CO₂ im Jahr 2020.

Die eigentliche CO₂-Minderung der KWK-Förderung findet im Wärmesektor statt, wo Wärmeerzeugung aus anderen Heizungssystemen in Höhe von 132 PJ verdrängt wird. Legt man für die verdrängten Brennstoffe die Anteile für Heizöl und Erdgas entsprechend dem Basisjahr 2012 zugrunde (Heizöl: 36%, Erdgas: 64%), so ergibt sich damit eine CO₂-Einsparung von 8,2 Mio. t im Wärmesektor.⁹⁰

Insgesamt überlagern sich die drei bisher diskutierten einzelnen Maßnahmen in hohem Maße und verstärken gegenseitig ihre Wirkung auf die Emissionsminderung.

⁹⁰ Wobei der verwendete Emissionsfaktor für Wärme die berechnete Emissionsminderung wahrscheinlich überschätzt.

Die zusätzlichen Emissionsminderungseffekte durch den EU-Emissionshandel sind klein, was in erster Linie auf die geringen Unterschiede zwischen den modellierten CO₂-Preisen in MMS und MWMS zurückzuführen ist, die kaum emissionswirksame Veränderungen in der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke verursachen können.⁹¹

Tabelle 3-27: CO₂-Minderungswirkung der einzelnen Maßnahmen in der Stromerzeugung im MWMS gegenüber dem MMS

Direkte Emissionsminderung [Mio. t CO ₂ -Äqu.]	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2015	2020	2030
Stromeinsparungen durch Maßnahmen in anderen Sektoren	O	verschieden	0	10 – 13	20 – 30
Stärkung des Emissionshandels	E	2005	0	0	1
KWK-Förderung	E	2016	0	-5–4	-7–1
Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft	V	2017	0	≤11	5 – 7
Summe der Einzelmaßnahmen			0	≤28	19 – 39
Gesamtwirkung der Einzelmaßnahmen mit Überlagerungseffekten (Delta MWMS – MMS, ohne KWK-Sensitivität)			0	17	29
<i>nachrichtlich: Zusätzliche Minderung im Wärmesektor durch KWK-Förderung</i>			0	8	8

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts
 Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Vergleicht man die Gesamtminderung im Stromsektor mit den Zielen im Aktionsprogramm Klimaschutz ergibt sich folgendes Bild:

Im Aktionsprogramm Klimaschutz war erstens eine Emissionseinsparung im Stromsektor durch Stromeinsparungen (NAPE) eingeplant. Dort war zwar eine Schätzung der Emissionsminderung für den gesamten NAPE angegeben worden, eine Aufteilung auf den Stromsektor und den Wärmesektor war aber nicht erfolgt. Im Rahmen der hier vorgelegten Maßnahmenbewertung konnte eine Stromeinsparung von 13 TWh in 2020 ermittelt werden. Dies entspricht bei Einzelbetrachtung der Maßnahme einer Emissionsminderung von 10–13 Mio. t CO₂.

Im Aktionsprogramm Klimaschutz wurde zweitens festgelegt, dass eine zusätzliche Emissionsminderung von 22 Mio. t CO₂ unter besonderer Berücksichtigung des Stromsektors erbracht werden soll. Am 01. Juli 2015 hat der Koalitionsausschuss festgelegt, dass diese 22 Mio. t CO₂ durch eine Kombination von Maßnahmen erreicht werden soll:

- Die Einführung einer Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft trägt zu einer Einsparung von bis zu 11 Mio. t CO₂ bei. 1,5 Mio. t sollen ggf. durch zusätzliche Maßnahmen der Braunkohlewirtschaft erbracht werden.⁹²

⁹¹ Retrospektiv sind die Minderungseffekte durch eine Stärkung des Emissionshandelssystems wohl auch deshalb so gering, weil die CO₂-Preise im MMS bereits hoch angesetzt wurden. Außerdem unterschätzt die verwendete Methode die Wirkung des Emissionshandels auf den Kapitalstock.

- Die KWK-Förderung führt zu einer zusätzlichen Emissionsminderung von 4 Mio. t CO₂.
- Effizienzmaßnahmen (im Gebäudebereich, in den Kommunen, in der Industrie sowie im Schienenverkehr) sollen zu einer Emissionsminderung von 5,5 Mio. t CO₂ führen.

Damit verschieben sich Teile der einzusparenden 22 Mio. t in andere Sektoren, so dass hier ein Vergleich mit den Modellierungsergebnissen unter Einbeziehung des Wärmesektors sinnvoll ist.

Von der geplanten zusätzlichen Emissionsminderung in Höhe von 22 Mio. t CO₂ sind Maßnahmen in einem Umfang von 7 Mio. t CO₂ noch nicht konkret genug ausgestaltet, um sie mittels einer Modellierung zu quantifizieren (zusätzliche Minderung der Braunkohlewirtschaft in Höhe von 1,5 Mio. t CO₂ und Effizienzmaßnahmen in einem Umfang von 5,5 Mio. t). Es wurde daher nur ein Teil der geplanten Minderungsmaßnahmen im MWMS quantifiziert, dies betrifft die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft und die KWK-Förderung, die zusammen 15 – 16,5 Mio. t CO₂ vermeiden sollen. Für die Bewertung der Zielerreichung werden die zusätzlichen Einsparungen von 7 Mio. t CO₂ im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtungen in Abschnitt 3.5.2.3 und 3.5.2.4 in die zu erreichbaren Minderungen für das Jahr 2020 einbezogen (siehe auch Tabelle 3-127).

Die Braunkohlesicherheitsbereitschaft erreicht eine Emissionsminderung von bis zu 11 Mio. t CO₂ (aufgerundet). Es ist also absehbar, dass die Braunkohlewirtschaft zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen im Umfang von mindestens 1,5 Mio. t CO₂ bis 2020 realisieren müssen. Ebenso sind die weiteren Effizienzmaßnahmen, die bis 2020 zusammen 5,5 Mio. t CO₂ einsparen sollen, in konkrete Instrumente zu überführen. Die Emissionsminderung durch die KWK-Förderung liegt zwar in einer Größenordnung von 4 Mio. t CO₂, die genaue Höhe ist aber von verschiedenen Faktoren abhängig und schwer genau zu quantifizieren. Hier sind zum einen die unterstellten Wirkungsgrade auf der Stromseite und die Nutzungsgrade auf der Wärmeseite zu nennen. Zum anderen wurde unterstellt, dass die Vergütungssätze ausreichen, dass bis 2020 Erdgas-KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von 2,8 GW gebaut werden. Vor dem Hintergrund der aktuell und weiterhin niedrigen Strompreise ist jedoch fraglich, ob diese Anlagen im Rahmen der durch die KWKG-Novelle 2015 geplanten Neubau-Fördersätze in Gänze realisiert werden.

3.1.2 Andere Umwandlungssektoren

3.1.2.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Neben der Stromerzeugung müssen für die Energiewirtschaft (Umwandlungssektor) noch eine Reihe weiterer Verursacherbereiche berücksichtigt werden:

- Heizwerke der Fernwärmeversorgung,
- (Mineralöl-) Raffinerien,

⁹² Bei der Ausgestaltung der Maßnahmen ist darauf zu achten, dass keine Doppelzählungen auftreten. Dabei ist z.B. zu berücksichtigen, dass im MMS die Stilllegung des Braunkohlekraftwerks Klingenberg in Berlin im Rahmen der KWK-Neuanlagen-Förderung bereits berücksichtigt wurde, bzw. diese Emissionsminderungen bereits in den 4 Mio. t Emissionsminderung der KWK-Förderung enthalten ist. An dieser Stelle ist aber auch darauf hinzuweisen, dass diese Emissionsminderungen nur dann zusätzlich auftreten, wenn letztendlich auch die Kohleförderung reduziert wird und nicht andere Kraftwerke höher ausgelastet werden.

- übrige Anlagen des Umwandlungssektors (Braunkohlengruben, Steinkohlenzechen, Brikettfabriken, Kokereien, andere Umwandlungs- und Veredelungsanlagen) inkl. Anlagen zur Biokraftstoffherstellung (= Bioraffinerien zur Herstellung von Biodiesel und Bioethanol).

Im für die Modellierung gewählten Ansatz werden für diese Bereiche die Wärmeerzeugungsanlagen getrennt von den (Industrie-) Kraftwerken des Umwandlungssektors analysiert, da die Entwicklung der industriellen Stromerzeugungsanlagen im Umwandlungssektor nur im Kontext der Entwicklung des gesamten Stromerzeugungssektors bzw. des gesamten Strommarktes sinnvoll untersucht werden kann.

Zur Bereitstellung der Fernwärme werden neben den die Strommodellierung abgebildeten KWK-Anlagen (beschrieben in Kapitel 3.1.1) zusätzlich auch Heizwerke modelliert. Die Entwicklung der Brennstoffeinsätze dieser Heizwerke orientiert sich an den Entwicklungen der Brennstoffeinsätze in den Kraftwerken des Stromsektors.

Die übrigen betrachteten Umwandlungsanlagen werden unabhängig vom Stromerzeugungssektor modelliert. Anders als die Modellierung des Stromsektors erfolgt hier die Modellierung nicht stundenscharf sondern nur als Jahreswerte. Bei der Integration der Sektorergebnisse bilden sie zusammen mit den Stromerzeugungsanlagen den gesamten Umwandlungssektor (Energiewirtschaft). Die Projektionen der anderen Umwandlungssektoren außerhalb der Stromerzeugung sind im Wesentlichen durch die Energieverbräuche der Energiesektoren determiniert: Alle Nachfragegrößen für die übrigen Umwandlungssektoren ergeben sich aus den in den Sektoranalysen ermittelten Energienachfragen, wobei Leitungs- und Umwandlungsverluste bei der Integration vollständig berücksichtigt werden.⁹³

Erdgasverdichterstationen werden entsprechend der Struktur des Treibhausgasinventars nicht im Umwandlungssektor sondern im Verkehr berücksichtigt, siehe Kapitel 3.1.3.1.

3.1.2.2 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Die Nachfrage nach netzgebundener Wärme in den Endverbrauchssektoren bleibt relativ konstant. Da gleichzeitig die Wärmeerzeugung aus KWK zurückgeht, steigt der Energieeinsatz der ungekoppelten Wärmeerzeugung: Gegenüber dem Jahr 2012 nimmt dieser um etwa die Hälfte zu, siehe Tabelle 3-28. Dieser zusätzliche Energiebedarf wird im Wesentlichen durch zusätzliches Erdgas gedeckt. Der Verbrauch an anderen fossilen und sonstigen Energieträgern ist konstant oder rückläufig. Die größte Steigerung des Verbrauchs der öffentlichen Heizkraftwerke findet dabei zwischen 2025 und 2030 statt.

Da der Verbrauch von Braun- und Steinkohlen sowie Mineralöl insgesamt über alle Energiesektoren bis 2035 stetig zurückgeht, sinkt der Energiebedarf der Wärmeerzeuger in Raffinerien und des übrigen Energiesektors. Insgesamt weist der Energieverbrauch der anderen Umwandlungssektoren (unter Berücksichtigung des in Fußnote 93 genannten methodischen Sprungs bei der Biokraftstoffherstellung) aufgrund gegenläufiger Trends Schwankungen auf, verändert sich im Saldo aber nicht besonders stark.

⁹³ An dieser Stelle muss auf ein Spezifikum der Brennstoffeinsatz-Bilanzierung für die Biokraftstoffherstellung hingewiesen werden: Für die historischen Daten wird in den deutschen Energiebilanzen (bisher) bei der Biokraftstoffherstellung eine Umsetzung der eingesetzten Biomasse ohne jegliche Umwandlungsverluste unterstellt. Für die Projektion wird dagegen die (einheimische) Biokraftstoffherstellung mit einem eigenen Modul abgebildet, das neben dem Hilfsenergieeinsatz von Strom und Erdgas auch die Umwandlungsverluste bei der Biomasse berücksichtigt. Die historischen Zeitreihen wurden einer entsprechenden Korrektur nicht unterzogen, so dass für die Zeitreihe im Bereich der übrigen Umwandlungsanlagen zwischen historischen und Projektionsdaten ein methodischer Bruch entsteht. Dieser Effekt ist jedoch nur für die Energiebilanzen von Bedeutung, hinsichtlich der Treibhausgasemissionen entstehen durch diese Situation vernachlässigbare Effekte.

Tabelle 3-28: Energieeinsatz in den übrigen Umwandlungssektoren im MMS 2010-2035

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ						
Öffentliche Heizwerke	219	210	175	207	233	294	317
Wärmeerzeuger in Raffinerien	222	214	208	191	174	160	150
Andere Wärmeerzeuger der Energiewirtschaft	53	47	209	229	206	156	152
Summe nach Sektoren	493	471	593	627	613	610	618
Braunkohlen	10	10	10	10	10	9	8
Steinkohlen	31	34	32	28	26	17	20
Öl	62	47	49	46	43	40	38
Raffineriegas	147	146	142	130	119	109	102
Erdgas	146	132	118	155	177	240	259
Gichtgas	13	16	19	16	14	13	11
Kokerei-/Stadtgas	1	1	10	10	10	10	10
Sonstige Gase	12	7	0	0	0	0	0
Müll	28	32	32	32	32	32	32
Biogas	1	1	1	1	1	1	0
(Feste) Biomasse	39	40	170	188	172	131	129
Flüssige Biomasse	0	0	1	1	1	0	0
Abwärme	4	4	4	4	4	4	4
Strom	0	0	5	6	5	4	4
Summe nach Energieträgern	493	471	593	627	613	610	618

Anmerkung: Umwandlungsverluste in Anlagen zur Biokraftstoffherstellung sind nur in den Projektionsjahren berücksichtigt.

Quelle: AGE (2012–2014), UBA (2014a+b), Modellrechnungen des Öko-Institut

Emissionsentwicklung

Die Emissionen aus den übrigen Umwandlungssektoren sind zwischen 1990 und 2012 um etwa 12% zurückgegangen, werden aber bis 2025 aufgrund des steigenden Erdgaseinsatzes ansteigen, anschließend aber wieder absinken und dann 2035 wieder etwa 12% unterhalb von 1990 liegen. Im Vergleich zu 2005 bedeutet dies einen Anstieg um 7%. Die CO₂-Emissionen dominieren mit etwa 97% der Gesamtemissionen der übrigen Umwandlungssektoren deutlich, siehe Tabelle 3-29. Dabei wird aber auch ersichtlich, dass insbesondere die Lachgasemissionen der Biomasse nicht ganz zu vernachlässigen sind.

Tabelle 3-29: Emissionsentwicklungen für die übrigen Umwandlungssektoren im MMS nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	36.117	33.878	32.247	30.931	30.944	30.528	32.010	32.297	30.931
CH ₄ -Emissionen	67	34	25	39	45	46	50	51	39
N ₂ O-Emissionen	207	211	264	928	1.006	918	692	689	928
Summe CO₂+CH₄+N₂O	36.391	34.124	32.536	31.898	31.994	31.492	32.752	33.037	31.898
Veränderung ab 1990 in %		-6,2	-10,6	-12,3	-12,1	-13,5	-10,0	-9,2	-12,3
Veränderung ab 2005 in %			-4,7	-6,5	-6,2	-7,7	-4,0	-3,2	-6,5

Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Betrachtet man die einzelnen Brennstoffe (siehe Tabelle 3-30), ist zu sehen, dass aktuell (2012) Mineralöl etwa 40 % der Emissionen der übrigen Umwandlungssektoren ausmacht, was zum größten Teil auf die Mineralölraffinerien zurückzuführen ist. Mit dem Rückgang der Mineralölnachfrage und damit des Energieeinsatzes der Raffinerien sinkt dieser Anteil von Mineralöl leicht unter das aktuelle Niveau. Gleichzeitig verdoppeln sich beinahe die Emissionen aus Erdgas – bedingt durch den größeren Bedarf in öffentlichen Heizwerken – sodass Erdgas 2035 mit einem Anteil von etwa 40 % die wichtigste Emissionsquelle der übrigen Umwandlungssektoren wird.

Tabelle 3-30: Emissionsentwicklungen für die übrigen Umwandlungssektoren im MMS nach Brennstoffen, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	9,9	1,7	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9
Steinkohlen	8,6	4,9	6,7	7,8	8,0	6,9	6,2	4,9	4,9
Mineralöl	12,5	17,0	14,0	12,8	12,7	11,7	10,7	10,0	9,4
Fossile Gase	5,0	9,3	8,2	7,5	6,6	8,7	10,0	13,5	14,6
Müll	0,4	1,2	2,4	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Biomasse	0,0	0,1	0,1	0,1	0,7	0,8	0,7	0,5	0,5
Summe	36,4	34,1	32,5	32,0	31,9	32,0	31,5	32,8	33,0

Anmerkung: Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.1.2.3 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Die Nachfrage nach netzgebundener Wärme in den Endverbrauchssektoren bleibt relativ konstant. Da gleichzeitig die Wärmeerzeugung aus KWK zurückgeht, steigt der Energieeinsatz der ungekoppelten Wärmeerzeugung: Gegenüber dem Jahr 2012 nimmt dieser um etwa die Hälfte zu, siehe Tabelle 3-28. Dieser zusätzliche Energiebedarf wird im Wesentlichen durch zusätzliches Erdgas gedeckt. Der Verbrauch an anderen fossilen

und sonstigen Energieträgern ist konstant oder rückläufig. Die größte Steigerung des Verbrauchs der öffentlichen Heizkraftwerke findet dabei zwischen 2025 und 2030 statt.

Da der Verbrauch von Braun- und Steinkohlen sowie Mineralöl insgesamt über alle Energiesektoren bis 2035 stetig zurückgeht, sinkt der Energiebedarf der Wärmeerzeuger in Raffinerien und des übrigen Energiesektors. Insgesamt weist der Energieverbrauch der anderen Umwandlungssektoren (unter Berücksichtigung des in Fußnote 93 genannten methodischen Sprungs bei der Biokraftstoffherstellung) aufgrund gegenläufiger Trends Schwankungen auf, verändert sich im Saldo aber nicht besonders stark.

Tabelle 3-31: Energieeinsatz in den übrigen Umwandlungssektoren im MWMS 2010-2035

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ						
Öffentliche Heizwerke	219	210	175	177	194	239	303
Wärmeerzeuger in Raffinerien	222	214	207	184	164	150	141
Andere Wärmeerzeuger der Energiewirtschaft	53	47	209	222	197	147	143
Summe nach Sektoren	493	471	591	584	555	536	588
Braunkohlen	10	10	10	10	9	9	8
Steinkohlen	31	34	32	23	21	18	15
Öl	62	47	49	45	41	38	37
Raffineriegas	147	146	141	126	112	103	96
Erdgas	146	132	118	126	140	186	253
Gichtgas	13	16	19	16	14	12	11
Kokerei-/Stadtgas	1	1	10	10	10	10	10
Sonstige Gase	12	7	0	0	0	0	0
Müll	28	32	32	32	32	32	32
Biogas	1	1	1	1	1	1	0
(Feste) Biomasse	39	40	170	186	166	121	119
Flüssige Biomasse	0	0	1	1	1	0	0
Abwärme	4	4	4	4	4	4	4
Strom	0	0	5	6	5	4	4
Summe nach Energieträgern	493	471	591	584	555	536	588

Anmerkung: Umwandlungsverluste in Anlagen zur Biokraftstoffherstellung sind nur in den Projektionsjahren berücksichtigt.

Quelle: AGE (2012–2014), UBA (2014a+b), Modellrechnungen des Öko-Institut

Emissionsentwicklung

Die Emissionen aus den übrigen Umwandlungssektoren sind zwischen 1990 und 2012 um etwa 12% zurückgegangen und werden bis etwa 2025 weiter absinken, aber anschließend bis 2035 aufgrund des steigenden Erdgaseinsatzes ansteigen und dann 2035 etwa 13% unterhalb von 1990 liegen. Im Vergleich zu 2005 bedeutet dies einen Rückgang um 7%. Die CO₂-Emissionen dominieren mit etwa 98% der Gesamtemissionen der übrigen Umwandlungssektoren.

rigen Umwandlungssektoren deutlich, siehe Tabelle 3-29. Dabei wird aber auch ersichtlich, dass insbesondere die Lachgasemissionen der Biomasse nicht ganz zu vernachlässigen sind.

Tabelle 3-32: Emissionsentwicklungen für die übrigen Umwandlungssektoren im MWMS nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	36.117	33.878	32.247	30.931	30.828	28.380	27.307	28.328	30.912
CH ₄ -Emissionen	67	34	25	39	39	40	40	41	49
N ₂ O-Emissionen	207	211	264	928	927	960	858	643	635
Summe CO₂+CH₄+N₂O	36.391	34.124	32.536	31.898	31.794	29.380	28.205	29.012	31.596
Veränderung ab 1990 in %		-6,2	-10,6	-12,3	-12,6	-19,3	-22,5	-20,3	-13,2
Veränderung ab 2005 in %			-4,7	-6,5	-6,8	-13,9	-17,3	-15,0	-7,4

Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Betrachtet man die einzelnen Brennstoffe (siehe Tabelle 3-33), ist zu sehen, dass aktuell (2012) Mineralöl etwa 40 % der Emissionen der übrigen Umwandlungssektoren ausmacht, was zum größten Teil auf die Mineralölraffinerien zurückzuführen ist. Im MWMS geht die Mineralölnachfrage stärker als im MMS zurück, der Anteil von Mineralöl an den Gesamtemissionen der anderen Sektoren ändert sich aber nur geringfügig gegenüber dem MMS. Gleichzeitig gehen im MWMS die Emissionen aus Steinkohle stärker zurück und die aus Erdgas steigen weniger stark an als im MMS.

Tabelle 3-33: Emissionsentwicklungen für die übrigen Umwandlungssektoren im MWMS nach Brennstoffen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Brennstoff									
Braunkohlen	9,9	1,7	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
Steinkohlen	8,6	4,9	6,7	7,8	7,9	6,4	5,7	5,0	4,3
Mineralöl	12,5	17,0	14,0	12,8	12,6	11,3	10,2	9,4	8,9
Fossile Gase	5,0	9,3	8,2	7,5	6,6	7,1	7,9	10,5	14,2
Müll	0,4	1,2	2,4	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Biomasse	0,0	0,1	0,1	0,1	0,7	0,8	0,7	0,5	0,5
Summe	36,4	34,1	32,5	32,0	31,8	29,4	28,2	29,0	31,6

Anmerkung: Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

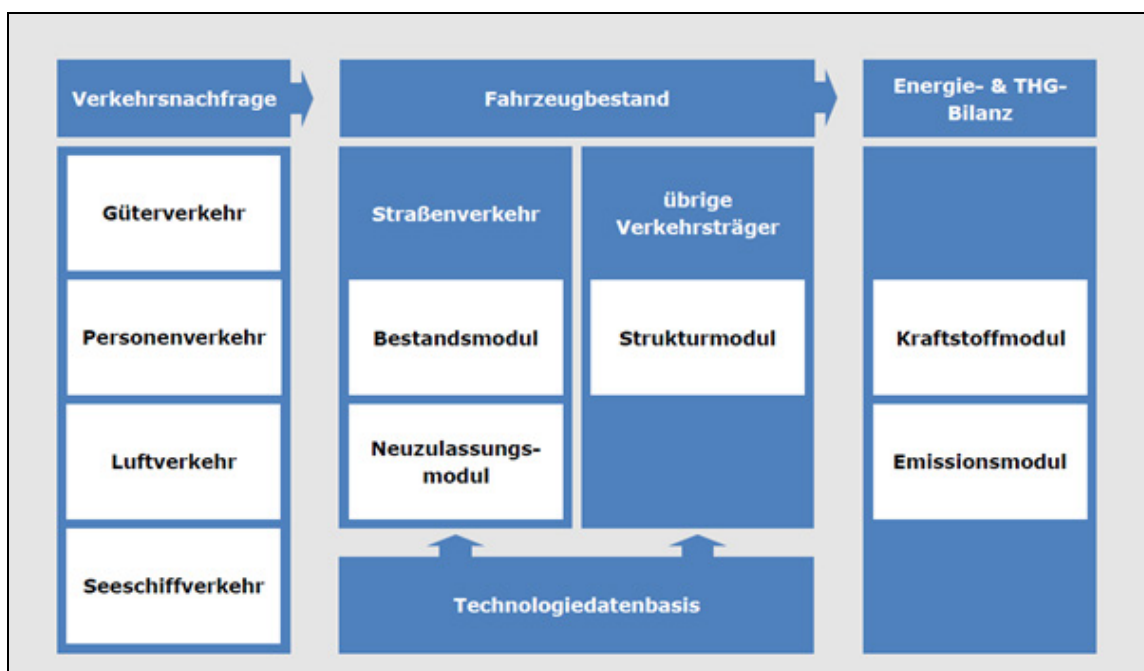
Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.1.3 Verkehr

3.1.3.1 Methodik

Die Grundlage der Bestimmung des Endenergieverbrauchs und der erzeugten Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors bildet das vom Öko-Institut im Rahmen der Studie Treibhausgasneutraler Verkehr 2050 (Öko-Institut 2013) entwickelte TEMPS⁹⁴-Modell, welches in mehreren Projekten angewendet und weiterentwickelt wurde. Die Verkehrsnachfrage für das MMS wurde aus der Verkehrsverflechtungsprognose 2030 übernommen und bis 2035 fortgeschrieben. Weitere Eingabedaten basieren auf TREMOD (Knörr 2011) sowie der Technologiedatenbank aus der vom Öko-Institut angefertigten Studie eMobil 2050 (Öko-Institut 2014a). Das am Öko-Institut entwickelte Modell TEMPS ermöglicht es, die Entwicklung von Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen des Verkehrs für unterschiedliche Szenarien zu quantifizieren und dabei Veränderungen der Verkehrsnachfrage, im Fahrzeugbestand und beim Kraftstoffeinsatz abzubilden. Das Modell besteht aus den drei Komponenten Verkehrsnachfrage, Fahrzeugbestand (inkl. Technologiedatenbank) und Energie- & Treibhausgasbilanz (Abbildung 3-6). Alle Entwicklungen können dabei von 2010 in jahresfeinen Schritten bis 2050 modelliert werden, wobei diese Studie auf den Zeitraum bis 2035 begrenzt wird.

Abbildung 3-6: Flussdiagramm zum TEMPS-Modell



Quelle: Öko-Institut

Zur Abschätzung der Wirkung von Maßnahmen auf die Verkehrsnachfrage werden Preiselastizitäten genutzt, die einer Literaturrecherche entnommen sind.

Für den Personenverkehr wird auf empirisch abgeleitete Werte von Hautzinger & Mayer (2004) zurückgegriffen. Für den motorisierten Individualverkehr ist darin eine Preiselastizität von -0,3 auf Kraftstoffpreisänderungen sowie eine Kreuzelastizität für den öffentlichen Verkehr von 0,13 angegeben. Diese Werte liegen in der Spannweite der in dieser Studie aufgeführten Literaturrecherche von Preiselastizitäten.

Im Güterverkehr sind Elastizitäten aus De Jong (2010) entnommen. Für Änderungen der Wegekosten im Straßengüterverkehr wird dort an Hand einer Literaturrecherche ein konsistentes Set an Elastizitäten

⁹⁴ TEMPS – Transport Emissions and Policy Scenarios

angegeben und mit -0,6 in Bezug auf die Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs bestimmt. Die Kreuzelastizität für andere Verkehrsträgeroptionen wird dabei auf 0,3 abgeschätzt, so dass in dieser Studie für den Schienengüterverkehr und die Binnenschifffahrt jeweils mit einer Kreuzelastizität von 0,15 auf Wegekostenänderungen im Straßengüterverkehr gerechnet wird.

Für den Luftverkehr liegt mit Peter et al. (2012) eine aktuelle Studie zu den Auswirkungen der Einführung der Luftverkehrssteuer vor. In dieser Studie werden für Änderungen der Ticketkosten Elastizitäten zwischen -0,4 und -1,2 für unterschiedliche Flugentfernungen und Geschäfts- und Freizeitreisende angegeben, die für die Berechnungen verwendet werden.

Die Komponente *Fahrzeugbestand* des TEMPS-Modells dient dazu, die Technologie- und Effizienzentwicklung der Verkehrsträger abzubilden. Dies erfolgt aufgrund der Dominanz des Straßenverkehrs bei Pkw, Lkw und Bussen detailliert auf Fahrzeugebene; für die übrigen Verkehrsträger wird die Entwicklung auf einer aggregierteren Systemebene ohne Bezug auf Einzelfahrzeuge modelliert. Für den Bestand in 2010 dient dabei für alle Verkehrsträger TREMOD als Grundlage. Die Fortschreibung der Effizienzentwicklung und der Neuzulassungen variiert je nach Szenario in Abhängigkeit von den angenommenen Maßnahmen.

Die Komponente *Energie- und Treibhausgasbilanz* des TEMPS-Modells berechnet mittels der spezifischen Energieverbräuche der Verkehrsträger in Jahresschritten den Endenergieverbrauch für den Verkehrssektor, der für die Berechnung der Treibhausgasemissionen benötigt wird. Der Endenergieverbrauch bezieht sich in diesem Papier auf die Berichterstattung gemäß des Zentralen Systems Emissionen (ZSE). Da die Modellierung des Verkehrssektors in dieser Studie auf das Inlandsprinzip zurückgreift, wird analog zu TREMOD eine Kalibrierung auf die im ZSE hinterlegten Werte des Endenergieverbrauchs im Jahr 2012 durchgeführt. Die somit ermittelten Kalibrierungsfaktoren werden ebenfalls analog zu TREMOD in der Bestimmung des Endenergieverbrauchs bis 2030 als konstant angesetzt.

Generell ist auf einige unterschiedliche Zuordnungen zwischen Treibhausgasinventar einerseits und Energiebilanz andererseits hinzuweisen:

- Im *Treibhausgasinventar* (umfasst jeweils sowohl Emissionen als auch Aktivitätsraten⁹⁵) werden dem nationalen Verkehr folgende Bereiche zugeordnet: Ziviler inländischer Flugverkehr, Straßen- und Schienenverkehr, Binnen- und Küstenschifffahrt sowie der bauwirtschaftliche Sonderverkehr und Pipelinetransport. Der internationale zivile Flugverkehr und die internationale Seeschifffahrt sind nur nachrichtlich als sogenannte „memo items“ enthalten. Land- und forstwirtschaftlicher Verkehr ist in der Quellgruppe Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei enthalten. Militärischer Verkehr wird der Quellgruppe „andere Bereiche“ zugeordnet. Außerdem ist anzumerken, dass im Treibhausgasinventar auch Schmierstoffe im Energieverbrauch des Verkehrs enthalten sind.⁹⁶
- In der *Energiebilanz* ist im Endenergieverbrauch des Verkehrs der zivile Flugverkehr (Kerosinabsatz in Deutschland), der Straßen- und Schienenverkehr sowie Binnen- und Küstenschifffahrt enthalten. Hochseebunkerungen der internationalen Seeschifffahrt sind weder im Endenergie- noch im Primärenergieverbrauch enthalten.⁹⁷ Land-, forst- und bauwirtschaftlicher sowie militärischer Verkehr sind im Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen enthalten. Der Energiebedarf von Erdgasverdichtern ist kein Endenergiebedarf, sondern er gehört in der Energiebilanz zum Umwandlungssektor. Schmierstoffe sind in der Energiebilanz nicht als Endenergieverbrauch des Verkehrs sondern als nichtenergetischer Verbrauch erfasst.

⁹⁵ Im Treibhausgasinventar wird nicht von Energieverbräuchen gesprochen sondern allgemeiner von Aktivitätsraten.

⁹⁶ Die Zuordnung der Schmierstoffe zum Verkehr ist notwendig, da Schmierstoffe (zumindest teilweise) in den Motoren mitverbrannt werden und folglich auch Emissionen entstehen.

⁹⁷ Energieverbräuche der Seeschifffahrt (Hochseebunkerungen) sind in der Energiebilanz zwar im *Energieaufkommen* enthalten, tragen aber (ebenso wie Ausfuhr und Bestandsaufstockungen) nicht zum *Primärenergieverbrauch* bei.

TEMPS modelliert keine Sonderverkehre (Land- und forstwirtschaftlicher Verkehr, bauwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Verkehr und Erdgasverdichterstationen für den Pipelinetransport). Land- und forstwirtschaftlicher Verkehr sowie militärischer Verkehr werden nur implizit innerhalb des GHD-Sektors modelliert. Bauwirtschaftlicher Verkehr und Pipelinetransport werden zwar explizit modelliert, aber da diese beiden Sonderverkehre nur einen kleinen Teil des gesamten Verkehrs ausmachen, wurde hier keine maßnahmengetriebene Modellierung umgesetzt, sondern die Energieeinsätze (und damit die Emissionen) dieser beiden Sonderverkehre orientieren sich in der Projektion an der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklung der Bauwirtschaft bzw. dem Gesamtverbrauch an Erdgas. Da der Energiebedarf von Erdgasverdichtern kein Endenergieverbrauch ist, wird er auch nicht als solcher aufgeführt, ist aber im gesamten Primärenergieverbrauch (Kapitel 3.2) enthalten.

3.1.3.2 Annahmen und Parameter MMS

In diesem Abschnitt wird auf die konkrete Modellierung und die dafür getroffenen Annahmen der Maßnahmenwirkung der einzelnen in Kapitel 2.6.3 aufgeführten Maßnahmen eingegangen. Die für Verkehrsnachfrageänderungen hinterlegten Preiselastizitäten sind im vorigen Abschnitt dokumentiert.

CO₂-Emissionsstandards Pkw: Bereits vor Einführung verbindlicher Effizienzstandards sind die CO₂-Emissionen im Zeitraum 2001-2007 nach den Monitoring-Daten der EEA für Neuzulassungen in Deutschland (EEA 2012) um jährlich durchschnittlich 0,8% gesunken. Für die Effizienzentwicklung ohne die Einführung eines verbindlichen Emissionsstandards wird daher eine jährliche Effizienzsteigerung um 0,8% angenommen. Im MMS verläuft die Effizienzentwicklung bis 2021 gemäß der EU-Regulierung; nach Erreichen des CO₂-Emissionszielwerts von 95 g/km in 2021 wird die Entwicklung wiederum mit einer jährlichen Minderung von 0,8% fortgeschrieben. Für die Abweichung zwischen den Emissionen gemäß Testzyklus und den Emissionen im Realbetrieb wird auf die Daten aus (Mock et al. 2014) zurückgegriffen. Demnach ist die Abweichung zwischen Testzyklusemissionen und Realverbrauch seit Einführung der Pkw-Emissionsstandards deutlich angestiegen und beträgt mittlerweile über 30%. Diese Daten werden im Projektionsbericht und in den Politiksznarien übernommen und der Trend wird dahingehend fortgeschrieben, dass für neu zugelassene Fahrzeuge in den Jahren 2015 und 2016 mit einer Abweichung von +35% gerechnet wird.

Mit der Einführung des WLTP in das Europäische Typgenehmigungsverfahren ab September 2017 wird erwartet, dass auf dem Prüfstand die realen Kraftstoffverbräuche besser abgebildet werden als mit dem NEFZ. Unterschiede zwischen WLTP und NEFZ, welche auf den realistischen Fahrzyklus, das höhere Fahrzeuggewicht und die niedrigere Motortemperatur zu Testbeginn zurückzuführen sind, sollen aber in einer Umrechnung des Emissionsstandards berücksichtigt werden. Für den Zeitraum ab Einführung des WLTP wird davon ausgegangen, dass sich zwar nicht allein durch den WLTP die Energieverbräuche neuer Pkw reduzieren werden, dass aber durch den WLTP der Trend in Richtung einer steigenden Diskrepanz zwischen Testverfahren und Realverbräuchen durch den WLTP gestoppt werden kann.

Für die Berechnungen bedeutet die hier getroffene Annahme zu den Abweichungen im Verbrauch, dass die hier im Ergebnis dargestellten CO₂-Emissionen und der Endenergieverbrauch eher als Obergrenze anzusehen sind. Für zukünftige Abschätzungen wird die Annahme zur Abweichung nochmal zu prüfen sein – dies auch unter dem Gesichtspunkt, dass die diesbezüglichen Arbeiten zum WLTP erst in 2015 abgeschlossen werden. Dieser Punkt wird daher in einem der folgenden Projektionsberichte genauer betrachtet werden.

CO₂-Emissionsstandards leichte Nutzfahrzeuge (LNF): Da für LNF keine langfristigen Monitoring-Daten für eine Entwicklung der spezifischen Emissionen vorliegen, wurde der für Pkw ermittelte Wert von jährlich 0,8% für eine rein technologisch bedingte Effizienzsteigerung übernommen. Im MMS verläuft die Entwicklung gemäß der EU-Regulierung.

Biokraftstoffbeimischung: Laut BImSchG sollen mit Biokraftstoffen im Jahr 2020 6% THG-Minderung erzielt werden. Zudem sollen die Voraussetzungen geschaffen werden, dass auch der in elektrischen Fahrzeugen eingesetzte Strom auf die THG-Minderung angerechnet werden kann. Der Beitrag der Elektromobilität zu

Quotenerfllung betrgt im MMS rd. 0,2 Prozentpunkte im Jahr 2020 und 2,9 Prozentpunkte im Jahr 2030. Darber hinaus sollen bei der THG-Quote knftig (vstl. ab 2018) auch Upstream-Emissionsreduktionen zur Anrechnung zugelassen werden. Damit kann schtzungsweise 1 Prozentpunkt mit Blick auf das 6%-Ziel in 2020 abgedeckt werden. Unter diesen Voraussetzungen und mit der Annahme, dass durchschnittliche Biokraftstoffe in 2020 65% Minderung gegenber fossilen Kraftstoffen erzielen, wird ab 2020 fr Benzin eine Beimischung von 7% (energetisch) und fr Diesel von 9% (energetisch) angenommen. Fr die Entwicklung bis 2020 wird linear interpoliert. Ab 2020 bleibt die Beimischung bei 7% bzw. 9%. Zudem wird angenommen, dass die Beimischung von Biomethan bis zum Jahr 2025 auf 20% ansteigt. Fr den Luftverkehr wird keine Biokraftstoffbeimischung angenommen.

Luftverkehrsteuer: Die Wirkung der Luftverkehrsteuer wird ber eine Erhhung der Ticketpreise im Flugverkehr und der sich daraus ergebenden nderung der Luftverkehrsnachfrage abgebildet. In den Jahren 2011 bis 2013 betrug die angemeldete Luftverkehrsteuer 960, 946 und 950 Mio. € (Destatis 2013). Da die Belastung der Luftverkehrsindustrie aus der Luftverkehrsteuer und der Einbeziehung in den Emissionshandel auf 1 Mrd. € begrenzt werden soll, wird die Zusatzbelastung aus dem Emissionshandel auf die Luftverkehrsteuer angerechnet. Es wird angenommen, dass die Kosten durch diese beiden Manahmen ganz berwiegend an die Kunden weitergereicht werden, wodurch sich eine Vernderung der Verkehrsnachfrage ergibt.

Emissionshandel Flugverkehr: Im MMS wird von der Beibehaltung des derzeitigen Standes beim Emissionshandel (Gltigkeit nur fr Flge mit Start und Ziel im EWR) ausgegangen. Da die Obergrenze fr die Kostenbelastung der Luftverkehrsindustrie auf 1.000 Mio. € festgelegt ist, wird der Emissionshandel zusammen mit der Luftverkehrsteuer modelliert und die Manahmenwirkung gemeinsam ausgewiesen.

Kfz-Steuer: Die seit 2009 CO₂-orientierte Bemessung der Kfz-Steuer trgt zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei. Die Emissionsminderungen werden gemeinsam mit denen der Pkw-Emissionsstandards quantifiziert.

3.1.3.3 Annahmen und Parameter MWMS

Ausweitung Lkw-Maut:

Ffr die Berechnung werden folgende Annahmen getroffen:

- Ausweitung auf Lkw 7,5-12 t ab Oktober 2015,
- Ausweitung der Maut auf alle Bundesstraen ab 2018,
- Anlastung Lrm und Luftschadstoffkosten ab 2021 gemf der Kostensitze des aktuellen Wegekostengutachtens (BMVI 2014). (Die Lrm- und Luftschadstoffkostenanlastung ist derzeit durch die EU-Richtlinie begrenzt: So ergeben sich aus dem Wegekostengutachten fr 2017 durchschnittliche Luftschadstoffkosten in Hhe von 2,3 ct/fzkm fr Lkw>12t; anlastbar sind derzeit aber nur durchschnittlich 0,9 Cent. Ebenso ergeben sich fr 2013 durchschnittliche Lrmkosten in Hhe von rund 1 ct/fzkm fr Lkw>12t, anlastbar sind derzeit nur 0,1 Cent.)

Die Manahme wirkt auf die Kilometerkosten und dadurch auf die Verkehrsnachfrage und den Modal Split. (Elastizitt -0,6, davon -0,3 durch Verlagerung auf Schiene und Binnenschiff).

Energieeffizienzabhngige Spreizung der Lkw-Maut und Forderprogramm energieeffiziente Nutzfahrzeuge:

Diese beiden Manahmen werden gemeinsam quantifiziert, da sie hohe Wechselwirkungen aufweisen. Die Umstellung der Lkw-Maut auf energieeffizienzabhngige Mautklassen erfordert eine Novellierung der EU-Wegekostenrichtlinie sowie ein validiertes Testverfahren fr die Energieeffizienz von Nutzfahrzeugen. Es wird davon ausgegangen, dass dies daher nicht vor dem Jahr 2021 etabliert werden kann.

Weiterhin werden folgende Annahmen getroffen:

- Das Förderprogramm beginnt 2017 und wird fortgeführt bis zur Einführung einer effizienzabhängigen Mautspreizung in 2021.
- Im Förderprogramm neu zugelassene Fahrzeuge sind 15% effizienter als in der Referenz. Gefördert werden in den Jahren 2017-2020 20% der Lkw > 7,5 t zGG, d.h. es ergibt sich eine Effizienzsteigerung von 3% in 2017-2021 für Lkw-Neuzulassungen.
- Durch die energieeffizienzabhängige Mautspreizung sind ab dem Jahr 2021 neu zugelassene Lkw 6% effizienter als im MMS.

Durch die Maßnahmen ergibt sich ein effizienterer Lkw-Bestand. Dies führt zu niedrigeren Kilometerkosten, wodurch sich wiederum eine Rückwirkung auf die Verkehrsnachfrage ergibt (d.h. leichte Zunahme des Straßengüterverkehrs gegenüber dem MMS).

Förderung regionaler Wirtschaftskreisläufe und Lastenräder: Für die Berechnung wird angenommen, dass sich die Transportweiten im motorisierten Güterverkehr bis zum Jahr 2020 um 1,5% und bis zum Jahr 2030 um 2% reduzieren.

Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und des Personenfernverkehrs: Für die Berechnung wird davon ausgegangen, dass durch die Maßnahmen eine deutliche Verlagerung vom MIV auf den öffentlichen Verkehr stattfindet, und zwar in Höhe von 3% des MIV ab dem Jahr 2020.

Stärkung von Rad- und Fußverkehr: Es wird eine ambitionierte Ausgestaltung der zusätzlichen Rad- und Fußverkehrsförderung hinterlegt. Diese führt dazu, dass durch die Förderung von Rad- und Fußverkehr 5% der Pkw-Wege unter 5 km, 2% der Wege zwischen 5 und 10 Kilometern und 1% der Wege zwischen 10 und 20 Kilometern auf den Rad- und Fußverkehr verlagert werden können. Dies resultiert in einer Reduktion des MIV um knapp 1%.

Kraftstoffsparendes Fahren: Für das Jahr 2020 wird für Pkw eine Reduktion des Kraftstoffverbrauchs um 0,4% und für Lkw eine Reduktion um 0,8% angenommen. Für den Zeitraum nach 2020 ist davon auszugehen, dass durch Weiterentwicklung von Fahrzeugtechnik und Fahrerassistenzsystemen das Potenzial der Maßnahme (d.h. der Einfluss des Fahrstils auf den Energieverbrauch) zurückgeht. Daher wird angenommen, dass die Wirkung der Maßnahme nach 2020 zurückgeht und bis 2035 auf Null sinkt.

Förderung Elektromobilität: Durch die Maßnahmen wird das Ziel von 1 Mio. E-Pkw erreicht.

Novelle Bundesreisekostengesetz: Unter der Annahme, dass das Bundesreisekostengesetz nicht nur in der Bundesverwaltung, sondern auch im Übrigen öffentlichen Dienst Anwendung findet, werden die Dienstreisen von knapp 16% der Erwerbstätigen beeinflusst. Es wird hinterlegt, dass diese ihre Pkw-Dienstreisen um 10% reduzieren.

Weiterführung der steuerlichen Begünstigung von Erd- und Flüssiggas: Es ist davon auszugehen, dass Erdgas- und Flüssiggas vor allem Dieselfahrzeuge ersetzen, d.h. Fahrzeuge mit hohen Fahrleistungen. Erdgasfahrzeuge haben gegenüber Dieselfahrzeugen einen leichten Vorteil in der Treibhausgas-Bilanz. Mit steigender Beimischung von Biogas aus Abfall- oder Reststoffen können die Emissionen gegenüber denen von fossilen Kraftstoffen weiter gesenkt werden. Weiterhin werden Erdgasfahrzeuge in den kommenden Jahren aufgrund optimierter Motoren zu einer Reduktion der THG-Emissionen beitragen.

3.1.3.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors ist in Tabelle 3-34 dargestellt. Gegenüber 2005 geht der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs bis zum Jahr 2020 um 4,5% zurück.⁹⁸ Bis zum

⁹⁸ Von diesen 4,5% ist jedoch knapp 1%-Punkt darauf zurückzuführen, dass anscheinend in der Energiebilanz, welche die Basis für die dargestellten Werte bis 2012 ist, der Stromverbrauch des Verkehrssektors ab dem Jahr 2012 nach unten korrigiert wurde. Der für 2005 in der Energiebilanz ausgewiesene Wert stellt vermutlich eine Überschätzung des Stromverbrauchs dar.

Jahr 2035 wird gegenüber 2005 ein Rückgang des Endenergieverbrauchs des nationalen Verkehrssektors um 15% erreicht.

Dagegen steigt der Endenergieverbrauch des internationalen Verkehrs weiter an, so dass der Endenergieverbrauch des gesamten Verkehrs bis 2020 gegenüber 2005 in etwa konstant bleibt und bis 2035 nur um 6% gegenüber 2005 zurückgeht.

Der Einsatz von Biokraftstoffen nimmt bis 2020 um etwa 25% gegenüber 2010 auf 174 PJ zu und bleibt dann auf Grund der als konstant angenommenen Beimischung auf ähnlichem bzw. leicht sinkendem Niveau. Der wachsende Anteil elektrischer Fahrzeuge sowie der ebenfalls zunehmende Schienenverkehr resultiert in einem steigenden Stromverbrauch des Verkehrssektors in Höhe von insgesamt 128 PJ im Jahr 2035. Davon sind 52 PJ auf den Schienenverkehr und 76 PJ auf den batterieelektrischen Verkehr zurückzuführen.

Tabelle 3-34: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors (ohne Sonderverkehre) im MMS in PJ

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Benzin	993	792	740	643	547	484	440	409
Diesel	1.114	1.217	1.274	1.359	1.363	1.316	1.261	1.207
Erdgas	3	9	9	11	12	12	14	15
(Bio-) Ethanol	7	31	33	36	41	36	33	31
Biodiesel	73	91	87	107	132	127	122	117
Biogas	0	0	0	0	1	3	3	4
Strom	58	60	44	47	54	70	97	128
Kerosin	29	28	25	25	24	23	22	21
Summe (national)	2.276	2.227	2.212	2.229	2.174	2.072	1.991	1.932
Internat. Flugverkehr	315	334	345	369	403	430	451	460
Seeschifffahrt	103	115	106	112	122	132	142	153
Summe gesamt	2.694	2.676	2.663	2.709	2.685	2.622	2.576	2.540

Quelle: AGEb (2012–2014), UBA (2014a+b), Berechnungen des Öko-Instituts. Diesel inklusive LPG und andere Mineralölprodukte..

Davon separat sind die Energieverbräuche der Sonderverkehre in Tabelle 3-35 dargestellt. Sowohl beim bauwirtschaftlichen Verkehr als auch bei den Erdgasverdichtern sind nur eher geringfügige Änderungen zu erwarten.

Tabelle 3-35: Energieverbrauch der Sonderverkehre im MMS in PJ

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Bauwirtschaftlicher Verkehr^a	38	41	42	39	39	39	39	39
Benzin	3	2	2	2	2	2	2	2
Diesel	34	37	38	35	35	35	35	35
Biokraftstoffe	1	2	3	2	2	2	2	2
Erdgasverdichterstationen^b	27	21	22	19	20	20	21	21
Erdgas	27	21	22	19	20	20	21	21

Anmerkung: ^a geht in den gesamten Endenergieverbrauch ein. ^b geht nur in den Primärenergieverbrauch ein.

Quelle: UBA (2014a+b), Berechnungen des Öko-Instituts

Vergleich mit dem Projektionsbericht 2013

Im Folgenden sollen die Ergebnisse noch kurz mit dem Projektionsbericht 2013 verglichen werden. Im Projektionsbericht 2013 nahm der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs bis 2020 noch um 6% gegenüber 2005 zu. Wesentliche Ursache für den im Projektionsbericht 2015 bzw. Politiksznarien VII stärkeren Rückgang des Endenergieverbrauchs ist die niedrigere Verkehrsleistung der Verkehrsprognose gegenüber der vorigen Projektion, insbesondere im motorisierten Individualverkehr (+5% von 2010 bis 2020 statt vorher +22%). Die Effizienzsteigerung im Pkw-Bestand fällt allerdings auf Grund der aktualisierten Daten zur wachsenden Diskrepanz zwischen Realemissionen und Testzyklusemissionen bei den Pkw-Neuzulassungen geringer aus als noch in der vorigen Projektion: Der durchschnittliche spezifische Energieverbrauch des Pkw-Bestandes geht von 2010 bis 2020 zwar nominal (d.h. in Bezug auf die Testzyklusemissionen nach NEFZ⁹⁹) um 24% zurück, jedoch real nur um 12%.

Mit der Einführung des WLTP in das Europäische Typgenehmigungsverfahren ab September 2017 wird angestrebt, dass die heutige Diskrepanz zwischen Herstellerangaben aus Testzyklusmessungen und den realen Kraftstoffverbräuchen größtenteils beseitigt wird.

Emissionsentwicklung im MMS

Tabelle 3-36 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO₂, CH₄ und N₂O von 1990 bis 2035 im Verkehrsbereich sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick. Nach einem Anstieg der Emissionen in 2005, 2012 und 2015, gehen sie im Jahr 2020 auf etwas mehr als 187 Mt CO₂-Äqu. zurück. Im Vergleich zu 1990 bedeutet dies einen leichten Anstieg der Emissionen um 1,3%, im Vergleich zum Jahr 2005 ist dies eine Reduktion um 3,1%. In den folgenden Jahren gehen die Emissionen weiter zurück, im Jahr 2035 liegen sie bei gut 171 Mt CO₂-Äqu., was einer Reduktion von 7,3% gegenüber 1990 und von 11,2% gegenüber 2005 entspricht. Die Emissionsminderungen je Fünfjahreszeitraum zwischen 2015 und 2035 sind mit 2-3% recht gering.

⁹⁹ Ab September 2017 soll der NEFZ durch den WLTP ersetzt werden. Da die CO₂-Emissionen nach WLTP und NEFZ jedoch nicht 1:1 vergleichbar sein werden, wird an dieser Stelle mit dem NEFZ argumentiert.

Zu beachten ist, dass die Emissionen des für Verkehr eingesetzten Stroms nur im Stromsektor bilanziert werden. Durch den zunehmenden Einsatz von Strom sinken also die im Verkehrssektor zu bilanzierenden Emissionen (steigen aber dafür ggf. im Stromsektor an).

Tabelle 3-36: Emissionsentwicklungen für den Verkehr nach Brennstoffen und Sektoren, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Nationaler Verkehr (ohne Sonderverkehre)									
Benzin	98,1	72,3	57,4	53,6	46,6	39,6	35,1	31,8	29,6
Diesel	59,7	82,9	90,9	95,3	101,8	102,1	98,6	94,5	90,5
Kerosin	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5
Erdgas	0,0	0,2	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9
Biokraftstoffe	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe	159,9	157,5	150,9	151,3	151,0	144,3	136,2	128,8	122,6
Sonderverkehre Bauwirtschaft und Pipelinetransport									
Erdgas	1,1	1,4	1,4	1,5	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2
Mineralöle	3,7	3,3	3,2	2,8	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7
Summe	4,8	4,6	4,6	4,3	4,1	3,8	3,9	3,9	3,9
Internationaler Flug- und Seeverkehr									
Kerosin	12,1	23,3	24,7	25,6	27,3	29,8	31,8	33,4	34,1
Schiffstreibstoff	8,0	8,0	9,0	8,2	8,7	9,2	9,4	9,6	9,8
Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	1,0
Summe	20,1	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamter Verkehr									
Summe	184,9	193,1	188,7	189,3	190,8	187,2	181,6	176,4	171,4

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

Betrachtet man die einzelnen Gase, ist zu erkennen, dass es lediglich bei den CH₄-Emissionen einen kontinuierlichen Rückgang zwischen 1990 und 2035 gibt, wobei dieser Rückgang mit 75% zwischen den Jahren 1990 und 2005 und mit 37% zwischen 2005 und 2010 am stärksten war. Danach nimmt der prozentuale Rückgang stark ab und liegt zwischen den betrachteten Fünfjahresschritten zwischen 14% (2010-2015) und 4% (2030-2035), was zu einem Rückgang der CH₄-Emissionen auf 114 kt CO₂-Äqu. in 2035 führt. Dies entspricht einer Reduktion um 90% im Vergleich zum Jahr 1990 und um 30% verglichen mit 2012. Bei den CO₂-Emissionen gibt es Peaks in den Jahren 2005 und 2015, danach nehmen die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor bis 2035 auf knapp unter 170 Mt CO₂-Äqu. ab. Dies entspricht einer Reduktion von 8% im Vergleich zu 1990 und von 10% im Vergleich zu 2012. Ein anderes Bild ergibt sich bei den N₂O-Emissionen. Diese liegen im Jahr 2035 mit 1,8 Mt CO₂-Äqu. um 26% über denen des Jahres 1990. Am geringsten waren die N₂O-Emissionen im Verkehrsbereich mit 1,36 Mt CO₂-Äqu. im Jahr 2005, danach kletterten sie bis 2012 auf fast 1,8 Mt CO₂-Äqu. bleiben bis 2035 auf ähnlichem Niveau.

CO₂ ist und bleibt mit 99% an den Gesamtemissionen das mit Abstand dominierende Treibhausgas im Jahr 1990 wie auch 2035.

Tabelle 3-37 gibt Aufschluss darüber, durch welche Brennstoffe die Emissionen entstehen. Die Emissionen von LPG und anderen Mineralölprodukten werden gemeinsam mit den Deselemissionen ausgewiesen. Unter Schiffstreibstoff ist das vom internationalen Seeverkehr in Deutschland getankte Schweröl und Schiffsdiesel zusammengefasst. Im Jahr 1990 waren Benzin mit 53% und Diesel mit 34% hauptverantwortlich für die ca. 185 Mt CO₂-Äqu., im Jahr 2035 entstehen die meisten Emissionen hingegen durch Diesel – dieser Brennstoff steigert seinen Anteil auf 54% der Emissionen. Ursache hierfür ist der Anstieg des Güterverkehrs sowie der steigende Anteil von Diesel-Pkw. Benzin wird in 2035 nur noch zum drittichtigsten Brennstoff bezogen auf die Emissionen und verantwortet noch 17%. Der Anteil von Kerosin an den Emissionen lag im Jahr 1990 noch bei 8%, im Jahr 2035 steigert sich dieser um über 13 Prozentpunkte auf 21% bzw. auf fast 36 Mt CO₂-Äqu. und wird damit zur zweitichtigsten Brennstoff gemessen an den Emissionen. Die Emissionen aus Schiffstreibstoff steigen bis kontinuierlich an und werden 2035 etwa ein Viertel höher liegen als 1990. Auch die Emissionen aus Biokraftstoffen verändern sich kaum, was daran liegt, dass hier nur die nicht-CO₂-Emissionen bilanziert werden. Die Emissionen aus Erdgas sind durch einen steigenden Anteil an Erdgasfahrzeugen in 2035 2,5 Mal so hoch wie noch 1990, haben mit 1,6% an den gesamten Verkehrsemissionen jedoch kaum Relevanz.

Tabelle 3-37: Emissionsentwicklungen für den Verkehr nach Brennstoffen gesamt, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Benzin	98,3	72,5	57,5	53,7	46,7	39,8	35,2	32,0	29,8
Diesel	63,2	85,4	93,6	98,1	104,4	104,7	101,2	97,1	93,0
Schiffstreibstoff	7,9	8,0	8,9	8,2	8,7	9,2	9,4	9,6	9,8
Kerosin	14,3	25,4	26,8	27,4	29,1	31,6	33,5	35,0	35,6
Erdgas	1,1	1,7	1,7	1,8	1,7	1,8	2,1	2,6	3,1
Biokraftstoffe	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe	184,9	193,1	188,7	189,3	190,8	187,2	181,6	176,4	171,4

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Die direkten Emissionsminderungen der Maßnahmen im MMS sind in Tabelle 3-38 dargestellt. Die Minderungen wurden dabei gegenüber einer (hypothetischen) Situation ohne Maßnahme ermittelt. Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen sind berücksichtigt.

Den höchsten Beitrag im Verkehrssektor liefert die Biokraftstoffbeimischung. Es ist jedoch zu beachten, dass dies eine Darstellung ohne Vorkettenemissionen ist und die CO₂-Emissionen der Biokraftstoffe mit Null bilanziert sind. Bei Berücksichtigung der Vorkettenemissionen würden die Minderungen entsprechend niedriger ausfallen.

Die Pkw-Emissionsstandards erzielen ebenfalls deutliche Minderungen, allerdings erst ab 2020/2025. Die wachsende Abweichung zwischen Testzyklusemissionen und Realverbrauch der Pkw führt dazu, dass es bis zum Jahr 2015 bei den Pkw-Neuzulassungen kaum einen Unterschied zu der hypothetischen Situation ohne Emissionsstandards mit autonomem Technologiefortschritt gibt, sondern erst für neu zugelassene Pkw ab 2015. Basis dafür ist die Annahme, dass nach der Einführung des neuen Testzyklus WLTP der Trend zu einer weiter wachsenden Diskrepanz zwischen Fahrzyklus und Realemissionen gestoppt werden kann. Bei einer weiter wachsenden Diskrepanz zwischen Fahrzyklus und Realemissionen würde der Minderungsbeitrag der Maßnahme auch langfristig geringer ausfallen.

Bei der Maßnahme Luftverkehrsteuer und Emissionshandel bezieht sich das dargestellte Minderungspotenzial auf die Summe aus nationalem und internationalem Verkehr. Der Anteil des nationalen Verkehrs an der dargestellten Emissionsminderung liegt bei unter 10%.

Tabelle 3-38: Direkte Emissionsminderungen im Sektor Verkehr

Direkte Emissionsminderung [Mio. t CO ₂]	Instrumententyp	Wirktungsbeginn	2015	2020	2025	2030	2035
CO ₂ -Emissionsstandard Pkw und Änderung der Kfz-Steuer	R/F	2007 / 2009	0,0	1,8	4,9	6,0	5,4
CO ₂ -Emissionsstandard LNF	R	2010	0,1	0,3	0,5	0,5	0,4
Biokraftstoffbeimischung	R	2006	10,6	13,1	13,0	12,8	12,6
Lkw-Maut	E	2005	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
Luftverkehrsteuer und Emissionshandel im Luftverkehr	F/E	2011	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3
Gesamt			12,8	17,3	20,4	21,2	20,3

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts
 Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Sensitivität bei höherer Verkehrsnachfrage

Wie in Abschnitt 2.4.1.4 dargestellt, liegt den obigen Berechnungen zur Emissionsentwicklung die Verkehrsnachfrage der Verkehrsprognose zu Grunde. Diese stellt ein umweltpolitisch ambitioniertes Szenario dar, welches Maßnahmen enthält, die über die derzeitige politische Beschlusslage hinausgehen. Daher wurde zusätzlich in einer Sensitivität ermittelt, welche zusätzlichen Emissionen bei der in Abschnitt 2.4.1.4 dargestellten höheren Verkehrsnachfrage entstehen würden. Diese betragen 5 Mio. t im Jahr 2020 und 10,2 Mio. t im Jahr 2035, siehe Tabelle 3-39.

Tabelle 3-39: Sensitivität: Zusatzemission durch höhere Verkehrsnachfrage

Direkte Emissionsminderung [Mio. t CO ₂ -Äqu.]	2015	2020	2025	2030	2035
Gesamt	2,8	5,0	6,9	8,6	10,2

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

3.1.3.5 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ist in Tabelle 3-34 dargestellt. Gegenüber 2005 geht der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs bis zum Jahr 2020 um 8,4% zurück, d.h. die Reduktion des Endenergieverbrauchs ist um 4 Prozentpunkte höher als im Mit-Maßnahmen-Szenario. Bis zum Jahr 2035 wird gegenüber 2005 ein Rückgang des Endenergieverbrauchs des nationalen Verkehrssektors um 20% erreicht (5%-Punkte höher als im Mit-Maßnahmen-Szenario). Der Endenergieverbrauch des internationalen Verkehrs verändert sich gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario nicht.

Der gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario höhere Anteil elektrischer Fahrzeuge resultiert in einem Stromverbrauch des Verkehrssektors in Höhe von insgesamt 141 PJ im Jahr 2035, wovon 63 PJ auf den Schienenverkehr und 78 PJ auf den batterieelektrischen Verkehr zurückzuführen sind. Gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario nimmt der Strombedarf somit um ca. 9% zu.

Tabelle 3-40: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors (ohne Sonderverkehre) im MWMS in PJ

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Benzin	993	792	740	643	524	459	416	390
Diesel	1.114	1217	1274	1359	1292	1216	1157	1113
Erdgas	3	9	9	11	12	12	13	15
(Bio-) Ethanol	7	31	33	36	39	35	31	29
Biodiesel	73	91	87	107	125	118	112	108
Biogas	0	0	0	0	1	3	3	4
Strom	58	60	44	47	66	90	116	141
Kerosin	29	28	25	25	24	23	22	21
Summe (national)	2.276	2.227	2.212	2.229	2.084	1.954	1.871	1.820
Internat. Flugverkehr	315	334	345	369	403	430	451	460
Seeschifffahrt	103	115	106	112	122	132	142	153
Summe gesamt	2.694	2.676	2.663	2.709	2.609	2.516	2.464	2.434

Quelle: AGEBA (2012–2014), UBA (2014a+b), Berechnungen des Öko-Instituts. Diesel inklusive LPG und andere Mineralölprodukte..

Davon separat sind die Energieverbräuche der Sonderverkehre in Tabelle 3-35 dargestellt. Sowohl beim bauwirtschaftlichen Verkehr als auch bei den Erdgasverdichtern sind nur eher geringfügige Änderungen zu erwarten.

Tabelle 3-41: Energieverbrauch der Sonderverkehre im MWMS in PJ

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Bauwirtschaftlicher Verkehr^a	38	41	43	39	39	39	39	39
Benzin	3	2	2	2	2	2	2	2
Diesel	34	37	38	35	35	35	35	35
Biokraftstoffe	1	2	3	2	2	2	2	2
Erdgasverdichtungsstationen^b	27	24	22	19	21	21	21	21
Erdgas	27	24	22	19	21	21	21	21

Anmerkung: ^a geht in den gesamten Endenergieverbrauch ein. ^b geht nur in den Primärenergieverbrauch ein.

Quelle: UBA (2014a+b), Berechnungen des Öko-Instituts

Vergleich mit dem Projektionsbericht 2013

Im Folgenden sollen die Ergebnisse noch kurz mit dem Projektionsbericht 2013 verglichen werden. Im Projektionsbericht 2013 konnte durch die im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario hinterlegten Maßnahmen im Jahr 2030 eine Reduktion des nationalen Endenergieverbrauchs um 11% gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario erreicht werden. Im Projektionsbericht 2015 bzw. Politiksznarien VII fällt die Minderung mit 8,4% geringer aus. Grund dafür ist, dass im Projektionsbericht 2013 im MWMS Maßnahmen wie z.B. die Fortschreibung der Pkw-CO₂-Grenzwerte sowie eine Erhöhung der Energiesteuern angenommen wurden. Diese Maßnahmen sind im Projektionsbericht im MWMS nicht mehr hinterlegt. Sie sind implizit aber bereits im Mit-Maßnahmen-Szenario enthalten, da die Verkehrsnachfrageentwicklung auf der Verkehrsprognose beruht.

Emissionsentwicklung

Tabelle 3-36 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO₂, CH₄ und N₂O von 1990 bis 2035 im Verkehrsbereich im MWMS-Szenario. Im nationalen Verkehr gehen die Emissionen gegenüber 1990 bis 2035 um 29% zurück. Durch den Einsatz von Biokraftstoffen und die steigende Stromnutzung liegt die Minderung der direkten Treibhausgasemissionen des Verkehrs höher als die Minderung des Endenergiebedarfs. Der wesentliche Minderungsbeitrag wird im Zeitraum 2015-2035 erreicht mit einer Rate von 1,3% p.a. Dagegen steigen die Emissionen im internationalen Flug- und Seeverkehr weiter an, so dass die Gesamt-minderung über alle erfassten Verkehrsemissionen bei 12% liegt.

Tabelle 3-42: Emissionsentwicklungen für den Verkehr nach Brennstoffen, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Mt CO ₂ -Äqu.									
Nationaler Verkehr (ohne Sonderverkehre)									
Benzin	98,1	72,3	57,4	53,6	46,6	38,0	33,2	30,1	28,3
Diesel	59,7	82,9	90,9	95,3	101,8	96,8	91,1	86,7	83,4
Kerosin	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5
Erdgas	0,0	0,2	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8
Biokraftstoffe	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe	159,9	157,5	150,9	151,3	151,0	137,4	126,8	119,3	114,1
Sonderverkehre Bauwirtschaft und Pipelinetransport									
Erdgas	1,1	1,5	1,2	1,3	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
Mineralöle	3,7	2,8	2,9	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Summe	4,8	4,3	4,1	4,2	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9
Internationaler Flug- und Seeverkehr									
Kerosin	12,1	23,3	24,7	25,6	27,3	29,8	31,8	33,4	34,1
Schiffstreibstoff	8,0	8,0	9,0	8,2	8,7	9,2	9,4	9,6	9,8
Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	1,0
Summe	20,1	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamter Verkehr									
Summe	184,9	193,1	188,7	189,3	190,8	180,3	172,3	166,9	162,9

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Die direkten Emissionsminderungen der Maßnahmen im MWMS sind in Tabelle 3-38 dargestellt. Die Minderungen wurden dabei gegenüber dem MMS ermittelt. Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen sind berücksichtigt.

Wesentliche Beiträge zur Emissionsminderung liefern die Maßnahmen im Güterverkehr, welche zu einer Effizienzsteigerung im Straßengüterverkehr sowie einer Verlagerung auf den Schienenverkehr führen (Erweiterung und Änderung Lkw-Maut, Stärkung Schienengüterverkehr). Diese resultieren in einer Emissionsminderung von über 2,5 Mio. Tonnen im Jahr 2020 und über 4,6 Mio. Tonnen im Jahr 2035.

Bei den Maßnahmen im Personenverkehr liefern vor allem die Förderung von Rad- und Fußverkehr sowie des öffentlichen Personenverkehrs wesentliche Beiträge zur Emissionsminderung. Auch die Förderung der Elektromobilität trägt zur direkten Emissionsminderung bei. Es ist jedoch zu beachten, dass sich die dargestellte Minderung bei der Förderung Elektromobilität nur auf die Einsparung der direkten Emissionen bezieht und mögliche zusätzliche Emissionen im Stromsektor nicht ausgewiesen werden. Langfristig geht die Wirkung der Maßnahme zurück, da die Förderung der Elektromobilität vor allem kurz- bis mittelfristig erfolgt zur Erreichung des Ziels von 1 Mio. Fahrzeugen. Ebenso entfaltet die Maßnahme „Kraftstoffsparendes Fahren“ nur kurz- bis mittelfristig eine Wirkung.

Die im Aktionsprogramm Klimaschutz anvisierte Minderung der Verkehrsemissionen von 7 bis 10 Mio. Tonnen wird im Jahr 2020 nahezu erreicht.

Tabelle 3-43: Direkte Emissionsminderungen im Sektor Verkehr (MWMS) gegenüber dem MMS

Direkte Emissionsminderung [Mio. t CO ₂]	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2015	2020	2025	2030	2035
Ausweitung Lkw-Maut	E	2015/ 2018	0,0	0,6	1,0	1,0	1,0
Förderprogramm energieeffiziente Nutzfahrzeuge / Energieeffizienzabhängige Spreizung der Lkw-Maut	E	2017/ 2021	0,0	0,4	0,9	1,4	1,6
Stärkung Schienengüterverkehr und Wasserstraße	E	2021	0,0	1,5	2,1	2,1	2,0
Förderung regionaler Wirtschaftskreisläufe und Lastenräder	E	2017	0,0	0,5	0,6	0,7	0,7
Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und des Personenfernverkehrs	E	2017	0,0	1,8	1,7	1,5	1,4
Stärkung von Rad- und Fußverkehr	E	2018	0,0	0,5	0,7	0,7	0,6

Direkte Emissionsminderung [Mio. t CO ₂]	Instrumententyp	Wir- kungs- beginn	2015	2020	2025	2030	2035
Förderung Elektromobili- tät	E	2016	0,0	0,7	1,6	1,6	0,8
Novelle Bundesreisekos- tengesetz	E	2016	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
Kraftstoffsparendes Fah- ren	E	2016	0,0	0,7	0,5	0,2	0,0
Gesamt¹⁰⁰			0,0	6,9	9,3	9,4	8,5

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts
 Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

3.1.4 Gebäudebereich – Wärmebereitstellung

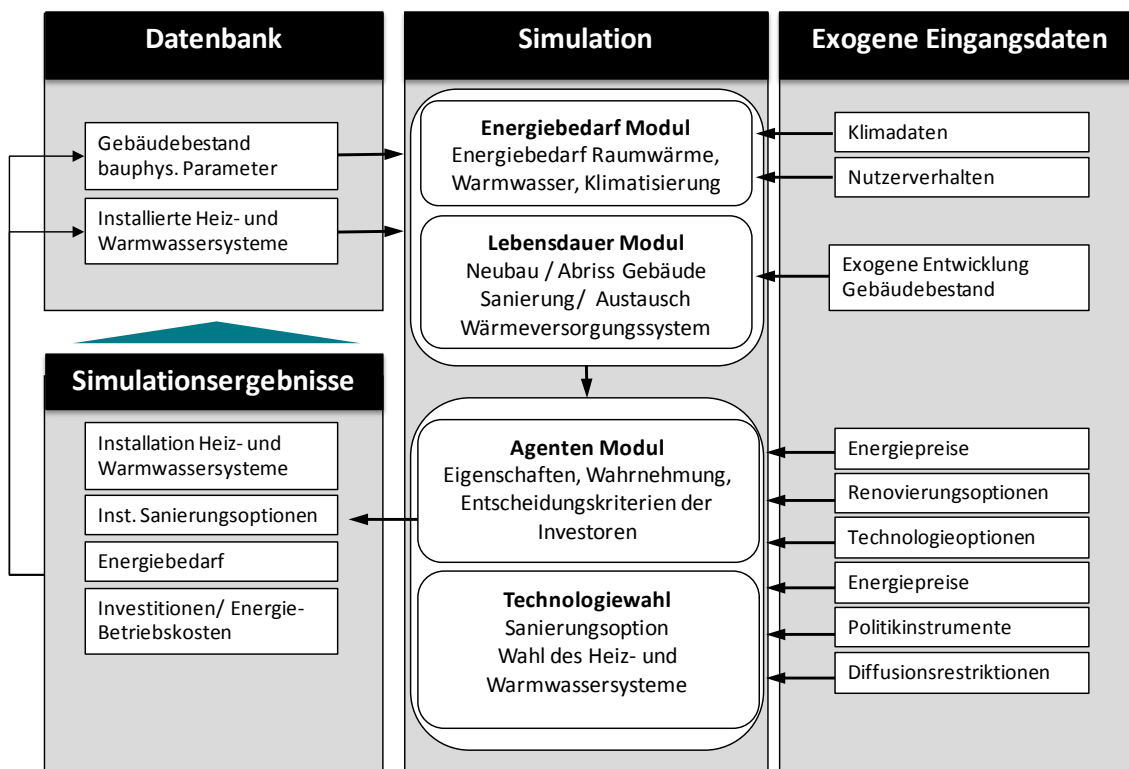
3.1.4.1 Methodik

Zur Ermittlung der Wärmebedarfsentwicklung wird das Simulationsmodell Invert/EE-Lab eingesetzt, welche von der *Energy Econmics Group* der *Technischen Universität Wien* entwickelt wurde und gemeinsam mit dem Fraunhofer ISI im Rahmen vieler nationaler und europäischer Projekte eingesetzt und weiterentwickelt worden ist.

Methodisch stellt Invert/EE-Lab ein dem Bottom-up-Ansatz folgendes, technoökonomisches Simulationsmodell dar, mit dem Optionen des Energiebedarfs und dessen Deckung für Wärme (Raumwärme und Warmwasser) sowie Klimatisierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden ermittelt und die Auswirkungen verschiedener Förderinstrumente in Jahresschritten abgebildet werden können (Abbildung 3-7). Grundlage des Modells ist eine detaillierte Darstellung des Gebäudebestands nach Gebäudetypen, Baualtersklassen und Sanierungszuständen mit relevanten bauphysikalischen und ökonomischen Parametern einschließlich der Technologien zur Bereit- stellung von Raumwärme, Warmwasser und Klimatisierung. Darauf aufbauend wird der Heiz- und Kühlener- giebedarf unter Einbeziehung von Nutzerverhalten und Klimadaten ermittelt. Die Investitionsentscheidung in Technologien und Effizienzmaßnahmen wird unter Berücksichtigung von investorenspezifischen Entschlei- dungskalkülen und Hemmnissen sowie Energieträgerpotentialen ermittelt (vgl. Kranzl et al. 2013; Müller und Biermayer 2011; Steinbach 2013).

¹⁰⁰ Erdgasfahrzeuge werden in den kommenden Jahren aufgrund optimierter Motoren zu einer Reduktion der THG- Emissionen beitragen. Dazu wurden im MWMS jedoch keine spezifischen Annahmen hinterlegt, so dass sich dieser Beitrag hier nicht quantitativ abbilden lässt. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 ging die Bundesregierung von einem Beitrag in Höhe von 0,25 Mio. t bis 2020 aus.

Abbildung 3-7: Struktur des Simulationsmodells Invert/EE-Lab



Quelle: Basierend auf Kranzl et al. (2013)

Mit INVERT/EE-Lab ist es möglich, die Auswirkung unterschiedlicher Politikinstrumente und Ausgestaltungsvarianten auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Gebäudebereich in Szenarien zu analysieren. Für eine realitätsnahe Simulation des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudebereich werden u.a. folgende relevante Zusammenhänge im Modell abgebildet:

- Berücksichtigung von investorenspezifischen Hemmnissen und Kalkülen bei der Investitionsentscheidung in Wärmeversorgungssysteme und Effizienzmaßnahmen.
- Das Temperaturniveau des Wärmeverteilungssystems wird in der Simulation berücksichtigt, hier besonders die Interaktion zwischen diesem und den Wirkungsgraden bzw. Arbeitszahlen der Bereitstellungstechnologien. Dies ist in besonderem Maße für eine realitätsnahe Simulation des Einsatzes von Wärmepumpen in älteren Gebäuden von Bedeutung.
- Die Modellierung der Energiebereitstellung aus solarthermischen Anlagen erfolgt auf monatlicher Basis unter Berücksichtigung der entsprechenden solaren Einstrahlung. Zudem wird entsprechend der Geometrie der Referenzgebäude die den solarthermischen Anlagen zur Verfügung stehende Dachfläche im Modell berücksichtigt.
- Politikinstrumente zur Förderung von EE-Wärme und Effizienzmaßnahmen wie Investitionszuschüsse (Marktanreizprogramm), Nutzungspflichten (EEWärmeG) oder haushaltsunabhängige Umlagesysteme werden technologie- und gebäudespezifisch (Neubau, Bestand, öffentliche Gebäude) definiert.

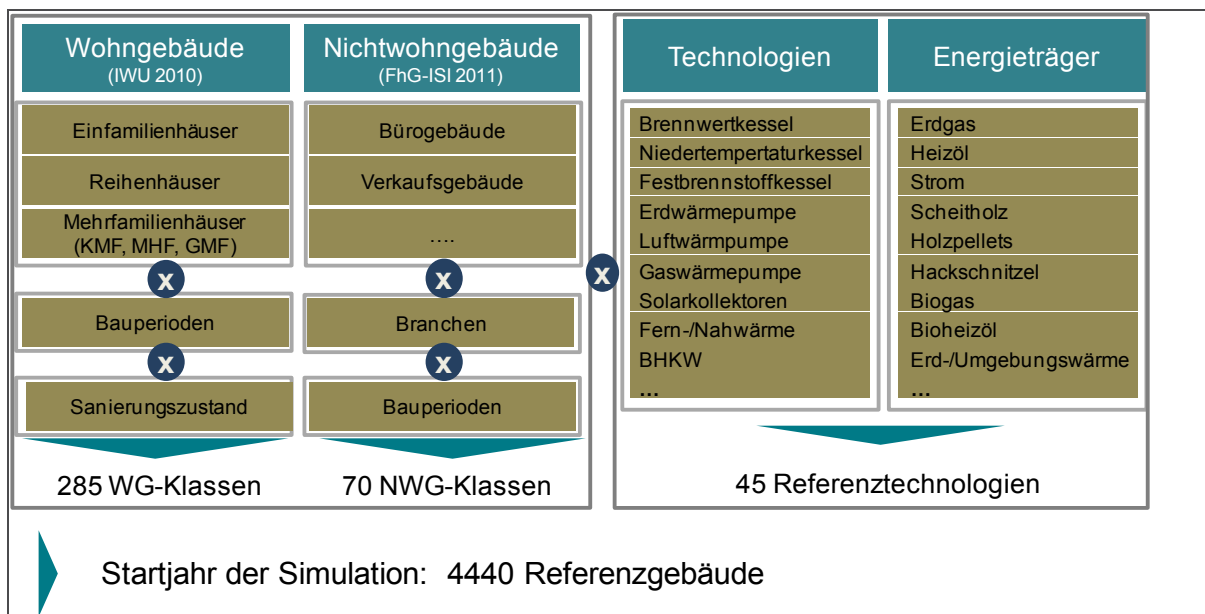
Darüber hinaus erfolgt eine Berücksichtigung der Limitierung erneuerbarer Energieträger über definierte Kostenpotenziale inklusive deren Entwicklung über den Simulationszeitraum.

3.1.4.2 Annahmen und externe Parameter im MMS und MWMS

Der Gebäudebestand der Sektoren private Haushalte und GHD in Deutschland wird im Modell sehr detailliert abgebildet. Der Bestand wird für das Startjahr der Simulation in 4.440 unterschiedliche Referenzgebäude unterschieden, wobei ein Referenzgebäude eine Verschneidung von Gebäudetyp, Baualter und Sanierungszustand sowie derzeit eingesetztem Heizungssystem entspricht (siehe Abbildung 3-8). Dies erlaubt die Berücksichtigung

sichtigung gebäude- und technologiespezifischer Faktoren bei der Simulation der Technologiewahl auf einem sehr disaggregierten Niveau.

Abbildung 3-8: Struktur der hinterlegten Gebäudetypologie in Invert/ EE-Lab



Quelle: Fraunhofer ISI

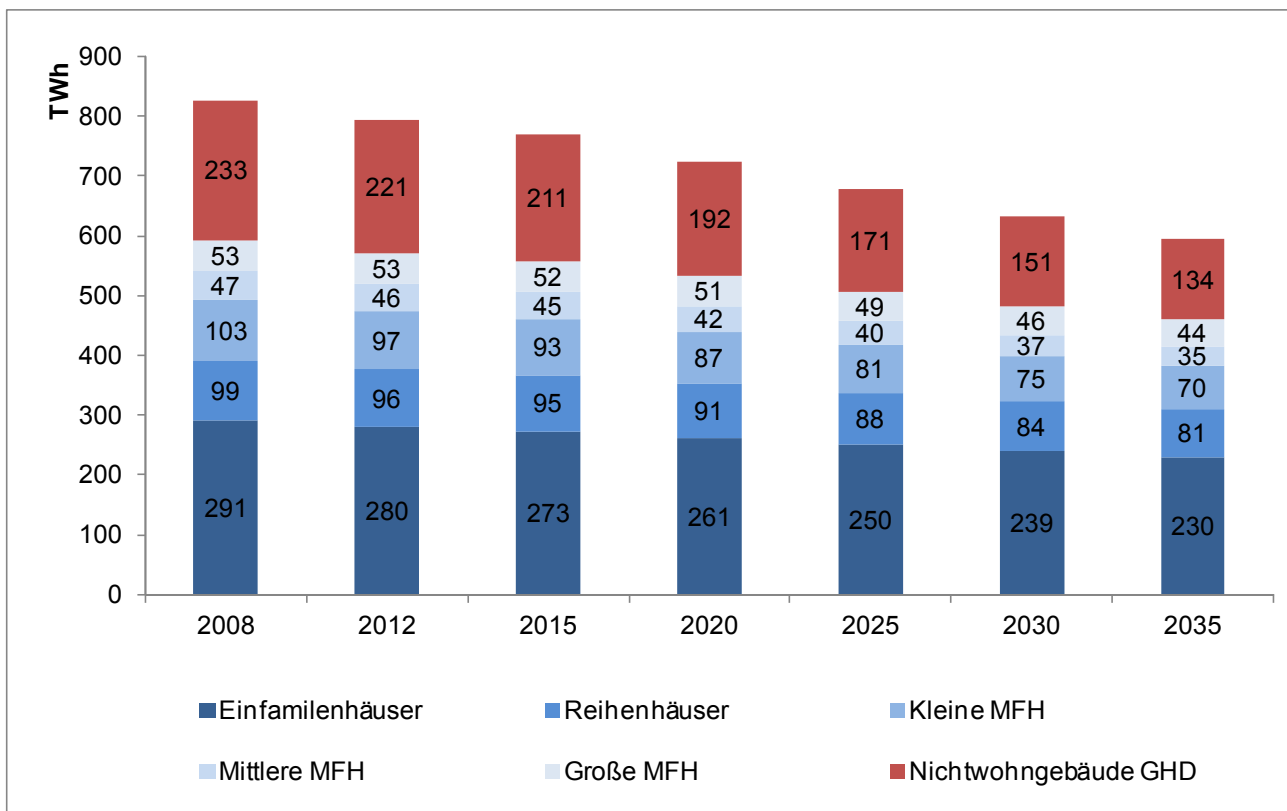
Derzeit werden 45 verschiedene Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser unterschieden, welche über detaillierte technische und ökonomische Daten abgebildet werden. Die Referenzgebäudetypologie mit den entsprechenden Zuordnungen von Gebäuden und Technologien wird auf Basis der Erhebungen „Datenbasis Wohngebäude“ (Diefenbach et al. 2010) sowie der Gebäudetypologie von Nichtwohngebäuden aus der Studie „Energieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (Schloman et al. 2011, 2013) ermittelt. Damit wird der Gebäudebestand in Deutschland zum Jahr 2008 abgebildet, welches das Basisjahr der Simulation darstellt. Der aus der Modellrechnung resultierende Energiebedarf ist auf die temperaturbereinigten Werte der Anwendungsbilanzen sowie der EE-Wärmebereitstellung nach AGEE-Stat kalibriert.

3.1.4.3 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Abbildung 3-9 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Wärmebereitstellung im MMS. Entsprechend der sektoralen Aufteilung, welche durch die angewendeten Simulationsmodelle bedingt ist, umfasst dieser die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden sowie Nichtwohngebäuden im GHD.

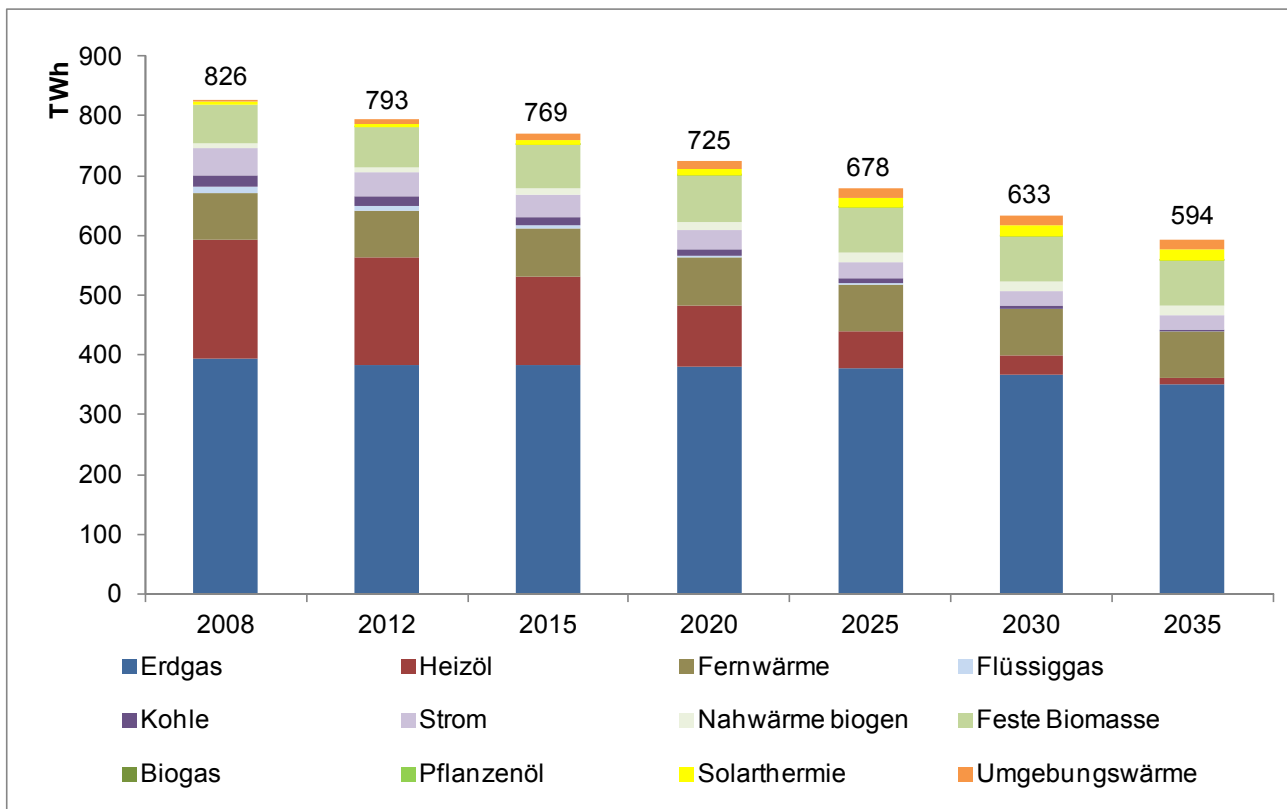
Die dargestellte Endenergieentwicklung bilanziert neben den fossilen Brennstoffen, Fernwärme und Strom auch die erneuerbare Wärmebereitstellung durch biogene Brennstoffe, Solarthermie und Umgebungswärme (Abbildung 3-10). Der Endenergiebedarf sinkt im Zeitraum 2015 bis 2035 um 175 TWh, was einem Rückgang von 22,8% entspricht. Der Einsatz fossiler Brennstoffe in der dezentralen Wärmeherzeugung sinkt um 188 TWh, während der Beitrag EE um rund 30 TWh ansteigt. Der Rückgang des Strombedarfs um rund 15 TWh ist insbesondere auf den Austausch konventioneller Stromheizungen (Direktheizung, Nachtspeicheröfen) zurückzuführen, der nur zu einem geringen Teil durch den durch Wärmepumpenausbau bedingten zusätzlichen Strombedarf aufgefangen wird.

Abbildung 3-9: Endenergieentwicklung der Wärmebereitstellung nach Gebäudekategorien im MMS



Quelle: Berechnung Fraunhofer ISI

Abbildung 3-10: Endenergieentwicklung nach Energieträger im MMS



Quelle: Berechnung Fraunhofer ISI

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Da Maßnahmen immer in Kombination als Bündel von Instrumenten wirken, ist eine Bewertung auf Einzelmaßnahmenebene durch instrumentenscharfe Zurechnung von Energie- und Treibhausgaseinsparungen methodisch nicht einwandfrei. Im Folgenden wird trotzdem der Versuch einer Wirkungsabschätzung der zentralen Politikinstrumente unternommen. Dazu wird für jede zu bewertende Maßnahme ein separates Szenario gerechnet, welches das Maßnahmenbündel des MMS ohne die zu bewertende Einzelmaßnahme abbildet. Das jeweilige Szenario entspricht somit einer Welt, in der die entsprechende Einzelmaßnahme nicht existiert. Die Wirkung des Instrumentes wird durch Differenzbildung zum MMS ermittelt. Auf diese Weise werden mögliche Überlagerungseffekte schon berücksichtigt, so dass es zu keiner Doppelzählung kommt. Die einzelnen *Ohne-Maßnahme-Szenarien* werden gegenüber dem MMS frühestens ab dem Jahr 2016geändert, so dass die Wirkungen bestehender Einzelmaßnahmen vor 2015 nicht einbezogen werden. Tabelle 3-44 grenzt die zu quantifizierenden Maßnahmenwirkungen ab und definiert die entsprechenden Vergleichsszenarien.

Tabelle 3-44: Definition der Vergleichsszenarien zur Quantifizierung der Einzelmaßnahmenwirkung

Einzelmaßnahme	Definition Vergleichsszenario (<i>Ohne-Maßnahme-Szenario</i>)
Energieeinsparverordnung: Einsparungen durch bedingte Sanierungsverpflichtung und durch die novellierte EnEV 2014	Um die Effekte der Energieeinsparverordnung zu quantifizieren wird ein Vergleichsszenario gerechnet, in dem die verschärften Anforderungen an Neubauten ab 2016 nicht abgebildet sind und die bedingte Sanierungspflicht für alle Investoren ausgeschaltet ist. Letzteres bedeutet, dass eine Sanierung nach EnEV-Standard im Modell zwar weiterhin gewählt werden kann, jedoch keine Mindestanforderung mehr darstellt ¹⁰¹ .
EEWärmeG: Einsparungen durch die Nutzungspflicht für EE-Technologien in Neubauten sowie in öffentlichen Bestandsgebäuden im Falle einer grundlegenden Sanierung	Im Vergleichsszenario zur Wirkungsabschätzung des EEWärmeG wird die bestehende Nutzungspflicht ab dem Jahr 2015 herausgenommen.
Ökodesign-Richtlinie: Einsparungen aufgrund der Effizienzanforderungen der Ökodesign Richtlinie an Wärmeerzeuger	Im Vergleichsszenario werden die durch die Ökodesign Richtlinie definierten Mindestanforderungen an fossile Heizkessel, durch die der Einbau von Niedertemperaturkesseln eingeschränkt wird, herausgenommen.
KfW-Programme: Einsparungen durch energieeffiziente Gebäude	Im Vergleichsszenario ohne KfW-Programme werden die KfW-Sanierungs- und -Neubaustandards und die entsprechende Förderung nicht dargestellt. Auch die Einzelmaßnahmenförderung fossiler Brennwertkessel wird abgestellt.
Marktanreizprogramm: Einsparungen durch finanzielle Zuschüsse für EE-Wärmeerzeuger	Im Vergleichsszenario werden die entsprechenden Förderungen für EE-Wärmeerzeuger abgestellt.

Quelle: Fraunhofer ISI

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick über die zurechenbaren fossilen Brennstoff- und Stromeinsparungen sowie die Treibhausgas-minderungen. Tabelle 3-45 zeigt zunächst die durch die Einzelmaßnahmen

¹⁰¹ Die Compliance mit der EnEV wird im Modell investorenspezifisch definiert. Auch im MMS wird diese nicht mit 100 Prozent angenommen.

realisierten fossilen Brennstoffeinsparungen¹⁰². Die höchsten Einsparungen werden der Energieeinsparverordnung zugerechnet, wobei dazu insbesondere die bedingte Sanierungsanforderung beiträgt. Die zweithöchsten Einsparungen werden durch die KfW-Programme realisiert. Mit der Ökodesign Richtlinie wird insbesondere die Neuinstallation fossiler Niedertemperaturkessel zugunsten der effizienteren Brennwerttechnik eingeschränkt. Die Marktentwicklung der verkauften Wärmeerzeuger in Deutschland zeigt allerdings, dass die Brennwerttechnik bereits die Standardtechnologie bei fossilen Wärmeerzeugern darstellt und die Marktanteile der Niedertemperaturkessel seit über 10 Jahren stetig zurückgehen¹⁰³. Durch die Mindeststandards wird das Ende des Produktlebenszyklus (aus Herstellersicht) jedoch früher herbeigeführt, wodurch ein Vorzieheffekt der damit verbundenen Einsparungen realisiert wird. Dementsprechend nimmt die Wirkung der Öko-Design langfristig ab, was der Vergleich zwischen dem Jahr 2030 und 2035 zeigt.

Tabelle 3-45: Einsparungen fossiler Brennstoffe

Einsparungen fossiler Brennstoffe pro Jahr [PJ]*	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2015	2020	2025	2030	2035
EnEV: bedingte Sanierungsanforderung und Novelle 2016 Neubau	R	2015/2016	3,00	13,51	26,89	37,97	50,35
EEWärmeG	R	2015	1,53	9,40	12,92	21,63	27,29
Ökodesign-Richtlinie	R	2016	-	13,49	20,26	22,12	17,07
KfW Programme	F	2015	0,59	9,62	18,98	26,97	37,02
MAP	F	2015	1,10	1,56	1,83	2,96	5,36

*Nur fossile Brennstoffe in der dezentralen Wärmeerzeugung ohne Fernwärme, Strom und Biomasse

Quelle: Berechnung Fraunhofer ISI

Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Tabelle 3-46 zeigt die daraus resultierenden direkten Emissionsminderungen. Zu beachten ist dabei, dass hierbei Strom und Fernwärme nicht berücksichtigt sind, da diese im Umwandlungssektor bilanziert werden.

¹⁰² Ohne Fernwärme: Diese wird im Umwandlungssektor bilanziert.

¹⁰³ Der Marktanteil von Erdgas- und Heizöl-Niedertemperaturkesseln ist von 57 % im Jahr 2003 auf 20 % im Jahr 2013 gefallen (BDH 2014).

Tabelle 3-46: Direkte Emissionsminderungen

Direkte Emissionsminderung* [Mio. t CO ₂ -Äqu.]	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2015	2020	2025	2030	2035
EnEV: bedingte Sanierungsanforderung und Novelle 2016 Neubau	R	2015/2016	0,12	0,83	1,58	2,20	2,86
EEWärmeG	R	2015	0,19	0,58	0,77	1,26	1,56
Ökodesign-Richtlinie	R	2016		0,74	1,09	1,20	0,91
KfW-Programme	F	2015	0,05	0,60	1,18	1,62	2,14
MAP	F	2015	0,09	0,11	0,14	0,18	0,31

*ohne Fernwärme, Strom

Quelle: Berechnung Fraunhofer ISI

Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Tabelle 3-47 zeigt die Auswirkungen auf das Stromaufkommen. Das EEWärmeG sowie das MAP resultieren in einem zusätzlichen Strombedarf, da diese Instrumente insbesondere auch die Installation von Wärmepumpen fördern.

Tabelle 3-47: Auswirkung auf Stromnachfrage

Stromeinsparung [TWh]	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2015	2020	2025	2030	2035
EnEV: bedingte Sanierungsanforderung und Novelle 2016 Neubau	R	2015/2016	0,17	0,40	0,40	0,51	0,65
EEWärmeG	R	2015	-0,03	-0,16	-0,32	-0,35	-0,54
Ökodesign-Richtlinie	R	2016		0,06	0,13	0,24	0,11
KfW Programme	F	2015	0,23	0,33	0,50	0,58	0,70
MAP	F	2015	0,13	0,14	0,09	0,00	-0,08

Quelle: Berechnung Fraunhofer ISI

Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Emissionsentwicklung

Tabelle 3-48 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO₂, CH₄ und N₂O von 1990 bis 2035 sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick. Im Jahr 2020 gehen die Emissionen dieser drei Gase auf unter 77 Mt CO₂-Äqu. zurück, was einem Rückgang von 41,6% im Vergleich zum Jahr 1990 entspricht. Zudem ist die prozentuale Emissionsminderung zwischen 2015 und 2020 mit 8,5 Prozentpunkten die höchste innerhalb der

betrachteten Fünfjahreszeiträume, was insbesondere durch einen deutlichen Rückgang des Heizölverbrauchs bei einer gleichzeitigen Steigerung des Einsatzes erneuerbarer Energien begründet ist. Bis zum Jahr 2035 reduzieren sich die Emissionen weiter, insgesamt um fast 60% im Vergleich zu 1990, auf knapp über 53 Mt CO₂-Äqu.; im Vergleich zum Jahr 2005 entspricht dies einer Reduktion um 52,5%.

Betrachtet man die einzelnen Gase, ist zu erkennen, dass es nur bei den CO₂- und N₂O-Emissionen einen kontinuierlichen Rückgang zwischen den betrachteten zukünftigen Jahren gibt; bei den CH₄-Emissionen gibt es hingegen zwischen 2015 und 2025 einen Anstieg der Emissionen um ca. 10%. Dieser führt dazu, dass im Jahr 2035 42 kt CO₂-Äqu. mehr Methan als im Jahr 2012 durch die Gebäude privater Haushalte emittiert wird. Im Vergleich der Jahre 1990 und 2035 ist die Reduktion der N₂O-Emissionen mit 68% am höchsten, gefolgt von einer Reduktion bei CO₂ um 60%. Die CH₄-Emissionen reduzieren sich zwischen 1990 und 2035 um 35%.

CO₂ ist und bleibt das mit Abstand dominierende Gas mit 98% an den Gesamtemissionen im Jahr 1990 wie auch 2035.

Tabelle 3-48: Emissionsentwicklungen der privaten Haushalte nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	129.474	111.061	105.542	93.321	86.845	75.608	65.747	58.129	52.162
CH ₄ -Emissionen	1.200	502	815	734	715	778	790	783	776
N ₂ O-Emissionen	802	363	454	429	360	337	303	273	253
Summe CO₂+CH₄+N₂O	131.476	111.925	106.812	94.484	87.921	76.723	66.839	59.186	53.191
Veränderung ab 1990 in %		-14,9	-18,8	-28,1	-33,1	-41,6	-49,2	-55,0	-59,5
Veränderung ab 2005 in %			-4,6	-15,6	-21,4	-31,5	-40,3	-47,1	-52,5

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-49 gibt einen Überblick über die Emissionen aus den verschiedenen Brennstoffen und zeigt, welche Brennstoffe wie stark dazu beitragen, dass die Emissionen der Gebäude der privaten Haushalte bis 2035 auf knapp über 53 Mt CO₂-Äqu. zurückgehen. Es ist klar zu erkennen, dass die Emissionen im Jahr 1990 noch von drei Hauptbrennstoffen, nämlich Öl, Braunkohle und Erdgas, kamen, ab dem Jahr 2005 jedoch nur noch Erdgas und Öl einen signifikanten Beitrag an den Emissionen haben und spätestens im Jahr 2030 Erdgas zum absoluten Hauptbrennstoff für die Gebäude der privaten Haushalte geworden ist.

Der wichtigste Brennstoff im Jahr 1990 war Öl mit einem Anteil von 43% an den Emissionen. Im Jahr 2035 spielt der Brennstoff Öl mit nur noch 5% an den Emissionen bzw. 2,4 Mt CO₂-Äqu. eine viel geringere Rolle. Gleichzeitig wächst die Rolle von Erdgas, sodass dieser Brennstoff im Jahr 2005 bereits die Emissionen der Brennstoffe dominiert und im Jahr 2035 mit über 49 Mt CO₂-Äqu. für 93% der Emissionen verantwortlich ist. Im Jahr 1990 war Erdgas nur für 24% der Emissionen verantwortlich. Absolut gesehen nehmen die Emissionen aus Erdgas jedoch seit 2015 kontinuierlich ab.

Genauso wie beim Öl nimmt auch die Bedeutung der Kohlen für die Emissionen stark ab. 1990 waren sie für 33% der Emissionen verantwortlich, woran die Braunkohle mit 28% an den Gesamtemissionen den größten Beitrag hatte. Bis zum Jahr 2005 gab es einen enormen Einbruch aufgrund der Umstellung von Kohlefeuerungen auf andere Heizungssysteme, sodass ihr Anteil an den Gesamtemissionen der privaten Haushalte auf 3% sank, mit etwa gleich großem Anteil der Braun- und Steinkohlen. Im Jahr 2035 sind die Kohlen mit 1,3% an den Gesamtemissionen bzw. 0,6 Mt CO₂-Äqu. noch unbedeutender für die Emissionen. Die Emissionen aus Steinkohle sind nun außerdem doppelt so hoch wie die aus Braunkohle.

Den einzigen kontinuierlichen Anstieg an Emissionen gibt es bei der Biomasse: sie verdreifacht ihre Emissionen zwischen 1990 und 2035. Trotzdem spielt die Biomasse in 2035 mit nicht einmal 1 Mt CO₂-Äqu. und 2% an den Gesamtemissionen eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 3-49: Emissionsentwicklungen für die Gebäude privater Haushalte nach Brennstoffen, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	36,8	1,7	2,3	2,0	1,3	1,0	0,7	0,4	0,2
Steinkohlen	6,1	1,6	3,2	3,5	2,3	1,7	1,2	0,7	0,4
Mineralöl	56,5	52,8	43,5	38,8	29,1	19,8	11,3	5,6	2,4
Fossile Gase	31,8	55,3	57,1	49,6	54,6	53,4	52,9	51,6	49,2
Müll	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,3	0,5	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
Summe	131,5	111,9	106,8	94,5	87,9	76,7	66,8	59,2	53,2

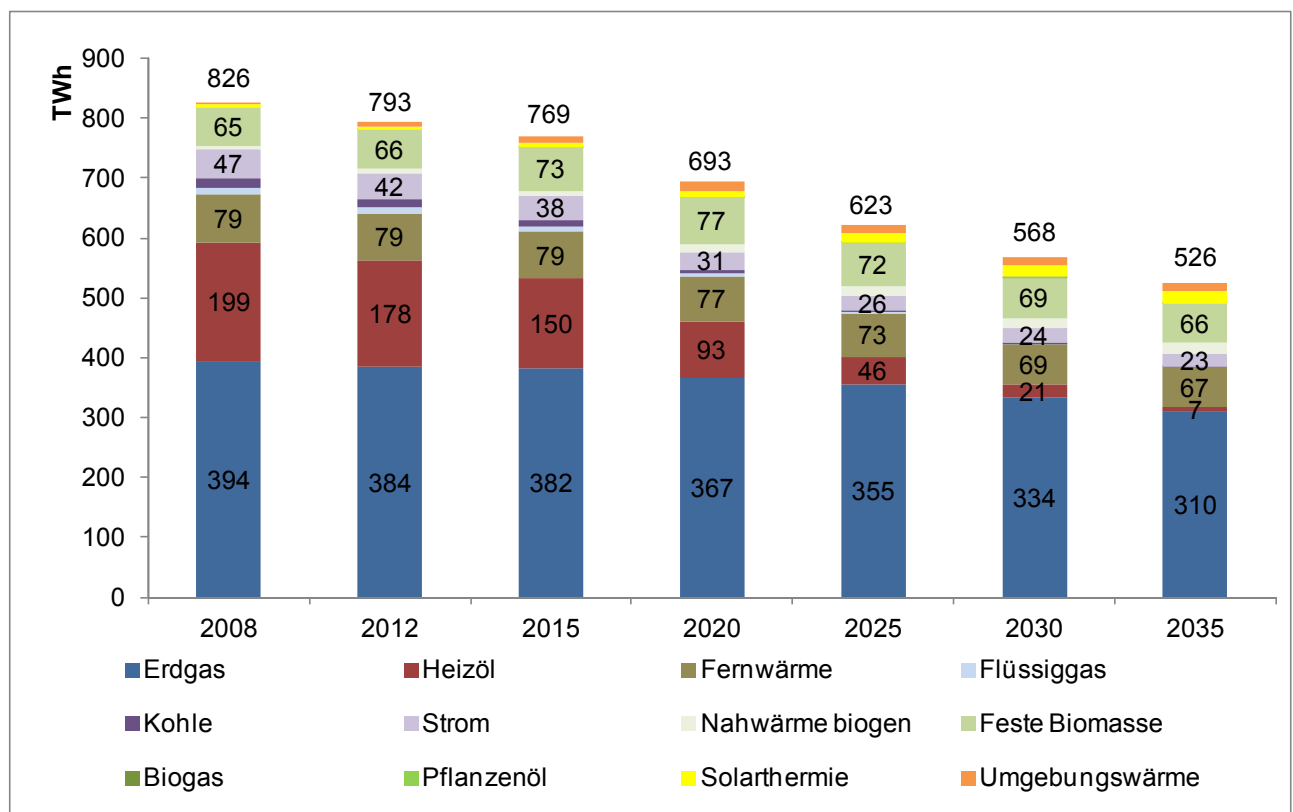
Anmerkung: Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.1.4.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Abbildung 3-11 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Wärmebereitstellung im MWMS.

Abbildung 3-11: Endenergieentwicklung nach Energieträger im MWMS (ohne KWK-Maßnahme)



Quelle: Berechnung Fraunhofer ISI

Entsprechend der sektoralen Aufteilung, welche durch die angewendeten Simulationsmodelle bedingt ist, umfasst dieser die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden sowie Nichtwohngebäuden im GHD. Die dargestellte Endenergieentwicklung bilanziert neben den fossilen Brennstoffen, Fernwärme und Strom auch die erneuerbare Wärmebereitstellung durch biogene Brennstoffe, Solarthermie und Umgebungswärme. Der Endenergiebedarf sinkt im Zeitraum 2015 bis 2035 um 242 TWh, was einem Rückgang von 32% entspricht. Gegenüber dem MMS entspricht dies einem zusätzlichen Endenergieerückgang pro Jahr im Jahr 2035 von 67 TWh.

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Um die zusätzliche Wirkung der Einzelmaßnahmen zu quantifizieren, werden Vergleichsszenarien mit dem Modell gerechnet, in denen jeweils die zu quantifizierenden Instrumente bzw. die Änderungen in der Ausgestaltung gegenüber dem MMS nicht beinhaltet sind. Die entsprechende Wirkung wird durch Differenzbildung zwischen MWMS und den jeweiligen Vergleichsszenarien ermittelt.

Tabelle 3-50 zeigt die zusätzlichen Einsparungen fossiler Brennstoffe gegenüber dem MMS. Die Wirkungen auf die Fernwärme- und Strombereitstellung sind hier nicht enthalten. Diese werden im Umwandlungssektor bilanziert. Die Wirkungsermittlung ist bereits um Überlagerungseffekte korrigiert. Das Bündel der flankierenden Instrumente umfasst eine Reihe von Instrumentenvorschlägen aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz sowie dem NAPE (2.6.4.2). Die Wirkung der verschiedenen Maßnahmen, u.a. auch der gebäudeindividuellen Sanierungsfahrpläne wird mit einer Anhebung der Sanierungsrate um 1 % modelliert. Hohe zusätzliche Wirkung werden im Jahr 2035 auch durch die Ausweitung der finanziellen Förderungen erzielt, welche in der Aufstockung und Verstetigung der KfW-Programme und des Marktanzreizprogramms sowie der zusätzlichen finanziellen Mittel durch das Anreizprogramm Energieeffizienz und das geplante Ausschreibungsmodell für den Wärmebereich bestehen. Eine hohe zusätzliche Einsparwirkung kann jedoch auch durch die informatorischen Instrumente erzielt werden. Für die Abschätzung der Wirkung der Einführung eines Energieeffizienzlabels für bestehende Heizsysteme wird bei der Ermittlung der Austauschrate, welche über eine Weibullverteilung berechnet wird, eine im Durchschnitt kürzere Lebensdauer der Heizsysteme angesetzt. In den Ergebnissen zeigt sich der daraus resultierende Vorzieheffekt, womit die zusätzliche Wirkung über die Zeit abnimmt. Zur Modellierung der Wirkung einer Optimierung der Energieberatung – die speziell auf Eigentümergemeinschaften abzielt, wird eine verbesserte Informationen über Förderinstrumente und eine höhere Compliance mit ordnungsrechtlichen Anforderungen für diese Akteursgruppe im Modell angesetzt.

Tabelle 3-50: Zusätzliche Einsparungen fossiler Brennstoffe pro Jahr durch Änderungen der Instrumentenausgestaltung im MWMS (ohne Wirkungen auf Umwandlungssektor)

Fossile Brennstoffeinsparungen pro Jahr [PJ]*	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2016	2020	2025	2030	2035
EnEV: Nearly Zero Energy Standard für Neubauten	R	2019/2021	0	0,30	2,70	5,53	8,84
Ausweitung finanzielle Förderung: KfW und MAP, Anreizprogramm Energieeffizienz, Ausschreibung Wärme	F	2016	2,50	9,89	18,74	33,36	40,81
Optimierung Energieberatung	I	2016	0	1,50	5,73	9,53	14,34
Energieeffizienzlabel für bestehende Heizsysteme	I	2016	0	21,25	26,31	24,78	15,30
Bündel Aktionsprogramm/ NAPE flankierend	F/I	2016	15,99	67,35	103,56	101,93	91,67

*Nur fossile Brennstoffe in der dezentralen Wärmeerzeugung ohne Fernwärme, Strom und Biomasse

Quelle: Berechnung Fraunhofer ISI

Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Die Auswirkungen auf die Stromnachfrage sind im Vergleich zur Änderung beim Brennstoffbedarf sehr gering. Eine eindeutige Aussage, ob ein Instrument zu Stromeinsparung oder zu einer zusätzlichen Nachfrage führt, kann nicht getroffen werden. So werden durch die Instrumente auch Effizienzmaßnahmen und Technologien gefördert werden, die zu einer erhöhten Stromnachfrage führen, z.B. aufgrund eines höheren Hilfsstrombedarfs, der auf etwas höhere Diffusionsraten bei Pelletkesseln, Solarthermieranlagen und Lüftungsanlagen zurückzuführen ist. In Summe sind die Veränderungen zum MMS daher vernachlässigbar.

Die Wirkung der KWK-Maßnahme (im Stromsektor (siehe Kapitel 2.6.2.2 und 3.1.1.4) bilanziert) führt ab dem Szenariojahr 2020 zu zusätzlichen Einsparungen von etwa 8 Mio. t CO₂-Äqu. im Gebäudebereich, denen allerdings Mehremissionen im Stromsektor gegenüber stehen (siehe Tabelle 3-27). Im Saldo bleibt aber eine Emissionsminderung für diese Maßnahme.

Tabelle 3-51: Zusätzliche Emissionsminderung durch Einsparung fossiler Brennstoffe pro Jahr im MWMS (ohne KWK-Maßnahme)

Direkte Emissionsminderung [Mio t CO ₂]*	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	2016	2020	2025	2030	2035
EnEV: Nearly Zero Energy Standard für Neubauten	R	2019/2021	0	0,05	0,20	0,33	0,51
Ausweitung finanzielle Förderung: KfW und MAP, Anreizprogramm Energieeffizienz, Ausschreibung Wärme	F	2016	0,09	0,56	1,12	1,98	2,31
Optimierung Energieberatung	I	2016	0	0,11	0,34	0,55	0,82
Energieeffizienzlabel für bestehende Heizsysteme	I	2016	0	2,19	2,77	2,31	1,34
Bündel Aktionsprogramm/ NAPE flankierend	F/I	2016	1,05	4,07	6,15	5,95	5,26
Summe			1,14	6,98	10,57	11,13	10,24

*Nur fossile Brennstoffe in der dezentralen Wärmeerzeugung ohne Fernwärme, Strom und Biomasse

Quelle: Berechnung Fraunhofer ISI

Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Emissionsentwicklung

Tabelle 3-52 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO₂, CH₄ und N₂O von 1990 bis 2035 sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick. Im Jahr 2020 gehen die Emissionen dieser drei Gase auf gut 63 Mt CO₂-Äqu. zurück, was einem Rückgang von 51,8% im Vergleich zum Jahr 1990 entspricht. Zudem ist die prozentuale Emissionsminderung zwischen 2015 und 2020 mit fast 19 Prozentpunkten die höchste innerhalb der betrachteten Fünfjahreszeiträume. Teilweise handelt es sich hierbei allerdings um ein modellierungstechnisches Artefakt, da das durch die KWK-Maßnahme (siehe Kapitel 2.6.1.2) zusätzlich entstehende Fernwärmeangebot, vollständig den privaten Haushalten zugeschlagen wurde und die entsprechenden Mengen an Erdgas und Heizöl verdrängen. Bis zum Jahr 2035 reduzieren sich die Emissionen weiter, insgesamt um fast 70% im Vergleich zu 1990, auf knapp unter 40 Mt CO₂-Äqu.; im Vergleich zum Jahr 2005 entspricht dies einer Reduktion um 64%.

Betrachtet man die einzelnen Gase, ist zu erkennen, dass die Dynamik der Emissionsminderung je nach Gas unterschiedlich ist: Der Rückgang der CH₄-Emissionen erfolgt deutlich langsamer als der Rückgang der CO₂- und N₂O-Emissionen. Im Vergleich der Jahre 1990 und 2035 ist die Reduktion der N₂O-Emissionen mit 76% am höchsten, gefolgt von einer Reduktion bei CO₂ um 70%. Die CH₄-Emissionen reduzieren sich hingegen zwischen 1990 und 2035 nur um 47%, wobei der größte Teil dieses Rückgangs bereits im Zeitraum 1990 bis 2012 erfolgte.

CO₂ ist und bleibt das mit Abstand dominierende Gas mit 98% an den Gesamtemissionen im Jahr 1990 wie auch 2035.

Tabelle 3-52: Emissionsentwicklungen der privaten Haushalte nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	129.474	111.061	105.542	93.321	86.767	62.370	51.079	43.937	39.015
CH ₄ -Emissionen	1.200	502	815	734	698	698	676	664	636
N ₂ O-Emissionen	802	363	454	429	365	274	228	207	192
Summe CO₂+CH₄+N₂O	131.476	111.925	106.812	94.484	87.831	63.343	51.983	44.808	39.843
Veränderung ab 1990 in %		-14,9	-18,8	-28,1	-33,2	-51,8	-60,5	-65,9	-69,7
Veränderung ab 2005 in %			-4,6	-15,6	-21,5	-43,4	-53,6	-60,0	-64,4

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-49 gibt einen Überblick über die Emissionen aus den verschiedenen Brennstoffen und zeigt, welche Brennstoffe wie stark dazu beitragen, dass die Emissionen der Gebäude der privaten Haushalte bis 2035 auf knapp unter 40 Mt CO₂-Äqu. zurückgehen. Es ist klar zu erkennen, dass die Emissionen im Jahr 1990 noch von drei Hauptbrennstoffen, nämlich Öl, Braunkohle und Erdgas, kamen, ab dem Jahr 2005 jedoch nur noch Erdgas und Öl einen signifikanten Beitrag an den Emissionen haben und spätestens im Jahr 2020 Erdgas zum absoluten Hauptbrennstoff für die Gebäude der privaten Haushalte geworden ist.

Der wichtigste Brennstoff im Jahr 1990 war Öl mit einem Anteil von 43% an den Emissionen. Im Jahr 2035 spielt der Brennstoff Öl keine Rolle mehr.¹⁰⁴ Gleichzeitig wächst die Rolle von Erdgas, sodass dieser Brennstoff im Jahr 2005 bereits die Emissionen der Brennstoffe dominiert und im Jahr 2035 mit fast 41 Mt CO₂-Äqu. verantwortlich ist. Absolut gesehen nehmen die Emissionen aus Erdgas jedoch seit 2015 kontinuierlich ab.

Genauso wie beim Öl nimmt auch die Bedeutung der Kohlen für die Emissionen stark ab. 1990 waren sie für 33% der Emissionen verantwortlich, woran die Braunkohle mit 28% an den Gesamtemissionen den größten Beitrag hatte. Bis zum Jahr 2005 gab es einen enormen Einbruch aufgrund der Umstellung von Kohlefeuerungen auf andere Heizungssysteme, sodass ihr Anteil an den Gesamtemissionen der privaten Haushalte auf 3% sank, mit etwa gleich großem Anteil der Braun- und Steinkohlen. Im Jahr 2035 sind die Kohlen mit 0,1 Mt CO₂-Äqu. noch unbedeutender für die Emissionen.

Einzig die Emissionen aus Biomasse bleiben über den gesamten Zeitraum von 2010 bis 2035 auf einem in etwa konstanten Niveau von 0,7 bis 0,8 Mt CO₂-Äqu.

¹⁰⁴ Bei den negativen Emissionen aus Mineralöl im Jahr 2035 handelt es sich um ein modelltechnisches Artefakt, hervorgerufen aus der einseitigen Abbildung der zusätzlichen Fernwärme der KWK-Maßnahme im Sektor private Haushalte. In der Gesamtbilanz über alle Energieträger und alle Sektoren

Tabelle 3-53: Emissionsentwicklungen für die Gebäude privater Haushalte nach Brennstoffen, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	36,8	1,7	2,3	2,0	1,3	0,5	0,1	0,1	0,0
Steinkohlen	6,1	1,6	3,2	3,5	2,2	0,8	0,2	0,1	0,1
Mineralöl	56,5	52,8	43,5	38,8	29,1	14,1	4,9	0,2	-1,8
Fossile Gase	31,8	55,3	57,1	49,6	54,5	47,2	45,9	43,7	40,8
Müll	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,3	0,5	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7
Summe	131,5	111,9	106,8	94,5	87,8	63,3	52,0	44,8	39,8

Anmerkung: Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.1.5 Private Haushalte – Strom

3.1.5.1 Methodik

Die Berechnungen der zukünftigen Stromnachfrage der Haushaltsgeräte in den privaten Haushalten erfolgt wie in den Sektoren Industrie und GHD (Kapitel 3.1.6/3.1.7) mit der Energienachfrageplattform FORECAST (siehe auch 3.1.6.1). Das Sektor-Modell für den Haushaltssektor, FORECAST-Residential, setzt sich neben einem Modul für die Haushaltsgeräte auch aus Modulen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sowie einem Modul für die Berechnung der Stromnachfrage durch Elektromobilität zusammen, wobei im Rahmen dieser Studie ausschließlich das Geräte-Modul zum Einsatz kommt. Die anderen Teilbereiche der Endenergienachfrage des Haushaltssektors werden bereits über andere Modelle (siehe Kapitel 3.1.3.1 zum Verkehr und Kapitel 3.1.4.1 zu den Gebäuden) abgedeckt.

FORECAST-Residential setzt sich aus folgenden Gerätekategorien zusammen, die im Modell des Weiteren nach Technologien und/oder Effizienzklassen differenziert werden:

- Große elektrische Haushaltsgeräte (darunter: Kühl- und Gefriergeräte, Spülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner, Herde)
- IKT-Endgeräte (darunter: Desktop-Computer, PC-Bildschirme, Laptops, Fernseher, Set-Top-Boxen, Modem/Router)
- Elektrische Kleingeräte (darunter: Kaffeemaschinen, Staubsauger, Bügeleisen, Toaster, Fön, Mikrowelle, Dunstabzugshaube)
- Beleuchtung
- Klimageräte
- Sonstige elektrische Anwendungen: diese Kategorie stellt ein Restaggregat dar, das alle in den übrigen Bereichen noch nicht berücksichtigten elektrischen Anwendungen in den privaten Haushalten umfasst. Diese Kategorie beinhaltet sowohl eine Vielzahl an weiteren elektrischen Kleingeräten (u.a. Rasierer) als auch die Stromnachfrage von potentiell neuen Geräten, die bis 2030 neu in den Markt diffundieren.

Die aufgeführten Gerätekategorien beinhalten bis auf die Herde ausschließlich strombasierte Anwendungen.

Aufgrund der hohen Datenverfügbarkeit über die Anzahl und die durchschnittlichen spezifischen Verbräuche von Haushaltsgeräten wird deren Endenergienachfrage über ein Bestandsmodell berechnet. Da für die Berechnung der Bestandsumwälzung auch vergangenheitsbezogene Daten zu erheben sind, werden in einem vorgela-

gerten Schritt empirische Zeitreihen für die jahresspezifische Geräteanzahl und den spezifischen Verbrauch der Geräte ermittelt bzw. geschätzt. Die Projektion des Gerätebestandes erfolgt mittels einer logistischen Funktion, die sich aus einer Kleinsten-Quadrate-Abweichung, basierend auf der empirischen Bestandsentwicklung und einer geschätzten Sättigungsgrenze, berechnet.

Die Bestandsumwälzung bzw. die Marktdiffusion neuer Geräte erfolgt anhand einer gerätespezifischen Lebensdauer mit normalverteilter Ausfallwahrscheinlichkeit, durch die der Zeitpunkt des Lebensdauer-Endes eines alten Gerätes und des Lebensdauer-Anfangs eines neuen Gerätes determiniert wird. Die Wahl der Technologien bzw. Effizienzklassen der ersetzten Altgeräte und des Bestandszuwachses, die als Neugeräte in den Bestand diffundieren, orientiert sich an der Ausgestaltung eines Szenarios. Die jährliche Endenergienachfrage aller Geräte errechnet sich demzufolge aus dem spezifischen Verbrauch (basiert entweder auf den Betriebsstunden bspw. bei Fernsehern oder auf der Anzahl an Zyklen pro Jahr bspw. bei Spülmaschinen), der durchschnittlichen Ausstattungsrate (bei der Beleuchtung entspricht dies dem Anteil der Beleuchtungspunkte pro Wohneinheit) und der Anzahl der privaten Haushalte.

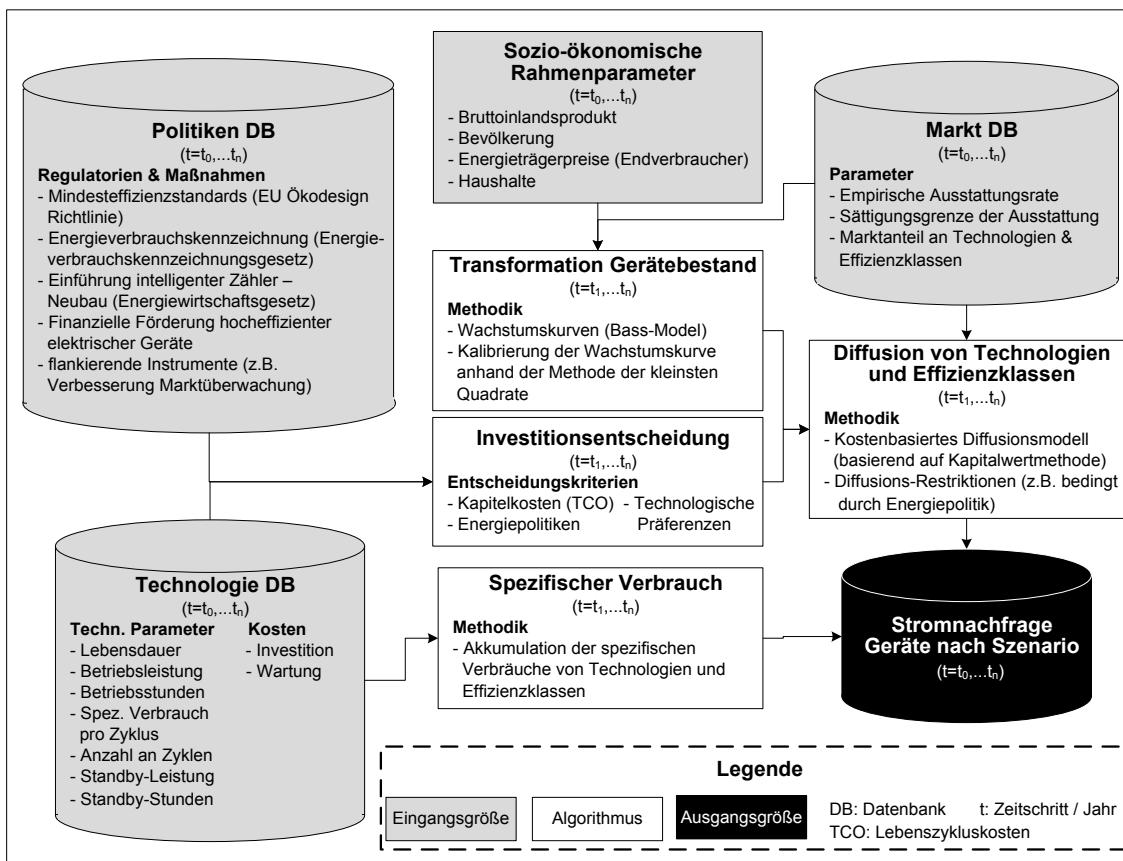
Dieser Aufbau gilt grundsätzlich für alle berücksichtigten Gerätekategorien mit Ausnahme des Restaggregats der sonstigen elektrischen Anwendungen. Bei dieser Kategorie lässt sich dieser Ansatz aufgrund der großen Heterogenität nicht durchführen. Die Stromnachfrage im Basisjahr wird für die sonstigen elektrischen Anwendungen daher als Differenz zur Stromnachfrage laut der Energiebilanz (ohne den Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser) ermittelt und für die Zukunft anhand einer abgeschätzten Ausstattungsrate fortgeschrieben.

Um auch die Kosten für unterschiedliche Diffusionspfade in den Szenarien bestimmen zu können, wird für alle berücksichtigten Anwendungen eine Wirtschaftlichkeitsbewertung mittels der Kapitelwertmethode durchgeführt, die folgende Kostenkategorien berücksichtigt:

- Spezifische Investitionen der Geräte unter Berücksichtigung von Kostenlernfaktoren
- Stromkosten der Geräte
- Wartungskosten der Geräte unter Berücksichtigung von Kostenlernfaktoren

Ein Überblick über die qualitativen Zusammenhänge der Modellberechnung ist in Abbildung 3-16 dargestellt.

Abbildung 3-12: Modellüberblick FORECAST-Residential (Geräte-Modul)



Quelle: Fraunhofer ISI

3.1.5.2 Annahmen und Parameter MMS

Gerätebestand

Der Gerätebestand wird hier über die geschätzte Entwicklung der Ausstattungsrate ermittelt, die mit der angenommenen Anzahl an Haushalten (siehe Kapitel 2.4.2) multipliziert wird. Die Annahmen zur Entwicklung der Ausstattungsrate orientieren sich dabei an den in den Politiksznarien VI (Öko-Institut et al. 2013) zu Grunde gelegten Trends. Die erwartete Entwicklung des Bestands an elektrischen Geräten in privaten Haushalten zeigt Tabelle 3-54.

Die jeweiligen Ausstattungsrate der privaten Haushalte mit elektrischen Haushaltsgeräten im Basisjahr 2008 werden auf Grundlage der regelmäßigen Veröffentlichungen des ZVEI ermittelt. Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung wird für die meisten großen elektrischen Haushaltsgeräte mit nur noch geringfügig steigenden oder konstanten Ausstattungsrate gerechnet. Der moderate Bestandszuwachs ist daher überwiegend auf den angenommenen Anstieg der Anzahl an Haushalten von 39,5 Mio. in 2008 auf rund 41,05 Mio. bis 2035 zurückzuführen. Lediglich bei Spülmaschinen und Wäschetrocknern wird bis 2020 noch ein größerer Bestandszuwachs angenommen. Insgesamt wird dieser Teil des Stromverbrauchs in den kommenden Jahren jedoch überwiegend durch Ersatzbeschaffungen bestimmt.

Für IKT-Geräte wird hingegen für die meisten hier berücksichtigten Gerätegruppen mit weiter steigenden Ausstattungsrate gerechnet. Dies gilt insbesondere für Computer, Set-top-Boxen und Router, wo noch deutliche Bestandszuwächse zu erwarten sind. Bei den dieses Verbrauchssegment insgesamt dominierenden Fernsehern dürfte sich allerdings die heute schon hohe Ausstattungsrate von rund 1,6 TV-Geräten pro Haushalt in Deutschland nur noch moderat erhöhen.

Das Modul Beleuchtung wird im Berechnungsmodell ber die Anzahl der Beleuchtungspunkte pro Wohneinheit abgebildet. Hier wird mit einer weitgehend konstanten Anzahl gerechnet. Schwierig zu bestimmen ist aufgrund der unzureichenden Datenlage der heutige und zukünftige Bestand an Klimageräten in privaten Haushalten. Die Abschätzung erfolgt hier in Anlehnung an die EuP-Vorstudie Lot 10 (2008) zu Raumklimageräten in privaten Haushalten und eine darauf aufbauende Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Barthel et al. 2010).

Tabelle 3-54: Erwartete Entwicklung des Bestands an elektrischen Geräten in privaten Haushalten

Gerätebestand	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	1.000 Stück						
Große Elektrische HH-Geräte							
Kühlschränke	40.343	40.998	41.739	42.572	43.146	43.419	43.470
Gefrierschränke	27.016	28.013	29.235	30.730	31.764	32.373	32.673
Waschmaschinen	36.000	36.493	37.050	37.697	38.183	38.445	38.535
Geschirrspüler	25.141	26.054	27.118	28.347	29.145	29.572	29.747
Trockner	17.452	20.001	23.318	27.293	29.606	30.747	31.217
Herde (Gas- und Elektroherde)	38.200	38.633	39.097	39.595	39.942	40.072	40.039
IKT -Endgeräte							
Desktop-PC	30.527	31.885	33.529	35.563	36.982	37.844	38.306
Computer-Bildschirm	33.051	35.387	38.414	42.438	45.445	47.490	48.788
Laptops	13.782	17.304	22.725	31.852	40.645	48.481	55.029
Fernseher	59.336	62.942	67.524	73.405	77.588	80.230	81.735
Set-Top-Boxen	35.655	37.211	39.103	41.442	43.077	44.071	44.602
Modem/Router	22.534	23.523	24.813	26.611	28.082	29.176	29.948
Beleuchtung	38.233	39.028	40.011	41.291	42.335	43.078	43.580
Klimageräte	1.320	1.662	2.222	3.284	4.490	5.773	7.060

Quelle: Barthel et al. (2010), BITKOM (2008), EuP-Vorstudie Lot 10 (2008), Fraunhofer IZM/Fraunhofer ISI (2009), GfK (2002-2010), ZVEI (2006-2009), StBA (2014)¹⁰⁵, BDEW (2013), Schätzung Fraunhofer ISI

Spezifischer Geräteverbrauch

Der spezifische Stromverbrauch der einzelnen Gerätekategorien wird im Modell durch die jeweiligen Nutzungszeiten in den verschiedenen Betriebszuständen, die Verteilung der Anteile der Energieeffizienzklassen an den Geräteverkäufen sowie die spezifische Leistungsaufnahme in den verschiedenen Betriebszuständen bestimmt. Letztere wiederum wird insbesondere durch die jeweiligen Anforderungen an Mindesteffizienzstandards durch die Ökodesign-Richtlinie bestimmt. Welche Annahmen dazu in den beiden Szenarien getroffen werden, wird gerätespezifisch in Zusammenhang mit der Quantifizierung dieser Maßnahme dargestellt (siehe dazu die ent-

¹⁰⁵

https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsguetern/Tabellen/Haushaltsgeraete_D.html;jsessionid=C31652E6733135B52042C3DE401DC823.cae4#tab2_21342No1

sprechenden Ausführungen im nachfolgenden Kapitel 3.1.5.4). Auch die Anteile der Energieeffizienzklassen an den Geräteverkäufen werden zumindest am unteren Rand durch die Anforderungen der Ökodesign-Richtlinie beschränkt, wodurch weniger effiziente Klassen zunehmend nicht mehr auf den Markt gebracht werden dürfen.

Die Nutzungszeiten in den verschiedenen Betriebszuständen sind vor allem für die IKT-Geräte relevant. Hier wird im Modell überwiegend auf die Annahmen in Fraunhofer IZM, Fraunhofer ISI (2009) zurückgegriffen. Für die meisten IKT-Geräte wird dabei von weiter steigenden Nutzungszeiten ausgegangen. Dies führt zu einer teilweisen Kompensation technischer Effizienzverbesserungen der Geräte und zu einem entsprechend geringeren Rückgang – oder sogar Anstieg – des spezifischen Stromverbrauchs. Den gleichen Effekt haben Trends wie größere Monitore und eine erhöhte Leistungsfähigkeit der Geräte (so genannter direkter Rebound-Effekt).

Die auf der Basis dieser Annahmen erwartete Entwicklung des spezifischen Verbrauchs im MMS zeigt Tabelle 3-55.

Tabelle 3-55: Erwartete Entwicklung des spezifischen Verbrauchs elektrischer Geräte in privaten Haushalten im MMS

Spezifischer Geräteverbrauch	2008	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kWh/ Gerät	MMS: Veränderung gegenüber 2008 in %						
Große elektrische HH-Geräte								
Kühlschränke	261,3	-4,73	-14,1	-26,2	-46,1	-56,6	-57,2	-57,2
Gefrierschränke	247,2	-4,5	-10,1	-23,6	-39,5	-53,9	-56,7	-56,9
Waschmaschine	184,6	-2,4	-6,1	-11,8	-21,4	-25,3	-25,6	-25,6
Geschirrspüler	218,1	-3,53	-7,3	-12,7	-22,0	-23,9	-24,4	-24,4
Trockner	263,2	-6,4	-19,0	-30,3	-42,9	-47,3	-47,3	-47,3
Elektroherd	375,2	-1,5	-4,3	-8,4	-13,5	-18,3	-29,3	-32,0
IKT-Endgeräte								
Desktop-PC	176,7	0,0	-1,1	-2,49	-5,8	-10,8	-15,4	-15,4
Computer-Bildschirm	48,3	-3,7	-8,1	-12,4	-15,3	-19,3	-22,6	-22,6
Laptops	68,8	-8,6	-12,6	-14,9	-14,4	-16,3	-17,6	-17,6
Fernseher	178,9	-7,1	-12,8	-19,9	-24,3	-22,2	-20,2	-18,5
Set-Top-Boxen	49,9	2,40	4,61	5,61	6,81	7,01	7,01	5,81
Modem/Router	35	0	-1,43	-3,14	-6,86	-12,29	-16,57	-16,57
Beleuchtung	275,4	-5,0	-11,2	-15,3	-20,4	-26,6	-31,5	-31,5
Klimaanlage	499,5	-4,40	-8,24	-12,52	-17,65	-19,78	-20,04	-20,04

Quelle: Barthel et al. (2010), BITKOM (2008), EuP-Vorstudie Lot 10 (2008), Fraunhofer IZM/Fraunhofer ISI (2009), GfK (2002-2010), ZVEI (2006-2009), StBA (2010), StBA (2014)¹⁰⁶, BDEW (2013), Schätzung Fraunhofer ISI

Danach liegt der erwartete Rückgang des spezifischen Stromverbrauchs für die meisten großen elektrischen Geräte bis 2035 zwischen 20 und 55 Prozent. Im Bereich der IKT-Geräte fallen die erwarteten spezifischen Verbrauchsreduktionen geringer aus als bei den meisten großen Haushaltsgeräten. Dies ist insbesondere auf die oben beschriebenen verbrauchssteigernden Faktoren zurückzuführen, die die technisch möglichen Effizienzverbesserungen teilweise kompensieren oder bei einigen Geräten sogar überkompensieren. Bei Klimageräten liegt der erwartete spezifische Verbrauchsrückgang im MMS bei etwa 20% bis 2035. Die Entwicklung wird hier vor allem durch die angenommenen Anteile der Effizienzklassen an den künftigen Geräteverkäufen bestimmt.

3.1.5.3 Annahmen und Parameter MWMS

Gerätebestand

Die Ausstattungsraten im Bereich Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Kühlung werden nicht von den in MWMS betrachteten Maßnahmen beeinflusst, so dass die Abschätzungen für den Gerätebestand sich nicht unterscheiden zwischen MMS und MWMS. Der abgeschätzte Gerätebestand ist daher gleich wie im MMS (siehe Tabelle 3-54).

Spezifischer Geräteverbrauch

Die im MWMS betrachteten Maßnahmen induzieren zusätzliche Reduktionen des spezifischen Geräteverbrauches (siehe Tabelle 3-56). Dieser kommt im Wesentlichen durch eine schnellere Durchdringung des Marktes mit hocheffizienten Geräten zustande. Im Vergleich zum MMS bestehen im MWMS größere Unsicherheiten bezüglich der Reduktion des spezifischen Verbrauches, da bei den neuen Maßnahmen (Ausschreibungsmodell für Energieeffizienz und NTRI) bisher nicht vollständig absehbar ist, welche Gerätekategorien hauptsächlich adressiert werden.

Tabelle 3-56: Erwartete Entwicklung des spezifischen Verbrauchs elektrischer Geräte in privaten Haushalten im MWMS

Spezifischer Geräteverbrauch	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	MWMS: Veränderung gegenüber MMS in %						
Große elektrische HH-Geräte	0	0	0	-1	-9	-14	-18
IKT-Endgeräte	0	0	0	-5	-11	-12	-19
Beleuchtung	0	0	0	-10	-27	-40	-42
Klimaanlage	0	0	0	-2	-3	-3	-2

Quelle: Schätzung Fraunhofer ISI

¹⁰⁶

https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsguetern/Tabellen/Haushaltsgeraete_D.html;jsessionid=C31652E6733135B52042C3DE401DC823.cae4#tab221342No1

3.1.5.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Einen Überblick über die Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte im MMS nach Anwendungsbe-
reichen gibt Tabelle 3-57. Dabei verzeichnen die privaten Haushalte bis 2035 einen kontinuierlichen Rückgang
des Stromverbrauchs.

Tabelle 3-57: Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte 2010–2035 im MMS

Stromverbrauch MMS	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh						
Weiße Ware	33,37	33,33	30,01	25,73	23,29	23,28	23,41
Elektroherd	12,64	12,54	12,39	11,88	11,27	9,71	9,37
IKT-Endgeräte	26,13	26,54	27,18	28,17	29,01	29,52	29,93
Beleuchtung	10,35	9,72	9,31	8,93	8,28	7,73	7,73
Klimaanlage	0,82	0,99	1,25	1,74	2,30	2,95	3,60
Sonstiger Strom	24,24	24,30	24,90	24,67	24,59	24,88	25,16
Summe	107,55	107,42	105,04	101,12	98,74	98,07	99,21

Quelle: Berechnungen Fraunhofer ISI

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Im MMS werden dabei als relevante Maßnahmen die Wirkung der Mindeststandards basierend auf der EU Öko-
design-RL, die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) und die Ökosteuer und EEG-Umlage
abgeschätzt. Auf Grundlage der oben dargestellten Annahmen ergeben sich dadurch im MMS im Jahr 2020
jährliche Einsparungen in Höhe von 22,3 TWh. Im Jahr 2030 steigen diese auf rund 34 TWh und verbleiben bis
zum Jahr 2035 auf diesem Niveau (siehe nachfolgende Tabelle 3-58).

Tabelle 3-58: Wirkung der strombezogenen Maßnahmen im Sektor private Haushalte - MMS

Maßnahme	Instru- men- tentyp	Wirkungsbeginn	Effekt für Stromaufkommen				
			2015	2020	2025	2030	2035
TWh							
Mindeststandards nach EU-Ökodesign- Richtlinie	R	Schrittweise Umset- zung seit 2009	-5,7	-15,1	-20,7	-23,7	-23,2
Energieverbrauchs- kennzeichnungsver- ordnung (EnVKV)	R/I	Quantifiziert ab Ein- führung des neuen Energielabels ab 2010	-1,9	-3,1	-5,2	-5,8	-6,8
Ökosteuer	E	Quantifiziert ab 2008	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4
EEG-Umlage	E	Quantifiziert ab 2008	-0,8	-1,1	-1,2	-0,9	-0,5
Flankierende Instru- mente	V/I	Laufende Umset- zungsmaßnahmen	-0,4	-1,9	-3,3	-3,4	-3,4
Summe aller Einzel- maßnahmen			-9,1	-21,5	-30,8	-34,2	-34,3

Quelle: Schätzung Fraunhofer ISI

Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Die grsten Einsparungen ergeben sich durch die Okodesign-Richtlinie, gefolgt von der Energieverbrauchs-kennzeichnungsverordnung.

3.1.5.5 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Manahmen-Szenarios

Im MWMS werden zusatzlich zum MMS die folgenden Manahmen betrachtet:

Tabelle 3-59: Übersicht der Manahmen im Bereich private Haushalte-Strom (MWMS)

Manahme	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Wirkungsbeginn
Mindeststandards nach Okodesign-Richtlinie	R	Im MWMS werden keine zusatzlichen Umsetzungsmanahmen im Vergleich zum MMS betrachtet.	-
Energieverbrauchs-kennzeichnungs-verordnung (EnVKV)	R/I	Es wird angenommen dass Deutschland sich (erfolgreich) fr eine ambitionierte Reskalierung des Europaischen Energielabels einsetzt	Wirkung berech-net ab 2016
Ausschreibungs-modell fr Energie-effizienz (Anteil Strom private Haushalte)	F	Es wird angenommen dass durch das Ausschreibungsmodell fr Energieeffizienz eine beschleunigte Marktdurchdringung mit effizienten Geraten im Bereich weiBe Ware und Klimatisierung erzielt wird.	Wirkung berech-net ab 2016
NTRI (Anteil Strom private Haushalte)	E/I /O	Es wird angenommen dass durch die Nationale Top-Runner-Initiative eine beschleunigte Marktdurchdringung mit effizienten Geraten im Bereich Kochen und weiBe Ware erzielt wird.	Wirkung berech-net ab 2016
Flankierende In-strumente	I/F	Hier wird insbesondere eine Erweiterung des Programm Stromsparcheck fr Einkommensschwache Haushalte betrachtet.	Wirkung berech-net ab 2015

Quelle: Fraunhofer ISI
Erklrung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Tabelle 3-60 gibt einen Überblick über die Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte im MWMS nach Anwendungsbereichen. Dabei verzeichnen die privaten Haushalte bis 2035 einen kontinuierlichen Rückgang des Stromverbrauchs, der im Vergleich zum MMS insbesondere im Bereich Beleuchtung, WeiBe Ware und IKT noch deutlich ausgeprägter ist. Im Vergleich zum MMS ist der Stromverbrauch im Jahr 2035 um insgesamt 18% geringer, wobei die grsten Einsparungen im Vergleich zum MMS im Bereich Beleuchtung (über 40%) und WeiBe Ware und IKT (jeweils fast 20 %) liegen.

Tabelle 3-38: Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte 2010–2035 im MWMS

Stromverbrauch MWMS	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh						
Weiße Ware	33,4	33,3	30,0	25,5	21,1	20,0	19,2
Elektroherd	12,6	12,5	12,4	11,5	10,3	8,3	7,8
IKT-Endgeräte	26,1	26,5	27,18	26,7	25,8	25,9	24,2
Beleuchtung	10,4	9,7	9,3	8,4	6,3	4,9	4,7
Klimaanlage	0,8	1,0	1,3	1,7	2,2	2,9	3,5
Sonstiger Strom	24,2	24,3	24,	24,1	23,5	23,5	22,8
Summe	107,5	107,4	105,0	98,0	89,2	85,5	82,2

Quelle: Berechnungen Fraunhofer ISI

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Tabelle 3-60 stellt die Wirkung der strombezogenen Maßnahmen im Sektor private Haushalte im MWMS dar. Da sich die Maßnahmen derzeit in der Umsetzung befinden und daher nur begrenzte Erfahrungswerte zur Verfügung stehen, sind die Unsicherheiten in der Wirkungsabschätzung deutlich größer als im MMS.

Tabelle 3-60: Wirkung der strombezogenen Maßnahmen im Sektor private Haushalte - MWMS

Maßnahme	Instrumententyp	Wirkungsbeginn	Effekt für Stromaufkommen (Zusätzlich zu MMS)				
			2015	2020	2025	2030	2035
			TWh				
Energieverbrauchs-kennzeichnungsverordnung (EnVKV)	R/I	Quantifiziert ab Revision 2015/2016	0,0	0,5	2,0	2,7	4,5
Ausschreibungsmodell (Anteil Strom private Haushalte)	F	Quantifiziert ab 2016	0,0	1,5	4,7	5,8	5,8
NTRI (Anteil Strom private Haushalte)	E/I/O	Quantifiziert ab 2016	0,0	1,1	2,6	3,9	6,5
Flankierende Instrumente	I/F	Laufende Umsetzungsmaßnahmen	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2
Summe aller Einzelmaßnahmen			0	3,2	9,5	12,6	17,0

Quelle: Schätzung Fraunhofer ISI

3.1.6 Industrie

3.1.6.1 Methodik

Für die Erstellung von Szenarien zur Entwicklung von THG-Emissionen und Energiebedarf in den Sektoren Industrie, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) sowie Haushaltsgeräte wird das Energienachfragemodell FORECAST eingesetzt.

Methodisch basiert das Modell FORECAST auf einem technologiespezifischen Bottom-up-Ansatz, welcher erlaubt, die zukünftige Entwicklung von Energieverbrauch und THG-Emissionen an die technologische Entwicklung in den Sektoren zu knüpfen. Dieser Ansatz ermöglicht zum einen technologische Trends und ihre Auswirkungen auf die Dynamik des Energieverbrauchs zu berücksichtigen. Zum anderen erlaubt er Rückschlüsse auf die Realitätsnähe der Energieszenarien, indem jedem Szenario eine spezifische technologische Entwicklung zugrunde liegt.

Das Modell FORECAST ist entsprechend der Energiebilanzen auf der Ebene der Endenergie in die Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Übrige (Primärsektor, Transport und Rest) aufgeteilt. Wenngleich die generelle Methodik der Modellierung in den jeweiligen Sektormodulen vergleichbar ist (bottom-up, Simulation, keine übergeordnete Optimierung), so unterscheidet sich der Aufbau der Sektormodule teils deutlich, abhängig von Datenverfügbarkeit und technologischer Struktur. Die einzelnen Module berücksichtigen somit die strukturellen Charakteristika der Sektoren.

Die Struktur der Sektormodule basiert für alle Sektoren auf einem vergleichbaren Vorgehen, welches in zwei generelle Schritte unterteilt werden kann.

1. Zunächst werden für jedes Szenario die wesentlichen Bestimmungsfaktoren (Aktivitätsgrößen bzw. „Treiber“) bestimmt, deren Entwicklung eine möglichst direkte Korrelation mit dem Energieverbrauch aufweist (Anzahl Haushalte, industrielle Produktion, Anzahl Beschäftigte). Prognosen dieser Aktivitätsgrößen ermöglichen eine Projektion des Energieverbrauchs, die zunächst technologischen Wandel zu gesteigerter Energieeffizienz unberücksichtigt lässt (Frozen-Efficiency).
2. In einem zweiten Schritt wird die Entwicklung der Technologiestruktur modelliert, welche sich auf die Energieintensität auswirkt. Jedes der drei Modelle berücksichtigt die Charakteristika von Technologiestruktur und Energieverbrauch des jeweiligen Sektors. Während für die Haushalte der Bestand an Geräten über Verschiebungen zwischen den Effizienzklassen explizit modelliert wird, wird der technische Wandel in der Industrie über die Diffusion von neuen und effizienteren Techniken oder Verfahren modelliert. Die Diffusionsgeschwindigkeit hängt direkt mit der Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zusammen. Um jedoch auch die Tatsache zu berücksichtigen, dass selbst wirtschaftliche Maßnahmen mit sehr kurzer Amortisationszeit aufgrund verschiedenster Hemmnisse nur langsam Verbreitung finden, wird das Kriterium für die Wirtschaftlichkeit deutlich ambitionierter als für andere Investitionen angenommen.
3. Die Wirkung von politischen Maßnahmen kann entsprechend über eine vergleichende Analyse alternativer Modellläufe berechnet werden, in denen ausgewählte Parameter, wie z.B. die Energiepreise oder Technologiekosten entsprechend der Maßnahmen variiert werden.

Die wichtigsten Eingangsdaten (Aktivitätsgrößen, ökonomische Rahmendaten sowie Technologiedaten) je Modul sind in Tabelle 3-61 dargestellt.

Tabelle 3-61: Eingangsparmeter der Sektormodule des Modells FORECAST

Eingangsparmeter	FORECAST-Industry <i>(Industrie)</i>	FORECAST-Tertiary <i>(Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD))</i>	FORECAST-Residential <i>(Haushalte)</i>
Aktivitätsgrößen	- Tonnenproduktion - Wertschöpfung	- Fläche je Beschäftigtem - Anzahl Beschäftigte	- Anzahl der Haushalte - Gebäudelfläche
Preise	- Energieträgerpreise (Industrie) - EUA Preise	- Energieträgerpreise (Gewerbe)	- Energieträgerpreise (Haushalte)
Energiebilanzen und Emissionsfaktoren	- AGEB Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger	- AGEB Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger	- AGEB Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger
Technologiedaten	Prozesse: - Spez. Energieverbrauch Einsparoptionen: - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion	Energiedienstleistungen: - Technologietreiber - Installierte Leistung - Jährliche Volllaststunden Einsparoptionen: - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion	Geräte (je Effizienzklasse) - Marktanteil - Spez. Energieverbrauch - Lebensdauer - Standby Leistung - Standby Dauer Gebäude - Dämmniveau - Nutzungsgrad Heizsystem - Marktanteile Wärme- und Beleuchtungstechn.

Quelle: Fraunhofer ISI

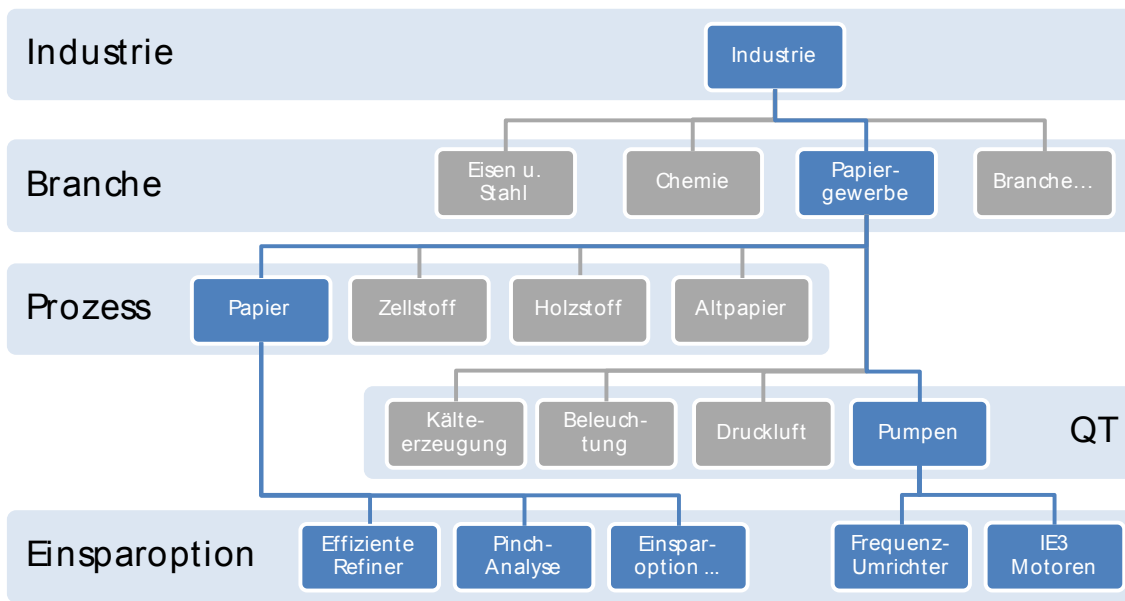
Im Folgenden wird das Sektormodul FORECAST-Industry beschrieben, während das Modul FORECAST-Tertiary in Abschnitt 3.1.7.1 und FORECAST-Residential in Abschnitt 3.1.5.1 beschrieben ist.

FORECAST-Industry

Das Modul FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen auf einzelne Wirtschaftszweige bzw. Branchen. Den Branchen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Letztere ist in den meisten Fällen die Produktion in Tonnen. Die Definition eines Prozesses ist dabei generell sehr offen gehalten. Er kann eine gesamte Kette an Verarbeitungsschritten bis zu Herstellung des fertigen Produkts enthalten, er kann auf der anderen Seite aber auch einen einzelnen Verarbeitungsschritt darstellen, der besonders energieintensiv ist. Die Abgrenzung richtet sich hier je nach Prozess nach der Datenverfügbarkeit und der Energieintensität. Auf der untersten Ebene sind den einzelnen Prozessen schließlich Einsparoptionen zugeordnet. Einsparoptionen enthalten Daten zum Einsparpotenzial, zur möglichen Diffusion im Anlagenbestand und zu den Kosten sowie der Lebensdauer. Durch die Diffusion tragen die Einsparoptionen dazu bei, dass sich der spezifische Energiebedarf des Prozesses reduziert und dadurch auch der Energiebedarf des Sektors, dem der Prozess zugeordnet ist, bzw. der Industrie als Ganzes. Einsparpotenziale ergeben sich somit auf Ebene der einzelnen Einsparoptionen, als auch höher aggregiert auf Ebene der Prozesse und Branchen, indem alternative Szenarien bezüglich der Diffusion der Einsparoptionen verglichen werden.

Neben den Prozessen sind jeder Branche auch Querschnittstechnologien zugeordnet. Diese werden in ähnlicher Form branchenübergreifend eingesetzt und erlauben so eine relativ breite Abbildung der Technologiestruktur auch in Bereichen mit sehr heterogenen Produktionsprozessen und einer hohen Vielzahl an Produkten.

Abbildung 3-13: Schematische Darstellung der Modellhierarchie am Beispiel des Papiergewerbes



Quelle: Eigene Darstellung

Die Branchenstruktur des Industriemodells (Tabelle 3-62) orientiert sich an der Einteilung der Energiebilanzen. Nach Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2003) umfasst sie die beiden Sektoren „Verarbeitendes Gewerbe“ (WZ 2003 Nr. „C“) und Teile des Sektors „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ (WZ 2003 „B“), die nicht der Energiegewinnung dienen.

Tabelle 3-62: Branchenstruktur von FORECAST-Industry (angelehnt an AGEb)

Wirtschaftsbereiche Industrie	WZ 2008
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	8
Ernährung und Tabak	10, 11, 12
Papiergewerbe	17
Grundstoffchemie	20.1
Sonstige chemische Industrie	20 und 21 ohne 20.1
Gummi- u. Kunststoffwaren	22
Glas u. Keramik	23.1, 23.2, 23.31, 23.4
Verarbeitung v. Steine u. Erden	23 ohne 23.1, 23.2, 23.31 und 23.4
Metallerzeugung	24.1
NE-Metalle, -gießereien	24.4 und 24.5
Metallbearbeitung	24.2, 24.3 und 25
Maschinenbau	28 ohne 28.23
Fahrzeugbau	29, 30
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe	übrige Nummern außer 5.1, 5.2, 6, 9, 19.1 und 19.2

Quelle: Fraunhofer ISI

Für die Wirtschaftszweige Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau, Maschinenbau, Metallverarbeitung, Fahrzeugbau und das sonstige Verarbeitende Gewerbe wird keine Tonnenproduktion berücksichtigt, da die Struktur dieser Sektoren mit einer Vielzahl verschiedener Produkte sehr heterogen ist. Somit basieren die Projektionen in diesen Sektoren ausschließlich auf den Prognosen für die Entwicklung der Wertschöpfung.

Auf Ebene der Prozesse wird über die Tonnenproduktion je Prozess und dessen spezifischen Energieverbrauch der absolute Energiebedarf je Prozess berechnet. Die Tonnenproduktion ist direkter an den Energieverbrauch gekoppelt als die Wertschöpfung, da z. B. eine Erhöhung der Wertschöpfung nicht zwangsläufig eine für den Energieverbrauch relevante Produktionssteigerung widerspiegeln muss. Im Gegensatz zur Wertschöpfung ist die physische Produktion direkt mit dem Energieverbrauch gekoppelt. Im Modul FORECAST-Industry werden ca. 70 der energieintensivsten Produkte bzw. Prozesse separat anhand ihrer Tonnenproduktion abgebildet (siehe Tabelle 2-16). Diese energieintensiven Produkte machen mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs der Industrie aus. Der verbleibende Energieverbrauch je Branche, der auf eine sehr viel größere Anzahl von Prozessen und Anlagen zurückzuführen ist, wird anhand der Wertschöpfung fortgeschrieben. Branchen, in denen aufgrund der sehr heterogenen Struktur keine einzelnen Prozesse berücksichtigt werden, werden ausschließlich anhand der Wertschöpfung und der Verbreitung von Querschnittstechnologien modelliert.

Bezüglich der Technologiestruktur können prozessspezifische Technologien und Querschnittstechnologien unterschieden werden. Prozessspezifische Technologien können einzelnen Prozessen des Industriesektors eindeutig zugewiesen werden – als Beispiel kann der Hochofenprozess bei der Stahlherstellung genannt werden. Querschnittstechnologien finden in sämtlichen Branchen und verschiedenen Prozessen Anwendung: Elektromotoren werden zum Beispiel sowohl in der Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung eingesetzt.

Querschnittstechnologien sind unterteilt in Anwendungen, die Strom verbrauchen und solche, die Wärme bereitstellen:

- Stromseitig: Vorwiegend Elektromotoren und Arbeitsmaschinen wie Kompressor, Ventilator oder Pumpe samt der dazugehörigen Systeme zur Bereitstellung von mechanischer Energie oder Kälte. Weiterhin Beleuchtungsanlagen.
- Wärmeseitig: Industrielle Verbrennungsanlagen im Temperaturbereich unterhalb 500 °C (Heizkessel, industrielle Dampferzeuger). Anlagen im höheren Temperaturbereich sind häufig sehr prozessspezifisch und werden somit in den einzelnen Prozessen berücksichtigt. Weiterhin in diesem Modul berücksichtigt ist der Raumwärmebedarf und die Möglichkeit Abwärme in Niedertemperaturprozessen einzusetzen.

Jedem Prozess als auch jeder Querschnittstechnologie sind Einsparoptionen zugeordnet, z.B. in Form neuer Technologien oder organisatorischer Maßnahmen. Einsparoptionen sind die folgenden Charakteristika hinterlegt:

- Einsparpotenzial Strom
- Einsparpotenzial Brennstoffe
- Verbreitung Basisjahr
- Diffusionspfad „Wirtschaftliche Diffusion“
- Diffusionspfad „Technische Diffusion“
- Einmalige Differenzkosten der Investition
- Laufende Differenzkosten der Investition
- Lebensdauer

Einsparoptionen reduzieren den spezifischen Strom- oder Brennstoffbedarf einzelner Prozesse, indem sie durch den Anlagenbestand diffundieren. Die Diffusionsgeschwindigkeit bestimmt also die Effizienzverbesserung des zugeordneten Prozesses und damit die Entwicklung des absoluten Energieverbrauchs. Das Modell unterschei-

det vier Definitionen von „Diffusionsgeschwindigkeiten“, die in Einsparpotenziale übertragbar sind. Die Annahmen zu den einzelnen Einspartechnologien sind u.a. in Fleiter et al. (2013) zusammengefasst.

3.1.6.2 Annahmen und Parameter MMS

Im Folgenden werden die für die Bewertung der einzelnen Maßnahmen zentralen Annahmen beschrieben.

EU-Emissionshandelssystem

Für die Quantifizierung der Wirkungen des EU-Emissionshandels stellen die Zertifikatspreise eine wichtige Annahme dar (2020: 10 Euro/t CO₂, 2030: 35 Euro/t CO₂). Die Preise verbessern im Modell die Wirtschaftlichkeit von energieeffizienten Technologien und CO₂-armen Energieträgern. Entsprechend gewinnen diese höhere Marktanteile und verbreiten sich schneller im Anlagenbestand.

Das Modell FORECAST-Industry ermöglicht aufgrund der prozessspezifischen Struktur die Berücksichtigung der Preise der Emissionszertifikate nur für Prozesse, die tatsächlich dem Emissionshandel unterworfen sind (siehe Tabelle 3-63). Eine Schwierigkeit bei der Modellierung ist dennoch die Abgrenzung der Unternehmen, die am Emissionshandel teilnehmen. Die energieintensiven Prozesse wurden entsprechend Tabelle 3-63 dem Emissionshandel zugeordnet, wobei zwischen der Handelsperiode von 2008 bis 2012 und dem Zeitraum nach 2012 unterschieden wird. Ausnahmeregeln wie z. B. der Ausschluss von Papier- und Kartonfabriken mit einer jährlichen Kapazität unter 7.300 Tonnen Papier können nicht berücksichtigt werden. Diese kleinen Anlagen fallen aufgrund des niedrigen Beitrags zu den gesamten THG-Emissionen der Branche allerdings kaum ins Gewicht.

Tabelle 3-63: Zuordnung der energieintensiven Industrieprozesse und -produkte zum Emissionshandel

Prozess	2008-2012	post 2012
Roheisen und Stahl		
Direkte Reduktion	Ja	Ja
Elektrostahl - EAF	Ja	Ja
Oxygenstahl - Hochofen	Ja	Ja
Schmelzreduktion	Ja	Ja
Walzstahl	Nein	Ja
Zementklinker und Kalk		
Gips	Ja	Ja
Kalkbrennen	Ja	Ja
Klinker Brennen (halbtrocken)	Ja	Ja
Klinker Brennen (trocken)	Ja	Ja
Ziegel	Ja	Ja
Nichteisenmetalle		
Aluminium Gießereien	Nein	Ja
Aluminium Walzen	Nein	Ja
Aluminium primär	Nein	Ja
Aluminium sekundär	Nein	Ja
Aluminium Strangpressen	Nein	Ja
Kupfer primär	Nein	Ja

Prozess	2008-2012	post 2012
Kupfer sekundär	Nein	Ja
Kupferbearbeitung	Nein	Ja
Primärzink	Nein	Ja
Sekundärzink	Nein	Ja
Keramische Erzeugnisse durch Brennen		
Feuerfestkeramik	Ja	Ja
Fliesen, Platten, Andere	Ja	Ja
Haushaltswaren	Ja	Ja
Sanitärkeramik	Ja	Ja
Technische Keramik	Ja	Ja
Glas einschließlich Glasfasern		
Behälterglas	Ja	Ja
Flachglas	Ja	Ja
Glasfasern	Ja	Ja
Übriges Glas	Ja	Ja
Zellstoff, Papier und Pappe		
Altpapierstoff	Ja	Ja
Holzstoff - Verfahren	Ja	Ja
Papier	Ja	Ja
Zellstoff - Verfahren	Ja	Ja
Chemische Produkte		
Adipinsäure	Nein	Ja
Ammoniak	Nein	Ja
Ethylen	Ja	Ja
Industrieruß	Ja	Ja
Methanol	Nein	Ja
Polycarbonat	Nein	Ja
Polyethylen	Nein	Ja
Polypropylen	Nein	Ja
Salpetersäure	Nein	Ja
Soda	Nein	Ja
Andere		
Zucker	Ja	Ja

Quelle: Fraunhofer ISI

Während einige industrielle Prozesse explizit dem Emissionshandel unterworfen sind, sind andere Anlagen nur über die Gruppe der „Verbrennungsanlagen“ berücksichtigt. Diese umfasst sämtliche Anlagen mit einer Feue-

rungswärmeleistung von mindestens 20 MW, unabhängig von der sektoralen Zugehörigkeit. Entsprechend wird im Modell FORECAST bei der industriellen Dampferzeugung der Emissionshandel nur für Anlagen größer 20 MW berücksichtigt.

Der Einfluss des CO₂-Zertifikatepreises auf die Investitionsentscheidung der Unternehmen folgt somit der Modelllogik, welche sich entsprechend des Simulationsansatzes an realen Unternehmen orientiert. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass bisher keine belastbaren empirischen Studien zur Wirkung des Emissionshandels verfügbar sind, die für die Kalibrierung des Modells genutzt werden könnten.

Mögliche Rückwirkungen des Zertifikatspreises auf Produktionsmengen, erhöhte Strompreise sowie dynamische Innovationseffekte werden in der Modellierung nicht berücksichtigt. Die ausgewiesene Wirkung basiert alleine auf dem Einfluss des CO₂-Zertifikatepreises auf die Investitionsentscheidung der Unternehmen.

Ökologische Steuerreform

Die Modellierung der im Rahmen der ökologischen Steuerreform eingeführten Strom- und erhöhten Energiebesteuerung erfolgt über eine Anpassung der im Modell hinterlegten Energiepreise. Dieser Ansatz ähnelt der oben beschriebenen Modellierung des Emissionshandels.

Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass für bestimmte Industriezweige und Unternehmen im Rahmen der ökologischen Steuerreform Steuerbegünstigungen vorgesehen wurden bzw. diese einen ermäßigten Steuersatz bezahlen. Im Mittel des produzierenden Gewerbes wird mit folgenden Steuersätzen gerechnet (Quelle: Eurostat):

- Strom: 0,98 Euro/MWh
- Leichtes Heizöl: 0,46 Euro/MWh
- Erdgas: 0,31 Euro/MWh
- Schweres Heizöl: 0,17 Euro/MWh

Es wird weiterhin angenommen, dass diese mittleren Steuersätze bis zum Jahr 2035 konstant bleiben.

Neben den im Folgenden beschriebenen Vergünstigungen durch den so genannten Spitzenausgleich und die allgemeine Vergünstigung der Stromsteuer, sind die in Tabelle 3-64 aufgeführten Prozesse direkt von der Energie- und Stromsteuer ausgenommen.

Die in Tabelle 3-67 und Tabelle 3-68 aufgeführte Wirkung enthält nicht die Effekte durch den so genannten Spitzenausgleich, welche wie im Folgenden beschrieben, separat quantifiziert werden.

Tabelle 3-64: Von der Strom- bzw. Energiesteuer entlastete Produktionsprozesse

Prozess	Stromsteuer	Energiesteuer
Thermische Abfall- oder Abluftbehandlung		x
Elektrolyse	x	
Herstellung von:		
Glas und Glaswaren	x	x
Keramischen Erzeugnissen	x	x
Keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten	x	x
Ziegeln und	x	x
Sonstiger Baukeramik	x	x
Zement	x	x
Kalk	x	x

Prozess	Stromsteuer	Energiesteuer
Gebranntem Gips	x	x
Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips	x	x
Keramisch gebundenen Schleifkörpern	x	x
Mineralischen Isoliermaterialien	x	x
Asphalt	x	x
Waren aus Graphit oder anderen Kohlenstoffen	x	x
Erzeugnissen aus Porenbetonzeugnissen	x	x
Mineralischen Düngemitteln	x	x
Prozesse der Vorgenannten Erzeugnisse und Vorprodukte		
Trocknen	x	x
Brennen	x	x
Schmelzen	x	x
Erwärmen	x	x
Warmhalten	x	x
Entspannen	x	x
Tempern oder	x	x
Sintern	x	x
Metallerzeugung und -bearbeitung	x	x
Im Rahmen der Herstellung von Metallerzeugnissen für die:		
Herstellung von Schmiede-Press-Zieh- und Stanzteilen	x	x
Gewalzten Ringen und	x	x
Pulvermetallurgischen Erzeugnissen	x	x
Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung	x	x
chemische Reduktionsverfahren	x	x

Quelle: Fraunhofer ISI

Spitzenausgleich im Rahmen des EnergieStG und des StromStG

Zur Quantifizierung der Einsparungen durch die verpflichtende Einführung von Energieeffizienzsystemen im Rahmen der Energie- und Stromsteuergesetze werden zwei methodische Ansätze verfolgt. Zum einen wird die Wirkung anhand des geforderten Effizienzziels für das produzierende Gewerbe berechnet und zum anderen anhand der Wirkung der eingeführten Energieeffizienzsysteme.

Für die Berechnung anhand des verbindlichen Effizienzziels wird zunächst angenommen, dass es eingehalten wird. Das Endenergie-Effizienzziel von 1,3-1,35%/a wurde auf Strom (1%) und Brennstoffe (2%) aufgeteilt. Es wird davon ausgegangen, dass die Maßnahme in ähnlicher Ausgestaltung über den gesamten Modellierungszeitraum verlängert wird. Die Einsparungen werden gegenüber einer Referenzentwicklung gerechnet, welche die jährliche Effizienzsteigerung zwischen 1992 und 2008 von 1,2% zugrunde legt (Öko-Institut et al. 2011). D.h. Einsparungen ergeben sich aus der Differenz zwischen der Referenzentwicklung und den anvisierten jährlichen 1,35%. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass unsicher ist, ob das Effizienzziel tatsächlich erreicht wird.

Dies ist jedoch langfristig im Mittel nicht unrealistisch, da der Gesetzgeber bereits Evaluationen der Zielerreichung vorgesehen hat, die ein evtl. nötiges Gegensteuern erlauben würden.

In einem alternativen Ansatz wurde die Wirkung über die eingeführten Energieeffizienzsysteme hochgerechnet. Diese ist relativ losgelöst von oben erwähntem Effizienzziel, da es keinen Mechanismus gibt, der die Einsparungen in den einzelnen Unternehmen an das Effizienzziel knüpft. Da bisher kaum empirische Informationen zur Wirkung von Energieeffizienzsystemen vorliegen wurden für die Berechnung ähnliche Kennwerte, wie sie für die Energieeffizienznetzwerken bekannt sind, hinterlegt. Eine große Unsicherheit in der Berechnung stellt die Referenz, d.h. der Fall ohne Energieeffizienzsysteme dar, da derzeit nicht bekannt ist, wie viele Unternehmen des produzierenden Gewerbes bereits ohne diese Anreize ein Energieeffizienzsystem betreiben. Für die Hochrechnung wurde von 40% ausgegangen. Relativ gut schätzen lässt sich der Anteil des produzierenden Gewerbes, der vom Spitzenausgleich profitiert. Laut Subventionsbericht (BMF 2013) der Bundesregierung sind für das Jahr 2013 2 Mrd. Euro Steuermindereinnahmen aufgrund des Spitzenausgleichs zu verzeichnen (§ 10 StromStG). Diese erhalten im Mittel eine Vergünstigung von 18,45 Euro je MWh. Entsprechend ergibt sich ein „betroffener“ Stromverbrauch von 108 TWh im Jahr 2013, was etwa 43% des gesamten Stromverbrauchs des produzierenden Gewerbes ausmacht. Der begünstigte Brennstoffbedarf liegt bei etwa 30 PJ.

Im Ergebnis zeigt Ansatz II eine um den Faktor 2 höhere Einsparwirkung, die allerdings aufgrund der mangelnden empirischen Informationen auch einer erheblichen Unsicherheit unterworfen ist.

Die in Tabelle 3-67 und Tabelle 3-68 aufgeführte Wirkung ergibt sich als Mittelwert aus den Ergebnissen von Ansatz I und Ansatz II.

Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG)

Die Hochrechnung der Wirkung der BesAR erfolgt ähnlich wie die oben beschriebene Berechnung des Spitzenausgleichs (Ansatz II) über die Wirkung der eingeführten Energieeffizienzsysteme. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es zwischen Spitzenausgleich und BesAR Überschneidungen gibt. Wenn Unternehmen bereits für die Vergünstigungen im Rahmen des Spitzenausgleichs ein Energieeffizienzsystem eingeführt haben, so kann dieses auch für die Vergünstigungen der BesAR angerechnet werden. In diesem Fall wird die Wirkung nur bei Maßnahme „Spitzenausgleich“ bilanziert.

Tabelle 3-65 zeigt eine Übersicht der Voraussetzungen für Vergünstigungen nach BesAR und Spitzenausgleich. Wenngleich diese Tabelle viele Details nicht enthalten kann, so genügt sie um die oben erwähnte Überschneidung zu illustrieren: viele der stromintensiven Unternehmen erhalten sowohl den Spitzenausgleich als auch die Vergünstigungen der EEG-Umlage, wenn sie ein Energieeffizienzsystem einführen. Alleine bei den von der Energie- und Stromsteuer ausgenommenen Prozessen (§9a StromStG) kann man sicher gehen, dass sich die Instrumente nicht überschneiden. In Summe entsprachen die Prozesse etwa 30 TWh in 2013, während sich die von der BesAR betroffene Strommenge im produzierenden Gewerbe im gleichen Jahr auf 88,5 TWh belief (Prognos 2014). Folglich sind 34% hiervon überschneidungsfrei. Allerdings ist hier unklar, wie viele der Unternehmen auch ohne BesAR bereits ein Energieeffizienzsystem eingeführt hatten.

Für die überschneidenden etwa 66 TWh wird davon ausgegangen, dass die Hälfte der Unternehmen bereits aufgrund des Spitzenausgleichs ein Energieeffizienzsystem eingeführt hat, was eher niedrig erscheint, da sich beide Instrumente an die gleiche Zielgruppe, stromintensive Unternehmen, richten. Weiterhin wird angenommen, dass 40% der Unternehmen bereits ohne entsprechende Instrumente ein Energieeffizienzsystem eingeführt hatten.

Tabelle 3-65: Überschneidungen bei der Wirkung der BesAr sowie des Spitzenausgleichs im produzierenden Gewerbe (grün: Entlastung gekoppelt an EMS; blau: Entlastung ohne Anforderung; orange: keine Entlastung; grau: keine Belastung); Mengenangaben für 2013

Segment ^[1]		Besondere Ausgleichsregelung der EEG-Umlage (BesAr)	Spitzenausgleich im EnergieStG und StromStG ^[4]
Strom >5 GWh/a	Prozesse ^[2]	Entlastung wenn EMS und SKI > 14/16/20% ^[3]	Ausgenommen (~30 TWh)
	Keine Prozesse		
Strom 1-5 GWh/a		Entlastung wenn AS und SKI > 14/16/20% ^[3]	Entlastung bis 90% wenn min 1000 Euro/a Stromkosten und Netto-RV-Einsparung negativ sowie EMS eingeführt
Strom < 1 GWh/a		Keine Entlastung	
Brennstoffe	Keine Prozesse	-	(~ 108 TWh / 43% Strom, ~15 TWh / 3% Brennstoffe)
	Prozesse ^[2]	-	
			Ausgenommen (~50 TWh)

EMS: Energiemanagementsystem oder EMAS; AS: Alternative Systeme; RV: Rentenversicherung; SKI: Stromkostenintensität

[1] Neben dem Produzierenden Gewerbe betreffen das EnergieStG und das **StromStG auch die Land- und Forstwirtschaft und die BesAr auch den Stromverbrauch für Fahrtstrom von Schienenbahnen. Beides ist hier nicht berücksichtigt.**

[2] Es ist theoretisch auch möglich, dass die Ausnahmen auf Basis einzelner Prozesse in Unternehmen mit weniger als 5 GWh jährlichem Stromverbrauch gewährt werden. Jedoch ist dieser Anteil vermutlich gering.

[3] Bei der Stromkostenintensität gelten nach EEG 2014 unterschiedliche von 14%, 16% und 20% (siehe BAFA 2014)

[4] Betroffener Energieverbrauch berechnet über Steuermindereinnahmen laut Subventionsbericht (BMF 2013); Der Stromverbrauch, welcher nach § 9 Abs. 3 StromStG eine allgemeine Vergünstigung bekommt liegt bei etwa 195 TWh und ist in der Tabelle nicht aufgeführt.

[5] Quelle: Prognos (2014a)

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage fördert nicht nur den Ausbau der Erneuerbaren Energien, sondern erhöht bei den betroffenen Unternehmen auch die Anreize in energieeffiziente Technologien zu investieren. Die reguläre EEG-Umlage lag im Jahr 2013 bei 5,3 Eurocent/kWh und im Jahr 2014 bei 6,2 Eurocent/kWh. Wie oben beschrieben erhalten viele Unternehmen des produzierenden Gewerbes eine Vergünstigung dieses Regelsatzes. Diese Unternehmen machen knapp die Hälfte des Stromverbrauchs des produzierenden Gewerbes aus. Für die Modellierung wird entsprechend im Mittel von einer um 50% reduzierten EEG-Umlage ausgegangen. Dieser Modellierungsansatz lässt die vorhandene Heterogenität der Unternehmen außer Acht. Da die Ergebnisse über eine Preissensitivität berechnet und in aggregierter Form ausgegeben werden, ist diese Vereinfachung vertretbar.

Die zukünftige Entwicklung der EEG-Umlage orientiert sich an der Entwicklung der Stromerzeugung im MMS.

Die Berechnung der Wirkung erfolgt analog zur Berechnung der Energie- und Stromsteuer sowie des Emissionshandels über die Preissensitivität des Modells. Hierbei wird ein Modelllauf mit den Endverbraucherstrompreisen inklusive EEG-Umlage mit einem Lauf abzüglich der EEG-Umlage verglichen. Die Differenz wird entsprechend als Einsparwirkung der EEG-Umlage ausgewiesen.

Hierbei ist zu beachten, dass dieser Ansatz von einem statischen Strompreis ausgeht. In der Realität ist von einer dynamischen Anpassung auszugehen, indem sich ohne die EEG-Umlage (und entsprechend mit einem höheren Anteil konventioneller Stromerzeugung) ein höherer Börsenstrompreis eingestellt hätte und damit die Differenz der Endverbraucherstrompreise der verglichenen Varianten geringer ausfallen würde. Streng genommen entspricht die berechnete Wirkung der EEG-Umlage somit einem Vergleich von realer Entwicklung mit

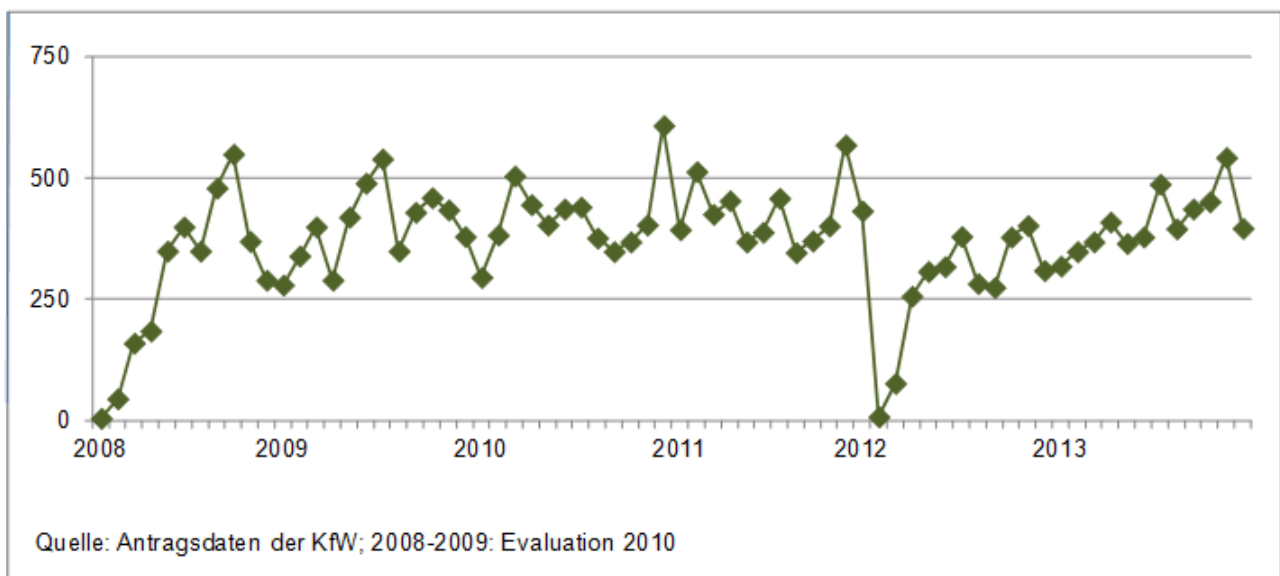
einer Alternative in der nur die Finanzierung des Stroms aus Erneuerbaren Energien ber einen anderen Mechanismus stattgefunden htte, sich aber die Zusammensetzung der Stromerzeugung nicht verndert htte.

Energieberatungen Mittelstand

Die Modellierung des Instruments baut auf den beiden verffentlichten Evaluationen des Programms auf (IREES und Fraunhofer ISI 2010, IREES und Fraunhofer ISI 2014). Diese bieten eine umfassende empirische Grundlage fr die Berechnung der Programmwirkung.

Die Anzahl der Fdrerantrge bewegte sich in der Programmlaufzeit seit 2009 meistens um das Mittel von monatlich etwa 400 Antrgen (siehe Abbildung 3-14). Fr die Projektion wird dieser Trend fortgeschrieben und mit jhrlich 4.700 durchgefhrten Beratungen gerechnet.

Abbildung 3-14: Anzahl der monatlichen Fdrerantrge im Programm Energieberatung Mittelstand



Quelle: IREES und Fraunhofer ISI 2014

Auch bei der Einsparwirkung der Beratung werden die Mittelwerte der letzten Jahre fortgeschrieben. Die Stromeinsparung je Beratung beluft sich demnach auf etwa 50 MWh/a und die Brennstoffeinsparung auf etwa 160 MWh/a. Es wird von einer mittleren Lebensdauer der umgesetzten MaBnahmen von 12 Jahren ausgegangen. Die Wirkung entfallt zu 85% auf die Industrie und zu 15% auf den Sektor GHD. Im Gegensatz zum Projektionsbericht 2013 werden nun auch gebäudebezogene MaBnahmen in der Wirkung bercksichtigt, die auch nach der neuesten Programmevaluation (IREES und Fraunhofer ISI 2014) noch eine hohe Bedeutung haben.

Ein weiteres Kriterium, das langfristig die Wirkung des Beratungsprogramms eingrenzt, ist die Beschrnkung auf kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Laut einer aktuellen Auswertung des Statistischen Bundesamtes (Kless, Veldues 2008) machen KMU zwar ca. 97% der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes aus. Sie stellen jedoch nur 45% der Beschftigten und erwirtschaften lediglich 23% des Umsatzes. Betrachtet man die Anzahl der Beschftigten bzw. den Umsatz als groben Indikator fr den Anteil der KMU am industriellen Energieverbrauch, so knnen mit der Energieberatung Mittelstand maximal 23-45% des gesamten Einsparpotenzials im Verarbeitenden Gewerbe erschlossen werden.

Die zweite Sule des Programms, die bereitgestellten Darlehen fr die Umsetzung von EffizienzmaBnahmen wird nicht bercksichtigt, da hierzu kaum empirische Erkenntnisse vorhanden sind. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Wirkung von Investitionshilfen zum GroBteil bereits in den oben genannten Einsparungen enthalten ist.

EU-Ökodesign-Richtlinie

Für die Quantifizierung der Wirkung werden die folgenden Annahmen getroffen. Die EU-Ökodesign-Richtlinie fördert vorwiegend produktbezogene Effizienzverbesserungen und lässt Verbesserungen des Gesamtsystems außer Acht. So gibt ein Mindeststandard zum Wirkungsgrad von Pumpen keine Anreize zu Verbesserungen des Gesamtsystems, in das die Pumpe eingebunden ist. Die Wirkung von Mindeststandards lässt sich mit relativ hoher Belastbarkeit modellieren, da kaum Annahmen zum Verhalten der Akteure getroffen werden müssen. Es wird für die Berechnung davon ausgegangen, dass die Standards befolgt werden. Die Standards werden auf Ebene der einzelnen Produktgruppen modelliert.

Die Modellierung im MMS richtet sich nach den umgesetzten Durchführungsmaßnahmen der Lose (bzw. den Verordnungen). Es werden demnach nur Lose modelliert, für die zum Stichtag 31. August 2014 bereits Verordnungen in Kraft getreten sind. Für die Industrie sind die folgenden Lose betroffen:

- Los 1: Boiler und Kombiboiler (Verordnung VO 813/2013)
- Los 8: Bürobeleuchtung (Verordnung VO 245/2009, Änderung 347/2010)
- Los 9: Straßenbeleuchtung (Verordnung VO 245/2009, Änderung 347/2010)
- Los 11: Elektromotoren (Verordnung VO 640/2009, Änderung 4/2014)
- Los 11: Umwälzpumpen (Verordnung VO 641/2009, Änderung 622/2012)
- Los 11: Ventilatoren (Verordnung VO 327/2011)
- Los 11: Wasserpumpen (Verordnung VO 547/2012)

Von diesen Losen ist zu erwarten, dass sie deutliche Auswirkungen auf den industriellen Energieverbrauch haben werden. Darüber hinaus sind weitere Verordnungen in Kraft getreten, die zwar den Industriesektor nicht explizit ausschließen, jedoch in ihrer Wirkung vorwiegend auf den GHD-Sektor oder die Haushalte abzielen und in der Industrie vermutlich nur eine marginale Wirkung haben werden. Diese Lose werden nicht berücksichtigt.

Förderprogramm "Investitionszuschüsse zum Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien im Mittelstand"

Für die Berechnung der Programmwirkung wird hier beispielhaft angenommen, dass das Programm auf dem aktuellen Niveau weiterlaufen wird. Für die Modellierung wurde von einer jährlichen Fördersumme in Höhe von etwa 100 Millionen Euro auszugehen. Die Zuschüsse machen im Mittel 27% des gesamten Investitionsvolumens aus, entsprechend wurde von einer Investitionssumme in der Größenordnung von 370 Mio. Euro/a ausgegangen. Die angestoßenen Investitionen haben eine mittlere Amortisationszeit von 4 Jahren.

Das Programm wurde zum 31.12.2015 beendet. Gegenwärtig wird eine Novellierung vorbereitet, mit dem Ziel das Programm bis 2020 weiterzuführen. Mögliche geförderte Querschnittstechniken werden in einer geförderten Energieberatung oder über ein Energiemanagementsystem identifiziert. Die geförderten Querschnittstechniken sollen vorwiegend den Stromverbrauch der Unternehmen vermindern. Diese werden ergänzt durch Maßnahmen im Bereich der Wärmerückgewinnung, die den Bedarf anderer Brennstoffe vermindern. Es wird angenommen, dass sich 90% der geförderten Investitionen auf den Stromverbrauch beziehen.

Förderprogramm zu energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen

Das Programm ist im Jahr 2014 gestartet und derzeit noch befristet bis Ende 2016. Da es sich noch um ein sehr junges Programm handelt sind bisher kaum empirische Informationen über die Programmwirkung verfügbar. Entsprechend wird die Wirkung in Anlehnung an ähnliche Programme mit folgenden Annahmen berechnet.

Für die Berechnung der Programmauswirkungen wird hier beispielhaft angenommen, dass das Programm mit einer jährlichen Fördersumme von 20 Mio. Euro auch über das Jahr 2016 hinaus fortgeführt wird. Im Vergleich zum Förderprogramm Querschnittstechniken ist von etwas längeren mittleren Amortisationszeiten der Maß-

nahmen auszugehen. Für die Berechnung werden 6 Jahre (ohne Förderung) unterstellt. Das Programm richtet sich an Betriebe des produzierenden Gewerbes.

Energieeffizienznetzwerke (im Rahmen der NKI)

Für die Berechnungen wurde angenommen, dass bis 2020 ca. 100 Effizienznetzwerke eingerichtet werden. Ausgehend vom aktuellen Niveau entspricht dies einem Zuwachs von 40 Netzwerken, wie in der Nationalen Klimainitiative (NKI) vorgesehen (BMUB, NKI 2014).

Aus bisherigen Erfahrungen geht hervor, dass die vorgeschlagen und durchgeführten Effizienzmaßnahmen vorwiegend im Bereich der Querschnittstechniken angesiedelt sind (Jochem et al. 2010). Basierend auf aktuellen Evaluationsergebnissen (Jochem und Idrissova 2014) wird für die Wirkungsabschätzung davon ausgegangen, dass jedes Netzwerk im Jahr etwa 6,5 GWh Endenergieeinsparungen zusätzlich initiiert. Dabei wird angenommen, dass die mittlere Lebensdauer der umgesetzten Einsparmaßnahmen 10 Jahre beträgt – allerdings sind bei diesem relativ neuen Instrument noch keine Langzeitbeobachtungen verfügbar.

3.1.6.3 Annahmen und Parameter MWMS

Reform des EU-Emissionshandelssystems

Die Modellierung des Emissionshandels erfolgt entsprechend dem MMS, es wird lediglich ein anderer Preispfad angenommen. Dieser weist ab 2025 aufgrund einer Reform des Emissionshandels höhere EUA-Preise auf. Induziert durch den neuen Preispfad ändert sich die Energieträgerwahl im Modell.

Da sich die Preisannahmen im MMS aus heutiger Sicht als zu hoch herausgestellt haben, ist ein direkter Vergleich der auf den Emissionshandel zurückzuführenden Emissionsminderungen mit dem MWMS nicht möglich. Dies fällt insbesondere für das Jahr 2020 auf. Hier gehen MMS und MWMS von einem einheitlichen EUA-Preis aus, obwohl dieser durch die signifikante Angebotsverknappung im MWMS höher ausfallen müsste, als im MMS. Gleichzeitig sind die Unsicherheiten in der Modellierung sehr hoch, da die Reaktion der Unternehmen in der Realität nicht nur von den aktuellen Preisen abhängen, sondern in hohem Maße auch von den erwarteten zukünftigen Preisen. Hier könnte die Wirkung einer Reform des Emissionshandels deutlich höher sein, da sie die Glaubwürdigkeit des Systems verbessert. Dieser Effekt wird jedoch nicht modelliert.

Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme

Es werden energieeffizienter Produktionsanlagen/-prozesse inkl. Querschnittstechnologien in Unternehmen gefördert - unabhängig von Unternehmensgröße oder Tätigkeitsbereich. Die Wirkung ergibt sich vorwiegend durch die Erhöhung der Fördervolumina um etwa 70% auf 2 Mrd. Euro/a.

Für die Quantifizierung wird eine Evaluation des Förderjahrgangs 2012 (Prognos 2014) als Grundlage zur Bestimmung von notwendigen Kennwerten, wie z.B. den spezifischen Einsparungen je Euro Förderung genutzt. Bei Ausschluss der Gebäudeneubauten ergibt sich eine Endenergieeinsparung von 0,58 kWh je Euro Darlehen als gewichteter Mittelwert. 22% der Einsparungen entfallen auf den Energieträger Strom und 78% auf restliche Brennstoffe. Die mittlere Lebensdauer der Maßnahmen wird mit 13 Jahren angesetzt.

Unsicherheiten bei der Berechnung liegen besonders bei den Überschneidungen mit anderen Programmen (z.B. Energieaudits oder Energiemanagement, bei denen entsprechende Effizienzmaßnahmen identifiziert wurden) sowie der Frage, welche der geförderten Maßnahmen auch ohne den KfW-Kredit umgesetzt worden wären. Besonders zu diesem Punkt sind keine empirischen Informationen verfügbar, auch in aktuellen Programmevaluationen (z.B. Prognos 2014). Es wird angenommen, dass 30% der Maßnahmen auch ohne die KfW-Kredite umgesetzt worden wären. Wenngleich für diese Annahme keine empirischen Informationen verfügbar sind, so ist davon auszugehen, dass ein Teil der geförderten Maßnahmen auch ohne Kreditprogramm umgesetzt worden wäre. Empirische Studien hierzu würden eine deutlich belastbarere Abschätzung der Maßnahmenwirkung ermöglichen.

Darüber hinaus wird die Wirkung um weitere 30% reduziert, um Doppelzählungen mit anderen Instrumenten zu vermeiden. Diese treten vorwiegend mit Energieaudit und Energiemanagementprogrammen auf, in denen Maßnahmen identifiziert werden, deren Investition über das KfW Programm finanziert wird.

Wettbewerbliches Ausschreibungsmodell für Energieeffizienz

Die Berechnung der wettbewerblichen Ausschreibung für den Bereich der Stromeinsparungen basiert auf einem Berechnungsmodell, welches unter anderem für den NAPE genutzt wurde (Fraunhofer ISI et al. 2014; Fraunhofer ISI 2014a). Dadurch kann sichergestellt werden, dass Annahmen und Berechnungsroutinen kompatibel sind. Das Modell wird mit technischen Einsparoptionen der Sektoren Industrie, GHD und Haushalte gespeist. Weiterhin sind Informationen zu den spezifischen Investitionen und Transaktionskosten enthalten. Im Modell werden abhängig vom Fördervolumen die technischen Optionen ausgewählt, wobei die mit der höchsten Fördereffizienz zuerst gewählt werden. Aus der endogenen Wahl von Einsparmaßnahmen ergibt sich entsprechend der Fördereffizienz der einzelnen Maßnahmen eine Verteilung des Gesamtbudgets auf die drei Sektoren. Entsprechend ergibt sich ein Anteil des Fördervolumens von 36% für den Sektor Haushalte, 41% GHD und 23% für die Industrie.

Die berechnete Wirkung (resultierend aus der Fördereffizienz) ist als eher ambitioniert einzuschätzen, wie ein Vergleich mit dem Schweizer Modell gezeigt hat, bei dem die Fördereffizienz nur etwa halb so hoch lag (Bühlmann 2014).

Unsicherheiten in der Berechnung liegen vor allem in den Annahmen zu den benötigten spezifischen Investitionen, aber auch in der Wahl der einzelnen Optionen.

Ausweitung EU-Ökodesign- und Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinien

Es wird eine Ausweitung der EU-Ökodesign-Richtlinie auf zusätzliche Lose modelliert, für die noch keine Verordnung (oder andere Durchführungsmaßnahme) in Kraft getreten ist, die jedoch aufgrund des Standes der Vorstudie eine erste Schätzung zur Wirkung zulassen. Hierbei wird entsprechend Festlegungen der Ökodesign-Richtlinie anhand der Least-Lifecycle-Cost vorgegangen.

Zusätzlich zum MMS werden die folgenden Lose aufgenommen:

- Los 21: Zentralheizungsprodukte
- Los 1 (ENTR): Kühl- und Gefriergeräte
- Los 4 (ENTR): Feuerungsanlagen und Öfen
- Los 5 (ENTR): Werkzeugmaschinen
- Los 6 (ENTR): Klima- und Lüftungsanlagen > 12 KW

Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Umsetzung Art. 8 EED)

Die Berechnung der Wirkung einer Energieauditpflicht für Nicht-KMU setzt zunächst voraus, dass die unter diese Regelung fallenden Unternehmen identifiziert werden können und ihr Energieverbrauch geschätzt werden kann. Dies stellt eine große Herausforderung dar, da die Energiebilanz zum einen keinerlei Informationen zu den Größenklassen der Unternehmen aufweist und zum anderen vielfältige Überschneidungen mit anderen Programmen berücksichtigt werden müssen. So sind Unternehmen, welche bereits ein Energiemanagementsystem umgesetzt haben von dieser Regelung ausgenommen (dies kann im Rahmen des Spitzenausgleichs oder der Besonderen Ausgleichsregelung geschehen sein).

Die folgende Bewertung beruht auf den in Fraunhofer ISI et al. (2014) zur Ausarbeitung des NAPE getroffenen Annahmen. Demnach sind in Deutschland etwa 50.000 Unternehmen betroffen, was bei einem Vierjahreszyklus für die Audits bedeutet, dass jedes Jahr 12.500 Audits durchgeführt werden müssen. In Fraunhofer ISI et al. (2014) wird davon ausgegangen, dass ein Audit etwa 5% des Energieverbrauchs eines Unternehmens einspart, wenn alle Maßnahmen umgesetzt würden. Bei einer Umsetzungsrate von 30% wurde entsprechend eine reali-

sierte Einsparung von 1,5 % angenommen. Dieser Wert ist als durchaus realistisch einzuschätzen. Zum Vergleich, für die Energieberatung Mittelstand wurde (Fleiter et al. 2012) zwar eine Einsparung von 5% berechnet, diese allerdings für KMU und bei Berücksichtigung von Maßnahmen, die für die spätere Umsetzung zurückgestellt wurden. Ohne diese Maßnahmen läge die Einsparung bei lediglich 3%. Geht man davon aus, dass einzelne Audits in Großunternehmen typischerweise nur einen Teil des Energieverbrauchs adressieren, sind die angenommenen 1,5% durchaus realistisch.

Laut Fraunhofer ISI et al. (2014) entfallen etwa 1500 PJ Endenergieverbrauch auf Unternehmen, welche verpflichtet sind einen regelmäßigen Audit durchzuführen. Hiervon entfallen 30% auf den Sektor GHD und 70% auf die Industrie.

500 Energieeffizienznetzwerke

Die Berechnung erfolgt analog zur vergleichbaren Maßnahme im MMS, lediglich die Anzahl der Netzwerke wird kontinuierlich auf bis zu 500 Netzwerke im Jahr 2020 erhöht und ein Sättigungsfaktor aufgenommen, der berücksichtigt, dass mit steigender Zahl Netzwerke auch Unternehmen beitreten, die eher geringe Einsparpotenziale aufweisen. Generell basiert die Berechnung dennoch auf den vorhandenen empirischen Erkenntnissen der ersten Netzwerke und es wird davon ausgegangen, dass zukünftig aufgebaute Netzwerke ähnlich strukturiert sind. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass etwa 20% der Einsparungen durch zukünftige Netzwerke Überschneidungen mit anderen Programmen darstellen, wie z.B. der Auditpflicht für Nicht-KMU.

Weiterentwicklung der Energieberatung Mittelstand

Die Wirkung ergibt sich vorwiegend aus der Förderung von Abwärmenutzungskonzepten sowie der Förderung einer Umsetzungsbegleitung von identifizierten Effizienzmaßnahmen. Die Wirkung der verstärkten Förderung von Abwärmenutzung wurde bereits in den begleitenden Arbeiten zum NAPE berechnet und mit etwa 0,1 PJ zusätzlichen jährlichen Einsparungen angegeben (Fraunhofer ISI et al. 2014). Entsprechend fließt sie in die Berechnungen ein. Bei der Umsetzungsbegleitung wird erwartet, dass diese in einer höheren Umsetzungsrate resultiert, d.h. mehr der vorgeschlagenen Maßnahmen umgesetzt werden. Aktuell beträgt diese 42-72 %, mit bzw. ohne Maßnahmen, die für eine spätere Umsetzung vorgesehen sind (IREES; Fraunhofer ISI 2014, Fleiter et al. 2012). Für die Berechnung wird davon ausgegangen, dass die Umsetzungsrate um 10 % erhöht werden kann.

3.1.6.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Die im Sektor Industrie und GHD quantifizierten Maßnahmen sind in Tabelle 3-66 aufgelistet und beschrieben. Bis auf die Maßnahme „Förderung von Kälte- und Klimaanlage im Gewerbe“ adressieren alle Maßnahmen (u.a.) den Sektor Industrie.

Tabelle 3-66: Übersicht der Maßnahmen in den Sektoren Industrie und GHD

Maßnahme	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Wirkungsbeginn
Emissionshandel	E	Handel mit Emissionszertifikaten (Cap and trade). Betrifft vorwiegend energieintensive Industrie.	Wirkung berechnet ab 2010
Ökologische Steuerreform	E	Steuer auf Strom und weitere Energieträger (viele Industrieprozesse sind ausgenommen bzw. erhalten Vergünstigungen)	Wirkung berechnet ab 2010
Spitzenausgleich	V	Vergünstigungen von der Strom- und der Energiesteuer sind geknüpft an Energieeffizienzsyste-me und Selbstverpflichtung der Industrie zum Effizienzfortschritt	Wirkung berechnet ab 2010

Maßnahme	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Wirkungsbeginn
EEG-Umlage	E	Finanzierung der Erneuerbaren Energien über eine Umlage auf den Strompreis (viele Industrieunternehmen erhalten Vergünstigungen)	Wirkung berechnet ab 2010
Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)	F	Vergünstigungen bei der EEG-Umlage durch die Einführung von Energiemanagementsystemen	In Kraft seit 2008
Energieberatung Mittelstand	F	Koppelung von bezuschusster Energieberatung mit zinsgünstigen Investitionskrediten für Maßnahmenumsetzung. Zielgruppe: KMU	In Kraft seit 2008
Mindeststandards I	R	Mindeststandards für energieverbrauchende Produkte auf Basis der Durchführungsmaßnahme bzw. niedrigste Lebenszykluskosten	Umsetzung schrittweise 2010-2014
Förderung Querschnittstechniken	F	Finanzielle Förderung von Investitionen in energieeffiziente Querschnittstechniken (Pumpen, Motoren, Abwärme, etc.)	In Kraft seit 2014
Förderung Produktionsprozesse	F	Finanzielle Förderung von Investitionen in energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse	In Kraft seit 2014
Förderung von Kälte und Klimaanlageanlagen im Gewerbe	F	Förderprogramm zur Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen und Beratung im Bereich gewerbliche Kälte	Wirkung berechnet ab 2014
100 Effizienznetzwerke	F	Förderung und Aufbau von 40 weiteren Effizienznetzwerken, zusätzlich zu den 60 bestehenden	Wirkung berechnet ab 2012

Quelle: Fraunhofer ISI
 Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Im Folgenden ist zunächst die Stromeinsparwirkung der einzelnen Maßnahmen dargestellt (siehe Tabelle 3-67). Es zeigt sich, dass die Wirkung sich relativ gleichmäßig auf fast alle Maßnahmen verteilt. Alleine der Emissionshandel weist nur marginale Stromeinsparungen auf, da der CO₂-Zertifikatepreis nur die direkten CO₂-Emissionen verteuert und ein möglicher Effekt über Strompreissteigerungen nicht quantifiziert wurde. Dieser Umstand ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen. Besonders hohe Einsparungen verzeichnen die Einführung von Energieeffizienzsystemen im Rahmen des „Spitzenausgleichs“ und der BesAr des EEG. Hierbei ist zu beachten, dass zwischen beiden Instrumenten Überschneidungen bestehen und diese Schnittmenge dem Spitzenausgleich zugerechnet wurde.

Bei Spitzenausgleich wie auch BesAr wurde für die Berechnung davon ausgegangen, dass die eingeführten Energiemanagementsysteme konsequent umgesetzt werden und eine ähnliche Wirkung wie die Energieeffizienznetzwerke entfalten. Empirische Hinweise für diese Annahme gibt es derzeit noch nicht, daher sind die entsprechenden Ergebnisse mit einer hohen Unsicherheit verbunden. Die Höhe der Wirkung deutet dennoch auf ein großes Potenzial hin, welches die Instrumente bei konsequenter Umsetzung entfalten können.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Einsparungen durch den Spitzenausgleich nur möglich sind, da vorher Energiesteuern eingeführt wurden.

Die Wirkung der Mindeststandards im Rahmen der EU-Ökodesign-Richtlinie ist deutlich geringer als in den Sektoren Haushalte oder GHD, was darauf zurückzuführen ist, dass bisher nur wenige Verordnungen für den Industriesektor in Kraft getreten sind und der Geräte-/Komponentenaustausch im Industriesektor eher geringe Einsparpotenziale aufweist. Eine stärkere Ausschöpfung der Einsparpotenziale in der Industrie könnte vor allem durch eine Systemoptimierung erreicht werden, die mit der Ökodesign-Richtlinie nicht adressiert wird.

Insgesamt zeigt sich bei vielen Instrumenten, dass die Einsparwirkung bis zum Jahr 2025 zügig ansteigt und danach relativ schnell abflacht. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass für die modellierten Maßnahmen im MMS angenommen wurde, dass diese auf dem Niveau von 2014 verbleiben (z.B. bezüglich der jährlich durchgeführten Energieberatungen oder der ausbezahlten Fördersumme). Gleichzeitig haben die umgesetzten technischen Maßnahmen (vorwiegend im Bereich Querschnittstechniken) eine vergleichsweise kurze Lebensdauer von rund 10 Jahren (verglichen mit industriellen Anlagen und Prozesstechniken). Da für die Quantifizierung angenommen wurde, dass die Einsparwirkung nur über die Lebensdauer der technischen Maßnahme erhalten bleibt, ergibt sich das beschriebene Abflachen nach 2025.

Tabelle 3-67: Wirkung der Maßnahmen im Sektor Industrie im MMS - Stromeinsparungen

Maßnahme	Strom-Einsparungen				
	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh/a				
Emissionshandel	n.m.	n.m.	n.m.	n.m.	n.m.*
Ökologische Steuerreform	0,1	0,4	0,4	0,5	0,5
Spitzenausgleich	1,3	2,6	3,5	4,2	4,9
EEG-Umlage	0,6	1,8	1,9	1,4	0,9
Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)	1,0	1,9	2,5	2,9	3,4
Energieberatung Mittelstand	1,0	1,8	1,9	1,9	1,9
Mindeststandards I	0,7	1,8	2,4	2,4	2,3
Förderung Querschnittstechniken	0,3	1,0	1,4	1,4	1,4
Förderung Produktionsprozesse	0,1	0,2	0,4	0,4	0,4
Förderung von Kälte- und Klimaanlageanlagen im Gewerbe	-	-	-	-	-
100 Effizienznetzwerke	0,5	1,2	1,6	1,6	1,6
Summe	5,6	12,7	16,1	16,8	17,4

*: n.m.: nicht modelliert

Quelle: Modellrechnung Fraunhofer ISI

Bei den Brennstoffeinsparungen zeigt sich ein weniger ausgeglichenes Bild (siehe Tabelle 3-68). Hier entfällt ein Großteil der Wirkung auf die Maßnahmen Emissionshandel, Energieberatung Mittelstand und 100 Effizienznetzwerke. Bei den anderen Maßnahmen (außer der Förderung Prozesstechniken) steht der Strombedarf eindeutig im Mittelpunkt. So betrifft z.B. die Einführung von Mindeststandards der EU-Ökodesign-Richtlinie hier einzig Los 1 „Boiler und Kombiboiler“.

Tabelle 3-68: Wirkung der Maßnahmen im Sektor Industrie im MMS – Einsparungen von Brennstoffen und CO₂-Emissionen

Maßnahme	Brennstoff-Einsparungen					Vermeidung von CO ₂ -Emissionen				
	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ/a					Mt CO ₂ /a				
Emissionshandel	0,1	0,8	3,0	5,9	10,6	0,5	1,0	1,5	1,9	2,3
Ökologische Steuerreform	0,3	0,8	1,2	1,5	1,7	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Spitzenausgleich	0,6	1,2	1,5	1,8	2,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
EEG-Umlage	0,1	0,4	0,5	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energieberatung Mittelstand	11,3	20,3	21,7	21,7	21,7	0,6	1,1	1,2	1,1	1,1
Mindeststandards I	0,1	0,8	1,1	1,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Förderung Querschnittstechniken	0,5	1,6	2,2	2,2	2,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Förderung Produktionsprozesse	0,7	2,4	4,0	4,0	4,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2
Förderung von Kälte- und Klimaanlageanlagen im Gewerbe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100 Effizienznetzwerke	5,9	13,3	17,7	17,7	17,7	0,3	0,7	1,0	0,9	0,9
Summe	19,6	41,5	53,0	56,4	60,9	1,6	3,2	4,2	4,6	4,9

Quelle: Modellrechnung Fraunhofer ISI

Emissionsentwicklung

Wie in Tabelle 3-69 zu sehen, gehen die energiebedingten Emissionen im Sektor Industrie¹⁰⁷ zwischen 1990 und 2035 insgesamt um über 45% zurück, im Vergleich zu 2005 ist dies jedoch nur ein Rückgang um ca. 8%. Nachdem die Emissionen zwischen 2005 und 2012 auf über 70 Mt CO₂-Äquivalent angestiegen sind, steigen sie zunächst bis 2015 weiter an. Danach sinken sie auf 59 Mt CO₂-Äqu. in 2035. Prozentual sinken die N₂O-Emissionen am stärksten mit 62% zwischen 1990 und 2035, CH₄- und CO₂-Emissionen sinken in diesem Zeitraum um 45-47%.

Bereits seit 2005 ist Erdgas vor Steinkohle der Brennstoff im Industriesektor, auf welchen die meisten Emissionen zurückgeführt werden können. Die Bedeutung von Erdgas steigt im betrachteten Zeitraum kontinuierlich an: von 28% der Gesamtemissionen in 1990 auf 66% der Gesamtemissionen in 2035. Ab 2020, wenn Erdgas für mehr als 50% der Emissionen verantwortlich ist, beträgt der Anteil von Steinkohle daran bereits unter 30%. 2035 macht Steinkohle nur noch 22% der Gesamtemissionen aus. Im Vergleich zu 1990 geht auch die Bedeutung von Öl stark zurück, bis 2035 um insgesamt -80%.

¹⁰⁷ Die Emissionen aus Industrieprozessen wurden eigenständig ermittelt und sind in den Kapiteln 3.1.9 und 3.1.10 aufgeführt.

Tabelle 3-69: Emissionsentwicklungen für die Industriewärmeerzeuger und Prozessfeuerungen im MMS nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	107.367	63.597	69.343	70.187	73.565	69.727	65.899	61.726	58.633
CH ₄ -Emissionen	154	95	99	102	122	111	99	90	82
N ₂ O-Emissionen	786	359	396	389	443	410	370	327	297
Summe CO₂+CH₄+N₂O	108.307	64.051	69.838	70.678	74.130	70.248	66.367	62.143	59.012
Veränderung ab 1990 in %		-40,9	-35,5	-34,7	-31,6	-35,1	-38,7	-42,6	-45,5
Veränderung ab 2005 in %			9,0	10,3	15,7	9,7	3,6	-3,0	-7,9

Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, ohne Brennstoffeinsatz in den Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-70: Emissionsentwicklungen für die Industriewärmeerzeuger und Prozessfeuerungen im MMS nach Brennstoffen, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	26,0	4,9	4,8	5,3	5,5	5,2	4,2	3,2	1,9
Steinkohlen	34,5	20,2	21,4	20,7	22,0	19,3	16,6	14,4	12,9
Mineralöl	17,2	5,7	6,3	5,2	6,2	5,2	4,3	3,6	3,4
Fossile Gase	30,2	31,6	34,9	37,0	35,9	36,4	37,8	38,5	38,8
Müll	0,5	1,6	2,3	2,4	4,6	4,1	3,5	2,4	2,0
Summe	108,3	64,1	69,8	70,7	74,1	70,2	66,4	62,1	59,0

Anmerkung: Nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, ohne Brennstoffeinsatz in den Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

3.1.6.5 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Tabelle 3-71 zeigt die im MWMS zusätzlich zum MMS berücksichtigten Maßnahmen für die Sektoren GHD und Industrie. Sämtliche Maßnahmen beginnen in der Umsetzung im Jahr 2015 und orientieren sich in der Ausgestaltung am NAPE.

Tabelle 3-71: Übersicht der Maßnahmen in den Sektoren Industrie und GHD im MWMS

Maßnahme	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzung (angenommener Wirkungsbeginn)
Emissionshandel Reform	E	Handel mit Emissionszertifikaten. Reform erhöht EUA-Preis	ab 2015
KfW Effizienzprogramm Weiterentwicklung	F	Zinsgünstige Darlehen zur Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen: Erhöhung der Fördervolumina	ab 2015
Wettbewerbliche Ausschreibung	E	Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen durch offene und geschlossene Ausschreibungen	ab 2015
Mindeststandards: Neue Lose	R	Mindeststandards für energieverbrauchende Produkte: Ausweitung auf weitere Produktgruppen	ab 2015
Energieaudit Nicht-KMU	R	Verpflichtende Energieaudits für Nicht-KMU (Umsetzung Artikel 8 Energieeffizienzrichtlinie)	ab 2015
500 Effizienznetzwerke	F	Förderung und Aufbau von 400 weiteren Effizienznetzwerken, zusätzlich zu den 100 im MMS geplanten	Umsetzung 2015-2020
Energieberatung Mittelstand Weiterentwicklung	F	Energieberatung in KMU: Zusätzliche Förderung von Maßnahmenumsetzung und Abwärmekonzepten	ab 2015

Quelle: Fraunhofer ISI
 Erklärung der Instrumententypen: Tabelle A-4-1 im Anhang, Seite 304

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Die Wirkung der Maßnahmen ist für den Sektor Industrie in den folgenden Tabellen zusammengefasst. Beim Stromverbrauch wird insgesamt durch alle berücksichtigten Maßnahmen eine Reduktion um gut 13 TWh/a für das Jahr 2035 erreicht. Diese wird vorwiegend durch die wettbewerbliche Ausschreibung (vorwiegend Maßnahmen im Bereich der Querschnittstechniken) sowie die 500 Energieeffizienznetzwerke gespeist. Die verbleibenden Maßnahmen haben ihren Schwerpunkt nicht beim Stromverbrauch oder stellen eher geringfügige Verbesserungen bestehender Programme dar (Energieberatung Mittelstand). Auffallend niedrig ist die Wirkung der Mindeststandards (EU-Ökodesign-Richtlinie). Diese lässt sich jedoch erklären durch die im Vergleich zum MMS geringe Anzahl Lose mit Relevanz für den Stromverbrauch (Werkzeugmaschinen, Kühl- und Gefriergeräte sowie Kühl- und Gefriergeräte).

Bei den Brennstoffeinsparungen werden bis 2035 insgesamt gut 80 PJ erreicht, die etwa 4 Mt CO₂-Äquivalenten entsprechen. Auch hier geht ein Großteil der Einsparungen auf die 500 Energieeffizienznetzwerke zurück. Hier ist allerdings wie beschrieben zu erwähnen, dass die Berechnung auf den (wenigen verfügbaren) Informationen bestehender Netzwerke beruht. Diese können deutlich höhere Potenziale aufweisen als verbleibende Unternehmen und in ihrer Umsetzung ambitionierter sein. Daher hängt hier in besonderem Maße die Einsparung von der Art der Umsetzung ab. Die Reform des Emissionshandels fällt durch eine vermeintlich niedrige Wirkung auf, die sich allerdings durch die auch nur relativ niedrige Erhöhung der EUA-Preise gegenüber dem MMS erklären lässt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass sich die Preisannahmen im MMS aus heutiger Sicht als zu optimistisch herausgestellt haben. Folglich würde die zusätzliche Wirkung im MWMS gegenüber einem ak-

tualisierten MMS höher ausfallen. Die Preis führen im Modell nicht zu einer überproportionalen Einsparwirkung. Wie schon im MMS beruht die Wirkung vorwiegend auf Brennstoffwechsel (besonders weg von Braunkohle) in den energieintensiven Industriezweigen (Zement, Eisen- und Stahl).

Tabelle 3-72: Wirkung der Maßnahmen im Sektor Industrie im MWMS – Stromeinsparungen gegenüber dem MMS

Maßnahme	Strom-Einsparungen				
	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh				
Emissionshandel Reform	n.m.	n.m.	n.m.	n.m.	n.m.*
KfW Effizienzprogramm Weiterentwicklung	-	0.2	0.4	0.6	0.6
Wettbewerbliche Ausschreibung für Energieeffizienz	0.0	1.5	3.7	5.3	5.3
Mindeststandards: Neue Lose	0.2	0.5	0.7	0.7	0.8
Energieaudit Nicht-KMU	0.1	0.6	1.2	1.3	1.3
500 Effizienznetzwerke	0.2	1.7	3.8	5.2	5.2
Energieberatung Mittelstand Weiterentwicklung	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
Summe	0.7	4.7	9.9	13.3	13.4

*: n.m.: nicht modelliert

Quelle: Modellrechnung Fraunhofer ISI

Tabelle 3-73: Wirkung der Maßnahmen im Sektor Industrie im MWMS – Einsparungen von Brennstoffen und CO₂-Emissionen gegenüber dem MMS

Maßnahme	Brennstoff-Einsparungen					Vermeidung von CO ₂ -Emissionen				
	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ/a					Mt CO₂/a				
Emissionshandel Reform	-	-	0,6	0,3	-	-	-	0,3	0,1	-
KfW Effizienzprogramm Weiterentwicklung	-	2,7	5,4	7,0	7,0	-	0,1	0,3	0,4	0,4
Wettbewerbliche Ausschreibung für Energieeffizienz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mindeststandards: Neue Lose	1,6	3,8	4,8	5,1	5,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
Energieaudit Nicht-KMU	0,8	4,6	8,5	9,3	9,3	0,0	0,3	0,5	0,5	0,5

Maßnahme	Brennstoff-Einsparungen					Vermeidung von CO ₂ -Emissionen				
	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ/a					Mt CO ₂ /a				
500 Effizienznetzwerke ¹⁰⁸	2,3	17,9	40,7	55,8	56,6	0,1	1,0	2,2	2,9	2,9
Energieberatung Mittelstand Weiterentwicklung	1,2	2,6	3,3	3,4	3,4	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Summe	5,9	31,7	63,2	80,9	81,3	0,3	1,8	3,7	4,3	4,1

Quelle: Modellrechnung Fraunhofer ISI

Emissionsentwicklung

Wie in Tabelle 3-74 zu sehen, gehen die energiebedingten Emissionen im Sektor Industrie¹⁰⁹ zwischen 1990 und 2035 insgesamt um über 49% zurück, im Vergleich zu 2005 ist dies jedoch nur ein Rückgang um ca. 14%. Nachdem die Emissionen zwischen 2005 und 2012 auf über 70 Mt CO₂-Äquivalent angestiegen sind, steigen sie zunächst bis 2015 weiter an. Danach sinken sie auf 55 Mt CO₂-Äqu. in 2035. Prozentual sinken die N₂O-Emissionen am stärksten mit 66% zwischen 1990 und 2035, CH₄- und CO₂-Emissionen sinken in diesem Zeitraum um 47% bzw. 49%.

¹⁰⁸ Die in dieser Tabelle für die Maßnahme „500 Energieeffizienznetzwerke“ aufgeführten durch eingesparte Brennstoffe vermiedenen CO₂-Emissionen stellt nur ein Teil der kompletten Maßnahmenwirkung dar: Zum einen wirkt die Maßnahme auch im GHD-Sektor (siehe Tabelle 3-81), zum anderen gibt es über die Brennstoffeinsparungen hinaus auch Stromeinsparungen (siehe Tabelle 3-72 und Tabelle 3-80), deren CO₂-Einsparung eine Teilmenge der in Tabelle 3-27 aufgeführten CO₂-Minderungswirkungen ist.

¹⁰⁹ Die Emissionen aus Industrieprozessen wurden eigenständig ermittelt und sind in den Kapiteln 3.1.9 und 3.1.10 aufgeführt.

Tabelle 3-74: Emissionsentwicklungen für die Industriewärmeerzeuger und Prozessfeuerungen im MWMS nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	107.367	63.597	69.343	70.187	73.268	68.137	62.532	57.623	54.511
CH ₄ -Emissionen	154	95	99	102	121	106	91	79	72
N ₂ O-Emissionen	786	359	396	389	441	398	343	299	269
Summe CO₂+CH₄+N₂O	108.307	64.051	69.838	70.678	73.829	68.641	62.966	58.001	54.853
Veränderung ab 1990 in %		-40,9	-35,5	-34,7	-31,8	-36,6	-41,9	-46,4	-49,4
Veränderung ab 2005 in %			9,0	10,3	15,3	7,2	-1,7	-9,4	-14,4

Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, ohne Brennstoffeinsatz in den Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Bereits seit 2005 ist Erdgas vor Steinkohle der Brennstoff im Industriesektor, auf welchen die meisten Emissionen zurückgeführt werden können. Die Bedeutung von Erdgas steigt im betrachteten Zeitraum kontinuierlich an: von 28% der Gesamtemissionen in 1990 auf 66% der Gesamtemissionen in 2035. Ab 2020, wenn Erdgas für mehr als 50% der Emissionen verantwortlich ist, beträgt der Anteil von Steinkohle daran bereits unter 30%. 2035 macht Steinkohle nur noch 21% der Gesamtemissionen aus. Im Vergleich zu 1990 geht auch die Bedeutung von Öl stark zurück, bis 2035 um insgesamt -83%.

Tabelle 3-75: Emissionsentwicklungen für die Industriewärmeerzeuger und Prozessfeuerungen im MWMS nach Brennstoffen, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	26,0	4,9	4,8	5,3	5,5	5,0	3,6	2,9	1,8
Steinkohlen	34,5	20,2	21,4	20,7	21,8	18,8	15,5	13,2	11,7
Mineralöl	17,2	5,7	6,3	5,2	6,2	5,1	4,2	3,3	3,0
Fossile Gase	30,2	31,6	34,9	37,0	35,7	35,7	36,3	36,3	36,5
Müll	0,5	1,6	2,3	2,4	4,6	4,1	3,3	2,3	1,9
Summe	108,3	64,1	69,8	70,7	74,1	73,8	68,6	63,0	58,0

Anmerkung: Nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, ohne Brennstoffeinsatz in den Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

3.1.7 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – Geräte und Prozesse

3.1.7.1 Methodik

Für die Modellierung der nicht-gebäudebezogenen Wärme- und Stromnachfrage wird das Modul FORECAST-Tertiary eingesetzt (siehe z.B. Fleiter et al. 2010). Das Modul ist vom Aufbau vergleichbar mit dem Industriemodul, allerdings an Datenverfügbarkeit und Technologiestruktur im Sektor GHD angepasst. D.h. im Modell wird über ein Mengengerüst der Energieverbrauch einzelner Branchen und Energiedienstleistungen in Abhängigkeit von Rahmenbedingungen (u.a. Wirtschaftsentwicklung, Effizienzpolitik, Energiepreise) berechnet.

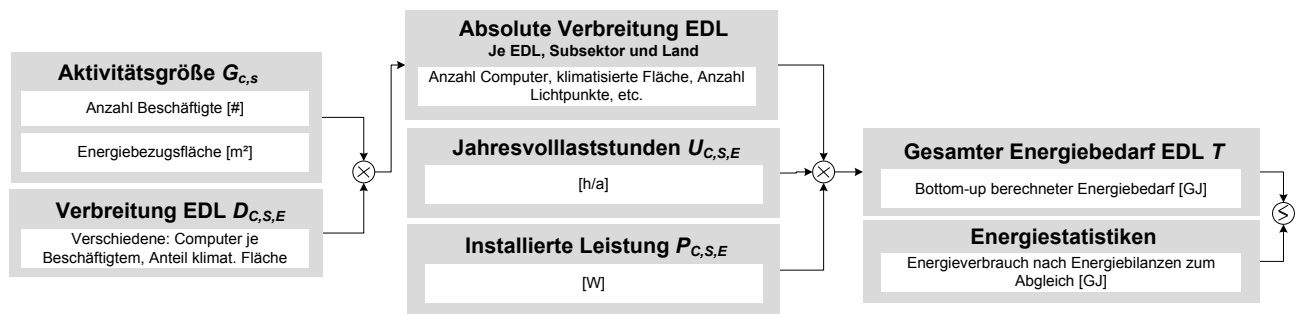
Zentrale Aktivitätsgrößen sind die Anzahl der Beschäftigten und die Nutzfläche je Branche des Sektors GHD. Der Energieverbrauch der einzelnen Branchen setzt sich wiederum als Summe einzelner Energiedienstleistungen zusammen. Die Verbreitung von Effizienzmaßnahmen senkt den spezifischen Energieverbrauch einzelner Energiedienstleistungen und spiegelt so eine unterschiedliche Überwindung von Hemmnissen durch politische Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz wider bzw. variierende Energiepreise. Modelliert wird die Diffusion von Effizienzmaßnahmen als eine Summe von Investitionsentscheidungen der Unternehmen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Ebenen Aktivitätsgrößen, Energiedienstleistungen und Technologiestruktur sowie die Modelllogik detaillierter eingegangen.

Die Aktivitätsgrößen Anzahl der Beschäftigten und Nutzfläche je Branche bilden die zentralen Größen im Mengengerüst für die Hochrechnung des Energieverbrauchs. Beide Größen sind direkter an den Energieverbrauch gekoppelt als die Wertschöpfung des Sektors. Dabei sind die Beschäftigten eher für Energiedienstleistungen wie EDV-Ausstattung relevant, während die Nutzfläche für die gebäudebezogenen Energiedienstleistungen die zentrale Größe ist. Die sektorale Einteilung der Aktivitätsgrößen orientiert sich dabei an der Klassifizierung der Wirtschaftszweige 2003 (WZ 2003) und unterscheidet acht Branchen. Entsprechend erlaubt sie über das hinterlegte Mengengerüst eine „Bottom-up“-Berechnung des Energieverbrauchs für jede der Branchen, was deutlich über die Detaillierung der Energiebilanzen nach AGEB hinausgeht, welche den Energieverbrauch nur für den Sektor GHD als Ganzes ausweisen.

Der Energiebedarf je Branche wird als Summe des Energiebedarfs von bis zu 13 einzelnen Energiedienstleistungen (EDL) berechnet, die zusammen für den Großteil des Stromverbrauchs im Sektor GHD verantwortlich sind. Beispiele für EDL sind Beleuchtung, Kühlung oder IKT-Anwendungen. Bei den meisten EDL ergibt sich die absolute Nachfrage aus der globalen Aktivitätsgröße (entweder Fläche oder Beschäftigte) und der EDL-bezogenen Aktivitätsgröße (z.B. Anteil beleuchtete Fläche). Einige EDL sind nicht an die globalen Aktivitätsgrößen geknüpft, wie z.B. die Straßenbeleuchtung. Der Energiebedarf je EDL ist – soweit möglich – mit verfügbaren Erhebungen (vor allem Schloman et al. 2014) und Statistiken (z.B. Anwendungsbilanz) abgeglichen.

Das Mengengerüst zur Berechnung von Stromverbrauch und Einsparpotenzialen der Energiedienstleistungen ist dabei wie in Abbildung 3-15 dargestellt aufgebaut. Ausgehend von den globalen Aktivitätsgrößen Beschäftigte oder Nutzfläche des Subsektors wird mit Hilfe einer weiteren, der EDL zugeordneten spezifischen Aktivitätsgröße (z.B. Lichtpunkte pro Fläche oder Computer je Beschäftigtem), das absolute Nachfrageniveau nach einer Energiedienstleistung berechnet. Multipliziert mit den jährlichen Volllaststunden und der mittleren installierten Leistung ergibt sich der absolute Energiebedarf der Energiedienstleistung. Die Wirkung von Effizienzmaßnahmen setzt bei der spezifischen installierten Leistung oder den jährlichen Volllaststunden an, die abhängig von der Diffusion der Effizienzmaßnahmen gesenkt werden.

Abbildung 3-15: Vereinfachte Darstellung des “Bottom-up“-Mengengersts fr den Sektor GHD im Modell FORECAST



Quelle: Eigene Darstellung

Formal ergibt sich fr die Bottom-up-Berechnung des Energiebedarfs im Basisjahr folgender Zusammenhang.

$$T_t = \sum_{S=1}^l \sum_{E=1}^k G_{S,t} \cdot D_{S,E,t} \cdot P_{S,E} \cdot U_{S,E} \cdot \prod_{SO=1}^x (1 - DR_{S,E,SO,t} \cdot \Delta_{S,E,SO})$$

mit

- T = Stromverbrauch GHD gesamt
 - G_S = globale Aktivittsgrsse
 - D_{S,E} = EDL-bezogene Aktivittsgrsse
 - U_{S,E} = Nutzungsdauer (jhrliche Vollaststunden) [h/a]
 - P_{S,E} = Installierte Leistung je “Einheit” EDL [W]
 - Δ_{S,E, SO} = Relatives Einsparpotenzial der EffizienzmaBnahme [%]
 - DR_{S,E,SO,t} = Diffusionsrate im Jahr t [Anteil der EDL]
- Indizes:
- S = Branche, l = 8
 - E = Energiedienstleistung, k = 13
 - SO = EffizienzmaBnahme, x=1 bis 5

Ffr die Diffusionsrate werden dabei im Modell exogen zunchst eine „technisch maximale“ Entwicklung und eine Art „autonome / business as usual“ Entwicklung hinterlegt. Diese stellen den Rahmen fr die tatschliche Entwicklung dar. Abhngig von den Energiepreisen ergibt sich eine Diffusionsgeschwindigkeit, welche zugrunde legt, dass wirtschaftliche Investitionen in EffizienzmaBnahmen durchgefwhrt werden. Entsprechend knnen mit einer hheren Wirtschaftlichkeitsanforderung Hemmnisse simuliert werden, z.B. ber eine Diskontierungsrate, die deutlich ber den typischen Anforderungen von Unternehmen liegt.

3.1.7.2 Annahmen und Parameter MMS

Ffr die meisten MaBnahmen, welche den Sektor GHD adressieren, sind die Annahmen der Quantifizierung im Abschnitt 3.1.6.2 dargestellt, da diese auch den Industriesektor betreffen. Alleine das Programm zur Ffrderung der Energieeffizienz in Klte- und Klimaanlage adressiert ausschlielich Unternehmen im GHD-Sektor und ist im Folgenden beschrieben.

EU Ökodesign Richtlinie

Für die Modellierung der EU-Ökodesign-Richtlinie werden im GHD-Sektor die folgenden Lose berücksichtigt:

- Los 3 PC (Desktops and Laptops) und Computermonitore
- Los 6 Standby und Schein-aus- (off-mode) Verluste
- Los 8 Bürobeleuchtung
- Los 9 Straßenbeleuchtung
- Los 11 Elektromotoren (0,75kW - 200kW)
- Los 11 Umwälzpumpen
- Los 19 Haushaltsbeleuchtung Teil I "nicht gerichtet"
- Los 19 Haushaltsbeleuchtung Teil II "Reflektorlampen"
- Restliche Lose vereinfacht

Förderung von Kälte- und Klimaanlage im Gewerbe im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative

Da für dieses Programm keine empirischen Daten zur Wirkung verfügbar sind, wird mit ähnlichen Kennwerten gerechnet, wie sie für die Energieberatung Mittelstand und das Förderprogramm Querschnittstechniken erhoben wurden. Entsprechend wird von einer mittleren Amortisationszeit der geförderten Maßnahmen von 6 Jahren ausgegangen. Es wird weiterhin angenommen, dass 30% der Maßnahmen auch ohne Förderung umgesetzt worden wären. Überschneidungen mit anderen Instrumenten sind sicherlich vorhanden. So können entsprechend geförderte Maßnahmen im Rahmen einer geförderten Energieberatung empfohlen sein. Laut Programmausgestaltung werden Investitionen mit 15-25% gefördert. Es wird hier von einer mittleren Förderquote von 20% ausgegangen. Für die Projektion wird ein jährliches Programmbudget von 10 Mio. Euro hinterlegt.

3.1.7.3 Annahmen und Parameter MWMS

Die meisten den Sektor GHD betreffenden Maßnahmen sind bereits im Kapitel zum Sektor Industrie beschrieben, da diese beide Sektoren adressieren.

Ausweitung EU-Ökodesign-Richtlinie

Für den Sektor GHD werden die Lose „Los 12 Gewerbliche Kühl- und Tiefkühlgeräte“, „Los 6 (ENTR) Klima- und Lüftungsanlagen > 12kW“ sowie ein Bündel an kleinen Losen zusätzlich zum MMS aufgenommen.

3.1.7.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Im Folgenden ist die berechnete Maßnahmenwirkung zunächst für Stromeinsparungen und darauf für Brennstoffe (und CO₂-Emissionen) dargestellt. Bei den Stromeinsparungen zeigen die Mindeststandards der EU-Ökodesign-Richtlinie mit 12 TWh bis 2035 die höchste Wirkung. Die Wirkung verteilt sich dabei relativ gleichmäßig auf die berücksichtigten Lose. Langfristig flacht der Anstieg dieser Maßnahme ab, da nicht mit einer Verschärfung der Standards gerechnet wurde und bei einer mittleren Lebensdauer der Geräte und Anlagen von etwa 10 Jahren im Jahr 2025 bereits der gesamte Bestand ausgetauscht wurde.

Weiterhin zeigt die Preissensitivität der EEG-Umlage eine relativ hohe Wirkung. Diese nimmt mit der Zeit ab, da auch die EEG-Umlage sinkt. Andere Maßnahmen bewirken eher geringe Einsparungen.

Tabelle 3-76: Wirkung der Maßnahmen im Sektor GHD im MMS - Stromeinsparungen

Maßnahme	Effekt für Stromaufkommen				
	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh				
Emissionshandel	-	-	-	-	-
Ökologische Steuerreform	-	-	-	-	-
Spitzenausgleich	-	-	-	-	-
EEG-Umlage	3,1	6,5	5,4	3,9	2,1
Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)	-	-	-	-	-
Energieberatung Mittelstand	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Mindeststandards I	7,7	10,6	12,1	12,2	12,3
Förderung Querschnittstechniken	0,1	0,4	0,6	0,6	0,6
Förderung Prozesstechniken	-	-	-	-	-
Förderung von Kälte- und Klimaanlageanlagen im Gewerbe	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
100 Effizienznetzwerke	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Summe	11,3	18,2	18,9	17,4	15,8

Quelle: Modellrechnung Fraunhofer ISI

Im Bereich der Brennstoffeinsparungen stechen die Energieberatung Mittelstand und die 100 Effizienznetzwerke als wirksamste Maßnahmen hervor. Es ist zu beachten, dass der in diesem Kapitel behandelte Brennstoffbedarf des Sektors GHD mit 137 PJ im Jahr 2010 vergleichsweise niedrig ist und sich dies auch in der entsprechend niedrigen Maßnahmenwirkung widerspiegelt.

Tabelle 3-77: Wirkung der Maßnahmen im Sektor GHD im MMS – Einsparungen von Brennstoffen und CO₂-Emissionen

Maßnahme	Brennstoff-Einsparungen					Vermeidung von CO ₂ -Emissionen				
	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ/a					Mt CO ₂ /a				
Emissionshandel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ökologische Steuerreform	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Spitzenausgleich	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEG-Umlage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energieberatung Mittelstand	2,0	3,6	3,8	3,8	3,8	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Mindeststandards I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderung Querschnittstechniken	0,2	0,7	0,9	0,9	0,9	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1

Maßnahme	Brennstoff-Einsparungen					Vermeidung von CO ₂ -Emissionen				
	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ/a					Mt CO ₂ /a				
Förderung Prozess- techniken	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderung von Kälte- und Klimaanlageanlagen im Gewerbe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100 Effizienznetzwer- ke	0,7	1,5	2,0	2,0	2,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe	2,9	5,8	6,8	6,9	6,9	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4

Quelle: Modellrechnung Fraunhofer ISI

* Die Wirkung der Energieberatung Mittelstand enthält entgegen der Abgrenzung dieses Kapitels auch gebäudebezogene Maßnahmen.

Emissionsentwicklung

Tabelle 3-78 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO₂, CH₄ und N₂O im Sektor GHD von 1990 bis 2035 sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick. Im Jahr 2020 gehen die Emissionen dieser drei Gase auf knapp über 42 Mt CO₂-Äqu. zurück, was einem Rückgang von 52,6% im Vergleich zum Jahr 1990 entspricht. Bis zum Jahr 2035 reduzieren sich die Emissionen weiter, insgesamt um 68% im Vergleich zu 1990, auf etwas mehr als 28 Mt CO₂-Äqu.; im Vergleich zum Jahr 2005 entspricht dies einer Reduktion um 40,6%.

Die stärkste Emissionsminderung gab es zwischen 1990 und 2005, als die Emissionen um 46% zurückgingen. In den zukünftigen betrachteten Fünfjahresschritten reduzieren sich die Emissionen jeweils um ca. 5 Prozentpunkte.

Bei der Betrachtung der einzelnen Gase fällt auf, dass es zwischen 1990 und 2005 einen Rückgang um 96% bei den CH₄-Emissionen gab, bei den beiden anderen Gasen war der Rückgang im selben Zeitraum nur jeweils 45%. Nach einem Peak der CH₄-Emissionen im Jahr 2012 reduzieren sich diese um insgesamt 97% bis 2035 im Vergleich zu 1990 und um 79% im Vergleich zum letzten historischen Jahr 2012. Die CO₂-Emissionen sinken um 67% bis 2035, die N₂O-Emissionen um 64% im Vergleich zu 1990.

Tabelle 3-78: Emissionsentwicklungen für den GHD-Sektor im MMS nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	86.821	47.578	47.100	45.186	45.840	41.813	37.173	32.794	28.259
CH ₄ -Emissionen	1.630	72	164	198	79	71	58	48	41
N ₂ O-Emissionen	256	142	158	169	154	140	124	108	91
Summe CO₂+CH₄+N₂O	88.707	47.792	47.421	45.552	46.073	42.024	37.355	32.950	28.391
Veränderung ab 1990 in %		-46,1	-46,5	-48,6	-48,1	-52,6	-57,9	-62,9	-68,0
Veränderung ab 2005 in %			-0,8	-4,7	-3,6	-12,1	-21,8	-31,1	-40,6

Anmerkungen: ohne bauwirtschaftlichen Verkehr

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Deutlich zu sehen ist, dass CO₂ das mit Abstand dominierende Gas war und auch in Zukunft sein wird. Im Jahr 1990 betrug der Anteil von CO₂ an den Gesamtemissionen 98%, im Jahr 2035 wächst dieser sogar auf 99,5%. Nach 1990 beträgt der Anteil an CH₄ und N₂O zusammen nie mehr als 0,8%.

Tabelle 3-79 gibt einen Überblick über die Emissionen aus den verschiedenen Brennstoffen und zeigt, welche Brennstoffe wie stark dazu beitragen, dass die GHD-Emissionen bis 2035 auf etwas mehr als 28 Mt CO₂-Äqu. zurückgehen. Wie bei den privaten Haushalten gibt es auch im Bereich GHD eine deutliche Verschiebung innerhalb der Brennstoffe weg von Öl und Kohlen hin zu Erdgas.

Der wichtigste Brennstoff im Jahr 1990 war Öl mit einem Anteil von 47% an den Emissionen. Im Jahr 2035 spielt der Brennstoff Öl mit nur noch 25% an den Emissionen bzw. 7,1 Mt CO₂-Äqu. eine geringere Rolle. Gleichzeitig wächst die Rolle von Erdgas, sodass dieser Brennstoff ab dem Jahr 2010 die Emissionen der Brennstoffe dominiert und im Jahr 2035 mit über 20 Mt CO₂-Äqu. für 72% der Emissionen verantwortlich ist. Im Jahr 1990 war Erdgas nur für 16% der Emissionen verantwortlich. Zwischen 2005 und 2035 bleibt hingegen die absolute Emissionsmenge aus Erdgas mit 20,6 bis 23,9 Mt CO₂-Äqu. relativ konstant.

Genauso wie beim Öl nimmt auch die Bedeutung der Kohlen für die GHD-Emissionen stark ab. 1990 waren sie für 36% der Emissionen verantwortlich, woran die Braunkohle mit 31% an den Gesamtemissionen den größten Beitrag hatte. Bis zum Jahr 2005 gab es einen enormen Einbruch, sodass ihr Anteil an den Gesamtemissionen auf 2% sank. Außerdem kommt seitdem der größte Anteil der Kohle-Emissionen aus der Steinkohle. Im Jahr 2035 sind die Emissionen aus Kohle mit 0,74 Mt CO₂-Äqu. nur etwas niedriger als in 2005, ihr Anteil an den Gesamtemissionen erhöht sich aber leicht auf 2,6%. Die Emissionen aus Steinkohle sind in 2035 außerdem 13 Mal so hoch wie die aus Braunkohle.

Müll wird im GHD-Bereich nicht als Brennstoff eingesetzt und verursacht daher keine Emissionen. Die Emissionen aus Biomasse spielen eine sehr untergeordnete Rolle. Sie erreichen mit 0,17 Mt CO₂-Äqu. im Jahr 2012 ihr Maximum, im Jahr 2030 wird mit 0,023 Mt CO₂-Äqu. das Minimum im Zeitraum bis 2035 erreicht.

Tabelle 3-79: Emissionsentwicklungen für den GHD-Sektor im MMS nach Brennstoffen, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	27,6	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Steinkohlen	4,3	0,7	1,1	1,6	1,5	1,3	1,1	0,9	0,7
Mineralöl	42,1	26,2	22,1	20,2	20,7	16,7	12,9	10,0	7,1
Fossile Gase	14,6	20,7	23,9	23,4	23,7	23,8	23,2	21,9	20,6
Müll	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	88,7	47,8	47,4	45,6	46,1	42,0	37,4	32,9	28,4

Anmerkung: Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

3.1.7.5 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Bewertung der Einzelmaßnahmen

Eine Übersicht der im Sektor GHD berücksichtigten Maßnahmen ist im Industriekapitel in Tabelle 3-71 dargestellt, da die meisten Maßnahmen beide Sektoren betreffen (lediglich der Emissionshandel ist nur für die Industrie relevant).

Die erzielten Stromeinsparungen sind in Tabelle 3-80 zusammengefasst. Demnach werden insgesamt Einsparungen von 8,4 TWh/a bis zum Jahr 2035 erreicht. Diese gehen hauptsächlich auf Mindeststandards (Kühl- und Gefriergeräte sowie Klimatisierung und Lüftung) und die wettbewerbliche Ausschreibung zurück. Andere Programme, wie die Energieberatung Mittelstand, die Energieaudits in Nicht-KMU und auch das KfW-Energieeffizienzprogramm haben ihren Schwerpunkt im Industriesektor.

Tabelle 3-80: Wirkung der Maßnahmen im Sektor GHD im MWMS – Stromeinsparungen gegenüber dem MMS

Maßnahme	Strom-Einsparungen				
	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh				
Emissionshandel Reform	-	-	-	-	-
KfW Effizienzprogramm Weiterentwicklung	-	0,0	0,1	0,1	0,1
Wettbewerbliche Ausschreibung für Energieeffizienz	0,0	0,9	2,2	2,3	2,3
Mindeststandards: Neue Lose	0,4	2,2	4,1	4,8	4,8
Energieaudit Nicht-KMU	0,0	0,3	0,5	0,5	0,5
500 Effizienznetzwerke	0,0	0,2	0,4	0,6	0,6
Energieberatung Mittelstand Weiterentwicklung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	0,5	3,7	7,4	8,3	8,4

Quelle: Modellrechnung Fraunhofer ISI

Die Brennstoffeinsparungen fallen mit etwa 12 PJ/a bis 2035 oder einem Äquivalent von 0,7 Mt CO₂-Emissionen relativ gering aus – verglichen mit dem Industriesektor. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der Großteil des Brennstoffbedarfs im Sektor GHD im Raumwärmebereich anfällt, welcher in einem separaten Kapitel behandelt wird. Die erreichten Brennstoffeinsparungen gehen auf die beiden Instrumente der 500 Energieeffizienznetzwerke sowie die Audits in Nicht-KMU zurück. Während bei den Netzwerken relativ unsicher ist, wie umfangreich auch GHD-Unternehmen teilnehmen, ist von der Auditpflicht zweifellos eine hohe Anzahl Unternehmens des Sektors GHD betroffen.

Tabelle 3-81: Wirkung der Maßnahmen im Sektor GHD im MWMS – Einsparungen von Brennstoffen und CO₂-Emissionen gegenüber dem MMS

Maßnahme	Brennstoff-Einsparungen					Vermeidung von CO ₂ -Emissionen				
	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ/a					Mt CO₂/a				
Emissionshandel Reform	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
KfW Effizienzprogramm Weiterentwicklung	-	0,5	0,9	1,2	1,2	-	0,0	0,1	0,1	0,1
Wettbewerbliche Ausschreibung für Energieeffizienz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mindeststandards:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Neue Lose										
Energieaudit Nicht-KMU	0,3	2,0	3,6	4,0	4,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2
500 Effizienznetzwerke	0,3	2,0	4,5	6,2	6,3	0,0	0,1	0,3	0,4	0,4
Energieberatung Mittelstand Weiterentwicklung	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	0,8	4,8	9,5	11,8	11,9	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7

Quelle: Modellrechnung Fraunhofer ISI

* Die Wirkung der Energieberatung Mittelstand enthält entgegen der Abgrenzung dieses Kapitels auch gebäudebezogene Maßnahmen.

Emissionsentwicklung

Tabelle 3-78 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO₂, CH₄ und N₂O im Sektor GHD von 1990 bis 2035 sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick. Im Jahr 2020 gehen die Emissionen dieser drei Gase auf knapp über 40 Mt CO₂-Äqu. zurück, was einem Rückgang von fast 55% im Vergleich zum Jahr 1990 entspricht. Bis zum Jahr 2035 reduzieren sich die Emissionen weiter, insgesamt um fast 73% im Vergleich zu 1990, auf etwas mehr als 24 Mt CO₂-Äqu.; im Vergleich zum Jahr 2005 entspricht dies einer Reduktion um 49%.

Bei der Betrachtung der einzelnen Gase fällt auf, dass es zwischen 1990 und 2005 einen Rückgang um 96% bei den CH₄-Emissionen gab, bei den beiden anderen Gasen war der Rückgang im selben Zeitraum nur jeweils 45%. Nach einem Peak der CH₄-Emissionen im Jahr 2012 reduzieren sich diese um insgesamt 98% bis 2035 im Vergleich zu 1990 und um 84% im Vergleich zum letzten historischen Jahr 2012. Die CO₂-Emissionen sinken um 72% bis 2035, die N₂O-Emissionen um 73% im Vergleich zu 1990.

Deutlich zu sehen ist, dass CO₂ das mit Abstand dominierende Gas war und auch in Zukunft sein wird. Im Jahr 1990 betrug der Anteil von CO₂ an den Gesamtemissionen 98%, im Jahr 2035 wächst dieser sogar auf 99,6%. Nach 1990 beträgt der Anteil an CH₄ und N₂O zusammen nie mehr als 0,8%.

Tabelle 3-82: Emissionsentwicklungen für den GHD-Sektor im MWMS nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO ₂ -Emissionen	86.821	47.578	47.100	45.186	45.758	39.823	33.513	28.358	24.074
CH ₄ -Emissionen	1.630	72	164	198	78	61	37	28	27
N ₂ O-Emissionen	256	142	158	169	154	128	97	79	68
Summe CO₂+CH₄+N₂O	88.707	47.792	47.421	45.552	45.990	40.011	33.647	28.465	24.169
Veränderung ab 1990 in %		-46,1	-46,5	-48,6	-48,2	-54,9	-62,1	-67,9	-72,8
Veränderung ab 2005 in %			-0,8	-4,7	-3,8	-16,3	-29,6	-40,4	-49,4

Anmerkungen: ohne bauwirtschaftlichen Verkehr

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-79 gibt einen Überblick über die Emissionen aus den verschiedenen Brennstoffen und zeigt, welche Brennstoffe wie stark dazu beitragen, dass die GHD-Emissionen bis 2035 auf gut 24 Mt CO₂-Äqu. zurückgehen. Wie bei den privaten Haushalten gibt es auch im Bereich GHD eine deutliche Verschiebung innerhalb der Brennstoffe weg von Öl und Kohlen hin zu Erdgas.

Der wichtigste Brennstoff im Jahr 1990 war Öl mit einem Anteil von 47% an den Emissionen. Im Jahr 2035 spielt der Brennstoff Öl mit nur noch 25% an den Emissionen bzw. 6,0 Mt CO₂-Äqu. eine geringere Rolle. Gleichzeitig wächst die Rolle von Erdgas, sodass dieser Brennstoff ab dem Jahr 2010 die Emissionen der Brennstoffe dominiert und im Jahr 2035 mit über 20 Mt CO₂-Äqu. für 74% der Emissionen verantwortlich ist. Im Jahr 1990 war Erdgas nur für 16% der Emissionen verantwortlich. Dennoch sinken die absoluten Emissionen aus Erdgas nach 2015 ab.

Genauso wie beim Öl nimmt auch die Bedeutung der Kohlen für die GHD-Emissionen stark ab. 1990 waren sie für 36% der Emissionen verantwortlich, woran die Braunkohle mit 31% an den Gesamtemissionen den größten Beitrag hatte. Bis zum Jahr 2005 gab es einen enormen Einbruch, sodass ihr Anteil an den Gesamtemissionen auf 2% sank. Außerdem kommt seitdem der größte Anteil der Kohle-Emissionen aus der Steinkohle. Im Jahr 2035 sind die Emissionen aus Kohle mit 0,2 Mt CO₂-Äqu. noch einmal niedriger als in 2005, ihr Anteil an den Gesamtemissionen ist nur noch sehr gering.

Müll wird im GHD-Bereich nicht als Brennstoff eingesetzt und verursacht daher keine Emissionen. Die Emissionen aus Biomasse spielen eine sehr untergeordnete Rolle. Sie erreichen mit 0,17 Mt CO₂-Äqu. im Jahr 2012 ihr Maximum, im Jahr 2030 wird mit 0,020 Mt CO₂-Äqu. das Minimum im Zeitraum bis 2035 erreicht.

Tabelle 3-83: Emissionsentwicklungen für den GHD-Sektor im MWMS nach Brennstoffen, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	27,6	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Steinkohlen	4,3	0,7	1,1	1,6	1,5	1,0	0,4	0,2	0,2
Mineralöl	42,1	26,2	22,1	20,2	20,7	15,7	11,1	8,4	6,0
Fossile Gase	14,6	20,7	23,9	23,4	23,7	23,1	22,0	19,8	18,0
Müll	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	88,7	47,8	47,4	45,6	46,0	40,0	33,6	28,5	24,2

Anmerkung: Die Brennstoffe dieser Emissionstabelle wurden entsprechend Anhang A7 aggregiert.

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

3.1.8 Flüchtige Emissionen der Energiesektoren

Flüchtige Emissionen des Energiesektors entstehen während und nach dem Abbau, bei der Aufbereitung, beim Transport und bei der Verteilung, sowie durch Leckagen und bei der Abfackelung fossiler Energieträger (Kohle, Mineralöl und Erdgas). Daher ist die Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors eng mit dem Verbrauch dieser Energieträger in den Umwandlungs- und Endverbrauchssektoren verbunden.

3.1.8.1 Methodik, Annahmen und Parameter im MMS und MWMS

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 allen drei Szenarien davon ausgegangen, dass sich die Förderung in

deutschen Bergwerken bis 2012 auf 12 Mio. t verringert und dann bis zum Jahr 2018 vollständig eingestellt wird.

- Die CH₄-Emissionen aus den stillgelegten Steinkohlenbergwerken werden für die (Ex-post-) Inventarisierung anlagenspezifisch gemessen bzw. ermittelt. In den letzten Jahren sind hier erhebliche Emissionsminderungen erfolgt. Für den Projektionszeitraum wurden die Emissionen auf dem aktuellen (niedrigen) Niveau fortgeschrieben.
- Bei der Berechnung der flüchtigen Emissionen der Braunkohletagebaue wird die Entwicklung des Braunkohlebedarfs berücksichtigt.
- Für die Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland wurden die bei Prognos/EWI (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 Emissionen des Energiesektors. Sämtliche Methoden, Annahmen und Parameter sind für die beiden Szenarien MMS und MWMS identisch. Daher ergeben sich alle Unterschiede zwischen MMS und MWMS hinsichtlich der flüchtigen Emissionen der Energiesektoren ausschließlich aus unterschiedlichen Energieverbräuchen.

3.1.8.2 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Tabelle 3-84 zeigt die Entwicklung der flüchtigen Emissionen aus den Energiesektoren. Der gesamte Emissionsrückgang von ca. 7,8 Mio. t CO₂-Äqu. im Zeitraum 2005 bis 2035 ist dabei geprägt von der kompletten Rückführung des deutschen Steinkohlenbergbaus bis 2020, welche alleine 5,6 Mio. t CO₂-Äqu. des Emissionsrückgangs ausmacht. Zudem gehen die Emissionen aus Erdgas, vor allem aus der Produktion und den Leckagen, um fast 1,8 Mio. t CO₂-Äqu. zurück, was aus dem Rückgang des Erdgaseinsatzes in den privaten Haushalten und im GHD-Sektor resultiert. War Erdgas im Jahr 2005 noch für 52% der gesamten flüchtigen Emissionen des Energiesektors verantwortlich, gefolgt von Steinkohle mit 40%, sieht diese Verteilung in 2035 komplett anders aus: Erdgas ist dann für 87% der Emissionen verantwortlich, danach folgen die Fackeln mit 8% und Öl mit 4%. Insgesamt gehen die flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2035 um ca. 55% zurück.

Tabelle 3-84: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors, 2005–2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt							
CH₄-Emissionen								
Aktiver Kohlenbergbau	270,8	131,9	159,3	92,8	1,8	1,7	1,5	0,9
Steinkohlen-Tiefbau	254,5	122,6	151,1	87,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohlen-Aufbereitung	14,3	7,4	6,2	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlen-Tagebau	2,0	1,9	2,0	2,0	1,8	1,7	1,5	0,9
Umwandlung von Kohle	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3
Stillgelegte Zechen	2,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Ölförderung und -bereitstellung								
Exploration	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produktion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	5,8	5,7	5,7	5,4	5,0	4,5	4,1	3,9
Lagerung	8,8	8,6	8,5	8,1	7,5	6,8	6,2	5,8

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Verteilung von Ölprodukten	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Erdgas								
Produktion	5,0	2,2	1,9	2,3	2,0	1,7	1,2	0,7
Transport	13,6	15,9	15,9	14,1	14,4	14,8	15,1	15,5
Verteilung	186,2	183,4	186,0	199,2	197,8	196,7	191,4	182,1
Andere Leckagen	64,0	51,8	51,8	55,5	55,1	54,8	53,3	50,7
Fackeln	10,3	6,7	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Zwischensumme CH₄	568	408	437	385	291	288	280	267
CO₂-Emissionen								
Holzkohleproduktion	1	1	1	1	1	1	1	1
Stillgelegter Kohlenbergbau	2	1	1	1	1	1	1	1
Stillgelegte Zechen	2	0	0	0	0	0	0	0
Abfackelung Grubengas	NA	1	1	1	1	1	1	1
Ölförderung und -bereitstellung	69	57	58	55	50	46	42	39
Erdgas								
Produktion	1.731	1.164	990	1.189	1.044	899	609	377
Fackeln	495	406	407	407	407	407	407	407
Zwischensumme CO₂	2.298	1.630	1.457	1.652	1.503	1.353	1.059	825
N₂O-Emissionen								
Fackeln	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Zwischensumme N₂O	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe (kt CO₂-Äqu.)	14.222	10.187	10.630	9.741	7.618	7.410	6.946	6.434
ggü. 2005	-	-28,4%	-25,3%	-31,5%	-46,4%	-47,9%	-51,2%	-54,8%

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

3.1.8.3 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Tabelle 3-84 zeigt die Entwicklung der flüchtigen Emissionen aus den Energiesektoren. Der gesamte Emissionsrückgang von ca. 8,6 Mio. t CO₂-Äqu. im Zeitraum 2005 bis 2035 ist dabei wie auch im MMS vor allem von der kompletten Rückführung des deutschen Steinkohlenbergbaus bis 2020 geprägt, welche alleine 5,6 Mio. t CO₂-Äqu. des Emissionsrückgangs ausmacht. Zudem gehen die Emissionen aus Erdgas, vor allem aus der Produktion und den Leckagen, um gut 2,6 Mio. t CO₂-Äqu. zurück, was aus dem Rückgang des Erdgaseinsatzes in den privaten Haushalten und im GHD-Sektor resultiert. War Erdgas im Jahr 2005 noch für 52% der gesamten flüchtigen Emissionen des Energiesektors verantwortlich, gefolgt von Steinkohle mit 40%, sieht diese Verteilung in 2035 komplett anders aus: Erdgas ist dann für 86% der Emissionen verantwortlich, danach folgen die Fackeln mit 10% und Öl mit 4%. Insgesamt gehen die flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2035 um ca. 61% zurück.

Tabelle 3-85: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors, 2005–2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt							
CH₄-Emissionen								
Aktiver Kohlenbergbau	270,8	131,9	159,3	92,8	1,6	1,4	1,0	0,8
Steinkohlen-Tiefbau	254,5	122,6	151,1	87,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohlen-Aufbereitung	14,3	7,4	6,2	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlen-Tagebau	2,0	1,9	2,0	2,0	1,6	1,4	1,0	0,8
Umwandlung von Kohle	0,5	0,5	0,5	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2
Stillgelegte Zechen	2,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Ölförderung und -bereitstellung								
Exploration	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produktion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	5,8	5,7	5,7	5,4	4,6	4,1	3,8	3,5
Lagerung	8,8	8,6	8,5	8,1	7,0	6,2	5,7	5,3
Verteilung von Ölprodukten	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Erdgas								
Produktion	5,0	2,2	1,9	2,3	2,0	1,7	1,2	0,7
Transport	13,6	15,9	15,9	14,1	15,5	15,5	15,4	15,4
Verteilung	186,2	183,4	186,0	199,1	179,3	173,0	161,8	149,7
Andere Leckagen	64,0	51,8	51,8	55,5	49,9	48,2	45,1	41,7
Fackeln	10,3	6,7	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Zwischensumme CH₄	568	408	437	385	268	258	241	225
CO₂-Emissionen								
Holzkohleproduktion	1	1	1	1	1	1	1	1
Stillgelegter Kohlenbergbau	2	1	1	1	1	1	1	1
Ölförderung und -bereitstellung	69	57	58	55	47	42	38	36
Erdgas								
Produktion	1.731	1.164	990	1.189	1.044	899	609	377
Fackeln	495	406	407	407	407	407	407	407
Zwischensumme CO₂	2.298	1.630	1.457	1.652	1.500	1.349	1.056	821
N₂O-Emissionen								
Fackeln	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Zwischensumme N₂O	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe (kt CO₂-Äqu.)	14.222	10.187	10.630	9.738	7.117	6.758	6.123	5.538
ggü. 2005	-	-28,4%	-25,3%	-31,5%	-50,0%	-52,5%	-56,9%	-61,1%

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

3.1.9 Industrieprozesse und Produktverwendung (CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen)

3.1.9.1 Methodik sowie Annahmen und Parameter MMS

Für die Erstellung der Projektionen für die prozessbedingten CO₂-Emissionen (Tabelle 3-86) wurde ein dreistufiger Ansatz verfolgt:

1. Für einige (sehr relevante) Quellbereiche ist die Fortschreibung der Entwicklung des im Mit-Maßnahmen- und des im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios 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.

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen ergeben sich damit stets aus den zu Grunde gelegten Produktionsmengen, die entweder exogen vorgegeben sind oder konstant gehalten werden bzw. über die modellendogen ermittelten (Energie-) Produktionsniveaus ermittelt werden.

Für die Ermittlung der indirekten CO₂-Emissionen aus NMVOC-Emissionen im Bereich der Lösemittel und anderer Produktverwendung wurden NMVOC-Emissionsprojektionen aus dem Projekt *Luft 2030* (Aktuelle-Politik-Szenario) (Öko-Institut et al. 2014) übernommen und bis zum Jahr 2035 fortgeschrieben.

Für die Erstellung der Projektionen für die prozessbedingten CH₄- und N₂O-Emissionen (Tabelle 3-87) wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die meisten erfassten Quellgruppen haben einen so geringen Beitrag zu den Emissionen, dass die Emissionsniveaus auch für den Projektionszeitraum konstant gehalten wurden.
- Mit der Einbeziehung der Adipin- und Salpetersäureproduktion in das EU-Emissionshandelssystem ab 2013 – und der Möglichkeit, in diesem Bereich bereits ab 2008 Joint-Implementation-Projekte durchzuführen – werden erhebliche wirtschaftliche Anreize zur Ausrüstung der entsprechenden Produktionsanlagen mit Einrichtungen zur N₂O-Emissionsminderung wirksam. Im Vergleich zu den deutlichen (Opportunitäts-) Kosten für EU-Emissionsberechtigungen werden Maßnahmen zur N₂O-Emissionsminderung bei der Adipin- und Salpetersäureproduktion wirtschaftlich hoch attraktiv.

Insgesamt werden damit die N₂O- und CH₄-Emissionen aus nahezu allen hier behandelten Quellbereichen, jedoch mit Ausnahme der Adipin- und Salpetersäureproduktion für den Projektionszeitraum auf dem Niveau von 2012 konstant gehalten. Für die Adipin- und Salpetersäureproduktion soll für das zukünftige Produktionsniveau eine moderate Produktionszunahme unterstellt werden. Ebenso wurden die N₂O-Emissionen aus der Produktverwendung auf dem Niveau des Jahres 2012 fortgeschrieben.

3.1.9.2 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Mit Blick auf die besonders relevanten prozessbedingten CO₂-Emissionen können im MMS bedingt durch leichte Produktionsverschiebungen hin zu weniger emissionsintensiven Sekundärverfahren (z.B. Elektrostahl) die Emissionen um über 24% bis 2035 im Vergleich zum Jahr 2005 gesenkt werden (Tabelle 3-86).

Mit der Einbeziehung der Adipin- und Salpetersäureproduktion in das EU-Emissionshandelssystem ab 2013 sanken die Emissionen im Jahr 2013 auf 0,8 Mio. t CO₂-Äqu. (DEHSt 2014), entsprechend 2,7 kt N₂O. Im Jahr 2012 betragen die Emissionen noch 3 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. 10,1 kt N₂O.

Für die Projektion wird der im Jahr 2013 beobachtete Emissionsfaktor fortgeschrieben (Tabelle 3-87). Somit wird in diesem Bereich im Jahr 2020 eine Emissionsreduktion von 86% unter das Niveau von 2005 erreicht.

Tabelle 3-86: Entwicklung der prozessbedingten CO₂-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂							
Zementklinkerproduktion (2A)	12.921	12.188	13.028	13.161	12.638	12.283	11.909	11.619
Kalksteinproduktion (2A)	5.181	4.768	4.620	4.878	4.700	4.527	4.281	4.121
Glasproduktion (2A)	706	709	695	808	809	820	832	841
Keramikproduktion (2A)	359	309	329	329	329	329	329	329
Sodaproduktion (2A)	257	274	270	270	270	270	270	270
Ammoniakproduktion (2B)	7.805	7.437	7.631	7.631	7.631	7.631	7.631	7.631
Karbidproduktion (2B)	18	17	10	10	10	10	10	10
Katalysatorenabbrand (2B)	2.883	2.992	2.952	2.806	2.583	2.354	2.156	2.012
Umwandlungsverluste (2B)	3.776	3.776	3.776	3.589	3.201	2.918	2.672	2.494
Methanolherstellung (2B)	1.314	718	648	648	648	648	648	648
Rußproduktion (2B)	652	1.341	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809
Eisen- und Stahlproduktion (2C)	20.929	17.304	15.908	16.752	15.334	13.664	12.442	11.366
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	8	6	6	6	6	6	6	6
(Primär-) Aluminiumproduktion (2C)	883	551	561	654	639	594	551	523
Summe	57.692	52.389	52.244	53.351	50.607	47.865	45.546	43.679
ggü. 2005	-	-9,2%	-9,4%	-7,5%	-12,3%	-17,0%	-21,1%	-24,3%
Nachr.: REA ^a	1.142	1.003	1.034	1.016	893	831	712	480

Anmerkung: ^a CO₂-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO₂-Emissionen inventarisiert.

Quellen: UBA (2014 a+b), Fraunhofer ISI, Berechnungen des Öko-Instituts

Wichtigste Emissionsminderungsmaßnahme im Bereich der CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen der Industrieprozesse war die Einbeziehung industrieller N₂O-Emittenten in den EU-Emissionshandel. Für die Jahre 2020/2035 ist im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2005 eine Emissionsminderung von 23 Mio. t zu erwarten.

Tabelle 3-87: Entwicklung der CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im MMS und MWMS, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt							
CH₄-Emissionen								
Rußproduktion	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Eisen- und Stahlproduktion	0,22	0,21	0,21	0,24	0,23	0,23	0,22	0,22
Zwischensumme CH₄	0,23	0,23	0,24	0,26	0,26	0,26	0,25	0,24
N₂O-Emissionen								
Rohstahlherstellung	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Salpetersäureproduktion	15,9	9,8	8,9	2,2	2,3	2,5	2,6	2,8
Adipinsäureherstellung	10,6	2,3	1,2	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7
Herstellung von Caprolactam	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Herstellung von N-Dodecandisäure	C	C	C	C	C	C	C	C
N ₂ O-Einsatz als Anästhetika	1,3	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Anderer (technischer) N ₂ O-Einsatz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N ₂ O aus Sprengstoffeinsatz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zwischensumme N₂O	28,0	13,3	11,2	3,8	3,9	4,1	4,3	4,5
Summe (kt CO₂-Äqu.)	8.699	4.129	3.468	1.189	1.229	1.282	1.339	1.404
ggü. 2005	-	-52,5%	-60,1%	-86,3%	-85,9%	-85,3%	-84,6%	-83,9%

Quellen: UBA (2014 a+b), Fraunhofer ISI, Berechnungen des Öko-Instituts

3.1.9.3 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Da es im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario keine expliziten Maßnahmen zur Reduktion der Kohlendioxid-, Methan- und Lachgasemissionen gibt, bleiben hier die Emissionen im Wesentlichen unverändert. Die Novelle der Düngemittelverordnung in der Landwirtschaft (siehe Kapitel 3.1.11) führt zu einem deutlichen Rückgang der CO₂-Emissionen aus der Herstellung von Ammoniak, einem wichtigen Vorprodukt von Düngemitteln. Zudem sind die CO₂-Emissionen aus Katalysatorenabbrand und Umwandlungsverlusten geringfügig niedriger als im Mit-Maßnahmen-Szenario, resultierend aus einem niedrigeren Ölverbrauch in der Industrie (siehe Tabelle 3-88). Insgesamt liegen im MWMS die CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen im Jahr 2020 um 2,1 Mt und im Jahr 2035 um 2,4 Mt niedriger als im MMS.

Die CH₄- und N₂O-Emissionen sind im MWMS gegenüber dem MMS unverändert, daher gilt Tabelle 3-87 für beide Szenarien.

Tabelle 3-88: Entwicklung der prozessbedingten CO₂-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im Mit-weiteren Maßnahmen-Szenario, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂							
Zementklinkerproduktion (2A)	12.921	12.188	13.028	13.161	12.638	12.283	11.909	11.619
Kalksteinproduktion (2A)	5.181	4.768	4.620	4.878	4.700	4.527	4.281	4.121
Glasproduktion (2A)	706	709	695	808	809	820	832	841
Keramikproduktion (2A)	359	309	329	329	329	329	329	329
Sodaproduktion (2A)	257	274	270	270	270	270	270	270
Ammoniakproduktion (2B)	7.805	7.437	7.631	7.631	5.955	5.829	5.705	5.588
Karbidproduktion (2B)	18	17	10	10	10	10	10	10
Katalysatorenabbrand (2B)	2.883	2.992	2.952	2.805	2.505	2.236	2.037	1.911
Umwandlungsverluste (2B)	3.776	3.776	3.776	3.587	3.105	2.772	2.525	2.369
Methanolherstellung (2B)	1.314	718	648	648	648	648	648	648
Rußproduktion (2B)	652	1.341	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809
Eisen- und Stahlproduktion (2C)	20.929	17.304	15.908	16.752	15.334	13.664	12.442	11.366
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	8	6	6	6	6	6	6	6
(Primär-) Aluminiumproduktion (2C)	883	551	561	654	639	594	551	523
Summe	57.692	52.389	52.244	53.345	48.539	45.573	43.176	41.264
ggü. 2005	-	-9,2%	-9,4%	-7,5%	-15,9%	-21,0%	-25,2%	-28,5%
Nachr.: REAa	1.142	1.003	1.034	1.016	893	831	712	480

Anmerkung: ^a CO₂-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO₂-Emissionen inventarisiert.

Quellen: UBA (2014 a+b), Fraunhofer ISI, Berechnungen des Öko-Instituts

3.1.10 Industrieprozesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase)

3.1.10.1 Methodik sowie Annahmen und Parameter MMS

Die Emissionen an fluorierten Treibhausgasen (F-Gase) werden differenziert für die Gruppen der teilfluorierten Kohlenwasserstoffe (HFKW), der perfluorierten Kohlenwasserstoffe (FKW) sowie für Schwefelhexafluorid (SF₆) modelliert.

Emissionen an Stickstofftrifluorid (NF₃) werden in der vorliegenden Projektion nicht berücksichtigt: Das Emissionsinventar von 2014, auf dem die Projektion beruht, wurde nach den IPCC-Inventarrichtlinien von 1996 und der IPCC Good Practice Guidance von 2000 erstellt. NF₃-Emissionen sind hingegen erst mit den IPCC-Inventarrichtlinien von 2006 berichtspflichtig, die zum ersten Mal für das Emissionsinventar von 2015 angewendet werden.

HFKW (Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe)

Die Projektion für die *Summe der HFKW-Emissionen* beruht im Wesentlichen auf einer aktuellen Studie von Öko-Recherche und Öko-Institut für das Umweltbundesamt (Öko-Recherche und Öko-Institut 2015). In dieser Studie wurden für Deutschland ein Referenzszenario und ein Minimalszenario für die Emissionsentwicklung von HFKW von 2010 bis 2030 berechnet. Zusätzlich wurde für 2030 die Emissionsminderungswirkung der Mengenbeschränkungen („Phase down“) für das Inverkehrbringen von HFKW auf den EU-Markt gemäß Verordnung (EU) Nr. 517/2014 und deren Auswirkungen für die deutschen HFKW-Emissionen untersucht (Phase down-Szenario).

Zur Abschätzung der Wirkung des HFKW Phase down in 2020 werden die Annahmen aus Öko-Institut (2014b) übernommen. Zur Abschätzung der Emissionsentwicklung nach 2030 (der HFKW-Phase down ist laut Verordnung (EU) Nr. 517/2014 nur bis 2030 definiert) werden die relativen Emissionstrends 2030-2035 aus dem „Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)“ aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014) übernommen.

Zur Umrechnung von Emissionsdaten in die Einheit CO₂-Äquivalente, die mit den Treibhausgaspotenzialen (GWPs) nach dem 4. IPCC Assessment Report (AR4) berechnet wurden (genutzt z.B. in Öko-Recherche und Öko-Institut 2015 und in der internationalen Emissionsberichterstattung ab 2015), in Emissionsdaten, die mit den GWPs nach dem 2. IPCC Assessment Report (SAR) ermittelt wurden (genutzt z.B. in Öko-Institut 2014b, Öko-Recherche und Öko-Institut 2015, in der internationalen Emissionsberichterstattung bis 2014 und auch dem vorliegenden Bericht), wurden aus dem 2014 an die UNFCCC berichteten deutschen Emissionsinventar über das Jahr 2012 für die einzelnen Inventarkategorien (vgl. Tabelle 3-89, Seite 236) spezifische Konversionsfaktoren abgeleitet.¹¹⁰

Im Detail wird bei der Modellierung der HFKW-Emissionen der einzelnen Inventarkategorien wie folgt vorgegangen:

Die HFKW-Emissionen aus *Kälte- und Klimaanlage, Schaumherstellung, Feuerlöschanlagen, Aerosolen, medizinischen Dosieraerosolen* sowie *Lösemittelanwendungen* (im Inventar in der Kategorie „nicht spezifiziert/vertraulich“ subsummiert) werden basierend auf den in (Öko-Recherche und Öko-Institut 2015) anwendungsspezifisch entwickelten Nachfrageszenarien und Vermeidungsoptionen modelliert. Dabei wird anwendungsspezifisch anhand der spezifischen Vermeidungskosten berücksichtigt, für welche Anlagenbetreiber angesichts der durch den EU-Phase down induzierten Knappheit und Verteuerung des HFKW-Angebots ein Umstieg auf HFKW-freie Anlagen zu erwarten ist und in welchen Anwendungssektoren weiterhin eine Nachfrage nach HFKW – und damit zeitversetzt auch HFKW-Emissionen – zu erwarten sind. Außerdem wird gemäß Verordnung (EU) Nr. 517/2014 die Ausnahme vom HFKW-Phase down für medizinische Dosieraerosole ab 2018 sowie das Verbot für Feuerlöschanlagen mit HFKW-23 ab 2016 berücksichtigt.

¹¹⁰ Tabelle A-4-15 im Anhang listet die GWPs sowohl gemäß IPCC SAR als auch IPCC AR4 auf.

Ffr HFKW-Emissionen aus *ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle – die Haupteinsatzbereiche von ORC-Anlagen sind die Geothermie-Anlagen und die Abwrmenutzung von (Heiz)kraftwerken und Biogas-Anlagen)* wird angesichts des angenommenen starken Zuwachses an ORC-Anlagen insbesondere im geothermischen Bereich (vgl. Kapitel 3.1.1.2) bis 2020 ein starkes Wachstum an Emissionen angenommen, danach aber unter der Wirkung der HFKW-Angebotsverknappung unter dem EU-Phase down ein vermehrter Umstieg auf HFKW-freie Alternativen und eine Stagnation der Emissionen bis 2030.

Ffr die HFKW-Emissionen aus *Magnesium-Gieereien*¹¹¹ wird in Anlehnung an *Öko-Recherche (2011)* eine jhrliche Produktions- und Emissionssteigerung von 1% angenommen.

Das Inverkehrbringen von HFKW fr den Einsatz in der *Halbleiterproduktion* ist gemf Verordnung (EU) Nr. 517/2014 vom HFKW-Phase-Down ausgenommen. Deshalb werden die HFKW-Emissionen aus der Halbleiterproduktion konstant von 2012 fortgeschrieben.

HFKW-Emissionen aus der *Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen* liegen nicht im Anwendungsbereich des HFKW-Phase down und werden konstant von 2012 fortgeschrieben.

Die im Inventar als „*nicht spezifiziert/vertraulich*“ berichteten HFKW-Emissionen beinhalten neben HFKW-Lsemittelemissionen (s.o.) auch vertrauliche SF₆-Emissionen. Diese Konvention wurde fr die Emissionsprojektion beibehalten, die entsprechenden Emissionen wurden konstant fortgeschrieben.

FKW (perfluorierte Kohlenwasserstoffe)

Die FKW-Emissionen werden quellgruppenspezifisch wie folgt modelliert:

Die FKW-Emissionen aus der *Produktion von Primraluminium* werden proportional zur angenommenen Produktionsentwicklung (vgl. Kapitel 2.4.3) modelliert. Dabei werden die spezifischen Emissionen von 2012 konstant fortgeschrieben.

In *Klte- und Klimaanlage* werden FKW nur noch in sehr geringem Umfang eingesetzt. Angesichts des stark fallenden Emissionstrends aus den noch vorhandenen Bestnden werden hier ab 2015 keine weiteren FKW-Emissionen mehr angenommen.

Ffr die *Produktion von Halbleitern und fotovoltaischen Zellen* werden die Emissionen von 2012 konstant fortgeschrieben.

Ffr *ORC-Anlagen* und die *Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen* werden wie in den letzten Inventarjahren keine Emissionen angenommen.

SF₆ (Schwefelhexafluorid)

Die SF₆-Emissionen werden quellgruppenspezifisch wie folgt modelliert:

Ffr SF₆-Emissionen aus *Magnesiumgieereien* werden angesichts des ab 2018 geltenden spezifischen Verwendungsverbots von SF₆ gemf EU-Verordnung (EU) Nr. 517/2014 ab 2020 keine Emissionen mehr angenommen. Ein zumindest teilweise zu erwartender Ersatz von SF₆ durch HFKW-134a ist in der HFKW-Projektion bercksichtigt.

Ffr die Anwendung von SF₆ als Reinigungsgas in *Aluminiumgieereien* wird in Anlehnung an *Öko-Recherche (2011)* eine jhrliche Produktions- und Emissionssteigerung von 1% angenommen.

¹¹¹ Hier dient das Gas HFKW-134a als emissionsmindernder Ersatz fr das ca. 15-fach strker treibhausgaswirksame Gas SF₆, welches laut Verordnung (EU) Nr. 517/2014) ab 2018 fr diesen Anwendungsbereich verboten ist.

Die SF₆-Emissionen aus der *Herstellung von SF₆*, aus der *Halbleiterproduktion*, aus *elektrischen Anlagen*, aus *Tracergasanwendungen*, aus der Produktion von *optischen Glasfasern* und aus der *Fotovoltaikproduktion* werden konstant von 2012 fortgeschrieben.

Für Emission aus mit SF₆ befüllten *Autoreifen* wird angenommen, dass das seit 2007 geltende Verbot gemäß Verordnungen (EU) Nr. 842/2006 und Nr. 517/2014 umgesetzt wird und deshalb ab 2015 keine Emissionen mehr entstehen.

Eine Emissionsprojektion für SF₆ aus *Schallschutzfenstern* wurde aus Öko-Recherche (2011) übernommen.

Als „nicht spezifizierte/vertrauliche“ SF₆-Emissionen wurden die im deutschen Inventar bei den vertraulichen HFKW Emissionen subsummierten Daten fortgeschrieben. Inhaltlich handelt es sich dabei um Emissionen aus *Radaranlagen*, *Schweißen* mit SF₆ als Schutzgas sowie in der Vergangenheit um Emissionen aus Sportschuhen.

3.1.10.2 Methodik sowie Annahmen und Parameter MWMS

Die Wirkung des in Kapitel 2.6.8.2 genannten Maßnahmenbündels auf Emissionen an fluorierten Treibhausgasen beschränkt sich auf die teilfluorierten Kohlenwasserstoffe (HFKW). Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) werden im MWMS nicht adressiert. Die zusätzliche HFKW-Emissionsminderung im MWMS betrifft vollständig die Quellgruppe der Kälte- und Klimaanlageanlagen.

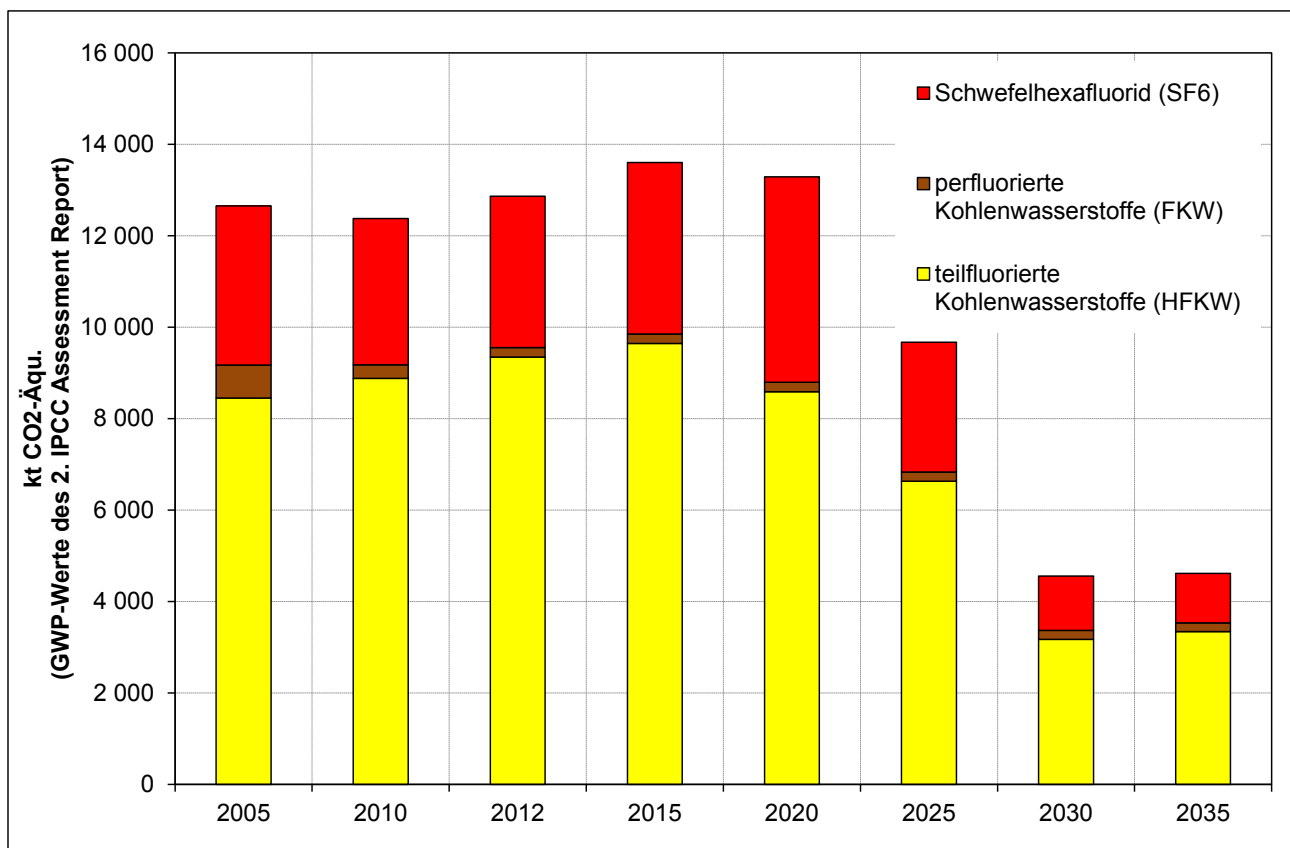
Die Quantifizierung der im MWMS zusätzlich vermiedenen HFKW-Emissionen wird in Anlehnung an die Quantifizierung der Maßnahmen für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (Öko-Institut 2014b) in Summe für das komplette Maßnahmenbündel vorgenommen, das flankierend den HFKW Phase down unter der EU-F-Gas-Verordnung 517/2014 begleiten soll: Eine Emissionsminderung durch das Maßnahmenbündel über das MMS hinaus wird nur für den Zeitraum bis 2030 angenommen, da ab 2030 bereits im MMS eine vollständige Realisierung des Emissionsminderungspotenzials der EU-F-Gas-Verordnung angenommen wird (siehe Methodenbeschreibung für das MMS in Abschnitt 3.1.10.1). Für die Jahre 2020 und 2025 baut die Modellierung des MWMS (wie auch des MMS) auf Öko-Recherche und Öko-Institut (2015) auf. Zur Abschätzung der zusätzlichen Wirkung des Maßnahmenbündels in diesem Zeitraum wird in Konsistenz zu Öko-Institut (2014b) angenommen, dass sich der Realisierungsgrad des in Öko-Recherche und Öko-Institut (2015) identifizierten Emissionsminderungspotenzials des HFKW Phase down verdoppelt.

Die emissionsmindernden Wirkungen der Verstetigung und Anpassung des NKI-Förderprogramms für Kälte- und Klimaanlageanlagen sind zu etwa 20% in Form vermiedener F-Gas-Emissionen und zu 80% durch Stromeinsparungen zu erwarten (Öko-Institut 2012). Die F-Gas-seitigen Effekte wurden für die Berechnung des MWMS in das o.g. Maßnahmenbündel zur Begleitung der F-Gas-Verordnung integriert. Die stromseitigen Effekte wurden im Sektor GHD (3.1.7) berücksichtigt.

3.1.10.3 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Mit dem beschriebenen methodischen Ansatz ergibt sich für das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) die summarisch in Abbildung 3-16 und im Detail in Tabelle 3-89 (Seite 236) gezeigte Emissionsentwicklung für fluorierte Treibhausgase (F-Gase).

Abbildung 3-16: Entwicklung der Emissionen von HFKW, FKW und SF₆ im Mit-Maßnahmen-Szenario



Quelle: eigene Darstellung des Öko-Institut, basierend auf UBA (2014a), Öko-Recherche und Öko-Institut (2015), Öko-Institut (2014b), Öko-Recherche (2011) und eigenen Berechnungen des Öko-Institut

Die Summe der Emissionen der fluorierten Treibhausgase (F-Gase) ist von 2005 bis 2010 um 2% gesunken, dann aber bis 2012 auf 2% über das Niveau von 2005 angestiegen. Ursache waren stetig steigende HFKW-Emissionen bei sinkenden FKW- und SF₆-Emissionen. Bis 2015 wird bei steigenden HFKW- und SF₆-Emissionen ein weiterer Anstieg der F-Gas-Emissionen auf 7% über das Niveau von 2005 projiziert, FKW-Emissionen spielen quantitativ seit 2010 mit unter 2% der F-Gas-Emissionen keine Rolle mehr.

Bis 2030 fallen im MMS die HFKW-Emissionen nach 2015 unter dem Einfluss des EU-weiten HFKW-Phase-Down auf ein Drittel des Niveaus von 2015 und steigen danach bis 2035 wieder leicht an. Die SF₆-Emissionen steigen im MMS auch nach 2015 weiter bis 2020 auf etwa 25% über das Niveau von 2005, fallen danach aber bis 2035 auf etwa 20% des Niveaus von 2020. Die Emissionen der fluorierten Treibhausgase insgesamt fallen bis 2030 fast auf ein Drittel der Niveaus von 2005 bzw. 2015 und steigen danach wieder minimal an. Im Vergleich zu 1995, dem Basisjahr für deutschen F-Gas-Emissionen gemäß Kyoto-Protokoll, entspricht dies bis 2035 einem Rückgang um 70% (siehe Tabelle 3-89, Seite 236).

In fast der gesamten Periode von 2005 bis 2035 (MMS) tragen HFKW zu über 70% zu den F-Gas-Emissionen bei und SF₆ zu unter 30%. Lediglich beim Höhepunkt der im MMS projizierten SF₆-Emissionen in 2020 haben die SF₆-Emissionen einen Anteil von fast 35%, die HFKW etwa 65%.

Die HFKW-Emissionen im MMS werden quantitativ durch die Anwendungssektoren *Kälte- und Klimaanlage*, *Schaumherstellung* und *Aerosole und medizinische Dosieraerosole* dominiert (siehe Tabelle 3-89, Seite 236): Der Anteil der Kälte- und Klimaanlage an den HFKW-Emissionen steigt von knapp 70% in 2005 auf über 85% in 2015 und sinkt bis 2035 wieder auf unter 80%. Die Emissionen aus der Schaumherstellung sind 2005 bis 2012 kontinuierlich gefallen, bleiben im MMS bis 2020 in etwa konstant und sinken danach wieder deutlich bis 2030. Der Anteil der Schaumherstellung an den HFKW-Emissionen sinkt so von 14% in 2005 auf 5% in 2035.

Die Emissionen aus Aerosolen und medizinischen Dosieraerosole sind 2005 bis 2010 um 20% gefallen, bleiben danach im MMS bis 2015 annähernd konstant und fallen danach bis 2035 um 45% unter das Niveau von 2005 bzw. ein Drittel unter das Niveau von 2015. Der Rückgang der Emissionen ist hier weniger stark als in anderen Anwendungssektoren weil für medizinische Dosieraerosole keine HFKW-freien Alternativen bekannt sind und deshalb nur bei nicht-medizinischen Aerosolanwendungen Emissionsreduktionen zu erwarten sind.

Die *FKW-Emissionen* sind von 2005 bis 2012 um etwa die Hälfte gefallen (und seit 1995 um fast 90%). Im MMS werden FKW-Emissionen aus der Produktion von *Primäraluminium* und aus der *Halbleiterproduktion* erwartet, das projizierte Emissionsniveau 2035 liegt bei etwa einem Viertel der FKW-Emissionen von 2005.

Die bedeutendste Emissionsquelle für *SF₆* ist die Entsorgung von mit *SF₆* befüllten *Schallschutzfenstern*. Diese Emissionen steigen im MMS bis 2020 weiter an und stellen dann über 80% der *SF₆*-Emissionen dar. Nach 2020 nehmen die Emissionen aus Schallschutzfenstern im MMS als Folge des Verwendungsverbots von 2007 stark ab und tragen 2035 noch zu etwa 10% zu den *SF₆*-Emissionen bei. Der 2005 noch mit über 20% der *SF₆*-Emissionen relevante *Magnesium-Guss* spielt in Zukunft im MMS angesichts der Verwendungsverbote ab 2008 bzw. ab 2018 keine Rolle mehr. Es verbleiben niedrige Emissionen aus Aluminium-Gießereien. Angesichts dieser Rückgänge gewinnen die im MMS gegenüber 2012 konstant fortgeschriebenen Emissionen aus *elektrischen Anlagen* an relativer Bedeutung innerhalb der *SF₆*-Emissionen und tragen 2035 zu über 50% zu den *SF₆*-Emissionen im MMS bei. Weitere im MMS in 2035 noch relevant zu den *SF₆*-Emissionen beitragende Emissionsquellen sind die Produktion von *optischen Glasfasern* sowie die *Produktion von SF₆*.

Tabelle 3-89: Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im MMS 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu. ^b							
HFKW-Emissionen								
Magnesium-Gießereien	2	21	39	39	41	43	45	47
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen	516	166	34	34	34	34	34	34
Kälte- und Klimaanlage	5.864	7.314	8.006	8.422	7.395	5.792	2.484	2.640
Schaumherstellung	1.173	683	579	586	597	353	189	194
Feuerlöscher	7	24	31	41	76	64	67	67
Aerosole und medizinische Dosieraerosole	616	491	506	506	427	326	336	340
Halbleiterproduktion	16	9	11	11	11	11	11	11
ORC-Anlagen	NO	0	0	1	5	5	5	8
Nicht spezifiziert/vertraulich ^a	254	167	139	139	139	139	139	139
Zwischensumme HFKW	8.448	8.877	9.346	9.779	8.726	6.768	3.310	3.479
FKW-Emissionen								
Aluminiumproduktion	338	135	75	82	80	75	70	66
Kälte- und Klimaanlage	106	30	9	NO	NO	NO	NO	NO
Herstellung von halogenierten Kohlenwas-	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
serstoffen								
Halbleiterproduktion	280	137	125	125	125	125	125	125
Fotovoltaik	2	0	0	0	0	0	0	0
ORC-Anlagen	0	1	NO	IE	IE	IE	IE	IE
Nicht spezifi- ziert/vertraulich ^a	IE,NA,N 0	IE,NA,N 0	IE,NA,N 0	NO	NO	NO	NO	NO
Zwischensumme FKW	726	302	209	207	206	200	195	191
SF₆-Emissionen								
Magnesium- und Alu- minium-Gießereien	728	107	37	37	14	15	15	16
Herstellung von SF ₆	239	35	113	113	113	113	113	113
Halbleiterproduktion	75	18	18	18	18	18	18	18
Elektrische Anlagen	768	546	510	510	510	510	510	510
Reifenbefüllung	65	14	13	NO	NO	NO	NO	NO
Tracergas	12	1	0	0	0	0	0	0
Schallschutzfenster	1.502	2.223	2.437	2.758	3.521	1.868	214	107
Optische Glasfasern	72	197	171	171	171	171	171	171
Fotovoltaik	20	55	8	8	8	8	8	8
Nicht spezifi- ziert/vertraulich ^a	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
Zwischensumme SF₆	3.480	3.194	3.307	3.615	4.355	2.702	1.049	943
Summe fluorierte Treibhausgase	12.653	12.373	12.862	13.601	13.286	9.670	4.554	4.614
ggü. 1995 ^c	-18,8%	-20,6%	-17,4%	-12,7%	-14,7%	-37,9%	-70,8%	-70,4%
ggü. 2005		-2,2%	1,6%	7,5%	5,0%	-23,6%	-64,0%	-63,5%

Anmerkungen:

Emissionen an Stickstofftrifluorid (NF₃) sind in dieser Emissionsprojektion nicht berücksichtigt.

CRF-Notierungs-codes: IE: included elsewhere; NA: not applicable; NO: not occurring

^a In den Inventaren als vertraulich gekennzeichnete Emissionswerte aus verschiedenen Anwendungsbereichen, z.B. Radaranlagen, Schweißen, Sportschuhe, Lösemittelanwendungen. In den Inventardaten bis 2012 sind vertrauliche SF₆- und FKW-Emissionen in den unter „Nicht spezifiziert/vertraulich“ berichteten HFKW-Emissionen mit enthalten.

^b Berechnet mit den für die Kyoto-Berichterstattung bis 2014 maßgeblichen GWP-Werten des 2. IPCC Assessment Report.

^c Für die deutschen Emissionen an fluorierten Treibhausgasen dient im Kyoto-Protokoll 1995 als Basisjahr.

Quelle: UBA (2014a), Öko-Recherche und Öko-Institut (2015), Öko-Institut (2014b), Öko-Recherche (2011), Berechnungen Öko-Institut

3.1.10.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Die für das MWMS gegenüber dem MMS berechneten Emissionsminderungen sind in Tabelle 3-90 zusammengefasst.

Tabelle 3-90: Emissionsminderungen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im MWMS gegenüber dem MMS 2020-2035

	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu. ^a			
HFKW-Emissionen				
Kälte- und Klimaanlage	184	1.730	-	-
Zwischensumme HFKW	184	1.730	-	-
Zwischensumme FKW	-	-	-	-
Zwischensumme SF₆	-	-	-	-
Summe fluorierte Treibhausgase	184	1.730	-	-

Anmerkungen:

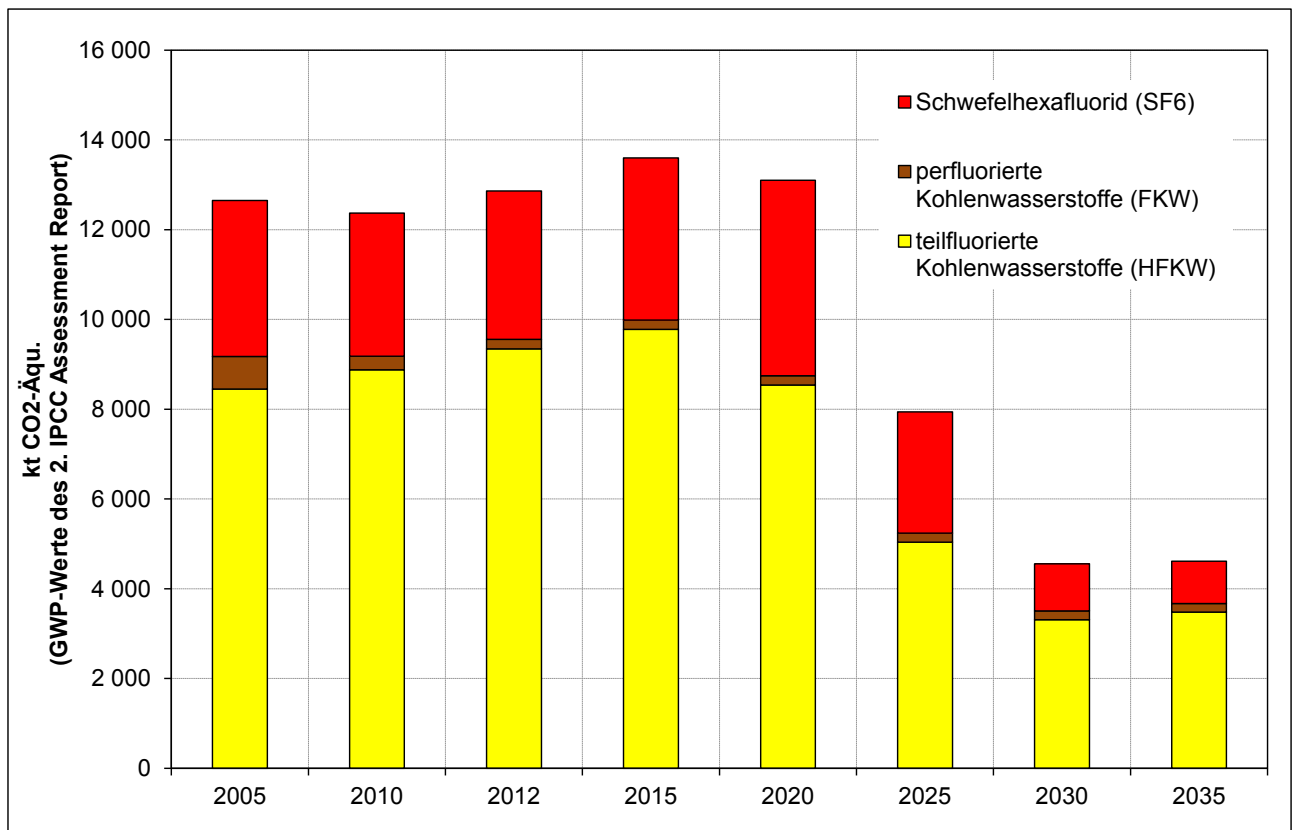
^a Berechnet mit den für die Kyoto-Berichterstattung bis 2014 maßgeblichen GWP-Werten des 2. IPCC Assessment Report.

Quelle: Öko-Recherche und Öko-Institut (2015), Öko-Institut (2014b), Berechnungen Öko-Institut

Die zusätzlichen Minderungen von 0,2 Mio.t CO₂-Äqu. in 2020 bzw. 1,7 Mio.t CO₂-Äqu. in 2025 entsprechen etwa 1% (2020) bzw. 18% (2025) der gesamten für das MMS modellierten F-Gas-Emissionen des MMS (vgl. Tabelle 3-89, Seite 236).

In absoluten Zahlen ergibt sich für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) die summarisch in Abbildung 3-17 und im Detail in Tabelle 3-91 (Seite 239) gezeigte Emissionsentwicklung für F-Gase.

Abbildung 3-17: Entwicklung der Emissionen von HFKW, FKW und SF₆ im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario



Quelle: eigene Darstellung des Öko-Institut, basierend auf UBA (2014a), Öko-Recherche und Öko-Institut (2015), Öko-Institut (2014b), Öko-Recherche (2011) und eigenen Berechnungen des Öko-Institut

Die Emissionstrends im MWMS entsprechen denen im MMS mit der Ausnahme, dass die Reduktion der HFKW-Emissionen zwischen 2020 und 2030 im MWMS schneller stattfindet als im MMS. Für eine detailliertere Interpretation der Emissionstrends wird deshalb auf Abschnitt 3.1.10.3 verwiesen.

Tabelle 3-91: Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im MWMS 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu. ^b							
HFKW-Emissionen								
Magnesium-Gießereien	2	21	39	39	41	43	45	47
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen	516	166	34	34	34	34	34	34
Kälte- und Klimaanlage	5.864	7.314	8.006	8.422	7.211	4.062	2.484	2.640
Schaumherstellung	1.173	683	579	586	597	353	189	194
Feuerlöscher	7	24	31	41	76	64	67	67
Aerosole und medizinische Dosieraerosole	616	491	506	506	427	326	336	340
Halbleiterproduktion	16	9	11	11	11	11	11	11
ORC-Anlagen	NO	0	0	1	5	5	5	8
Nicht spezifiziert/vertraulich ^a	254	167	139	139	139	139	139	139
Zwischensumme HFKW	8.448	8.877	9.346	9.779	8.542	5.038	3.310	3.479
FKW-Emissionen								
Aluminiumproduktion	338	135	75	82	80	75	70	66
Kälte- und Klimaanlage	106	30	9	NO	NO	NO	NO	NO
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO
Halbleiterproduktion	280	137	125	125	125	125	125	125
Fotovoltaik	2	0	0	0	0	0	0	0
ORC-Anlagen	0	1	NO	IE	IE	IE	IE	IE
Nicht spezifiziert/vertraulich ^a	IE,NA,N 0	IE,NA,N 0	IE,NA,N 0	NO	NO	NO	NO	NO
Zwischensumme FKW	726	302	209	207	206	200	195	191
SF₆-Emissionen								
Magnesium- und Aluminium-Gießereien	728	107	37	37	14	15	15	16
Herstellung von SF ₆	239	35	113	113	113	113	113	113
Halbleiterproduktion	75	18	18	18	18	18	18	18
Elektrische Anlagen	768	546	510	510	510	510	510	510

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Reifenbefüllung	65	14	13	NO	NO	NO	NO	NO
Tracergas	12	1	0	0	0	0	0	0
Schallschutzfenster	1.502	2.223	2.437	2.758	3.521	1.868	214	107
Optische Glasfasern	72	197	171	171	171	171	171	171
Fotovoltaik	20	55	8	8	8	8	8	8
Nicht spezifi- ziert/vertraulich ^a	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
Zwischensumme SF6	3.480	3.194	3.307	3.615	4.355	2.702	1.049	943
Summe fluoriierte Treibhausgase	12.653	12.373	12.862	13.601	13.102	7.940	4.554	4.614
ggü. 1995 ^c	-18,8%	-20,6%	-17,4%	-12,7%	-15,9%	-49,0%	-70,8%	-70,4%
ggü. 2005		-2,2%	1,6%	7,5%	3,5%	-37,3%	-64,0%	-63,5%

Anmerkungen:

Emissionen an Stickstofftrifluorid (NF₃) sind in dieser Emissionsprojektion nicht berücksichtigt.

CRF-Notierungscodes: IE: included elsewhere; NA: not applicable; NO: not occurring

a In den Inventaren als vertraulich gekennzeichnete Emissionswerte aus verschiedenen Anwendungsbereichen, z.B. Radaranlagen, Schweißen, Sportschuhe, Lösemittelanwendungen. In den Inventardaten bis 2012 sind vertrauliche SF₆- und FKW-Emissionen in den unter „Nicht spezifiziert/vertraulich“ berichteten HF₂-Emissionen mit enthalten.

b Berechnet mit den für die Kyoto-Berichterstattung bis 2014 maßgeblichen GWP-Werten des 2. IPCC Assessment Report.

c Für die deutschen Emissionen an fluoriierten Treibhausgasen dient im Kyoto-Protokoll 1995 als Basisjahr.

Quelle: UBA (2014a), Öko-Recherche und Öko-Institut (2015), Öko-Institut (2014b), Öko-Recherche (2011), Berechnungen Öko-Institut

3.1.11 Landwirtschaft

3.1.11.1 Methodik

Die vorgestellten Ergebnisse basieren auf dem Nationalen Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar (NIR) 1990-2012 (UBA 2014a+b). Die Projektionen des Thünen Instituts (TI) werden für den Landwirtschaftsbereich übernommen und weiterentwickelt. Grundlage bilden die agrarökonomischen Projektionen von Offermann et. al (2014) (TI – Baseline 2013-2023), auf deren Rahmendaten das Modell des Öko-Instituts zurückgreift. Diese werden erweitert und bis 2035 fortgeführt. Die Projektionen werden als Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) definiert. Neuere Berechnungen des Thünen-Instituts für die Submission 2015 auf Basis neuer methodischer Vorgaben für die Emissionsberichterstattung werden hier noch nicht berücksichtigt (zu Veränderungen allein aufgrund anderer GWP-Werte vgl. Anhang 5, daneben gibt es gerade in der Quellgruppe Landwirtschaft noch weitere methodische Änderungen).

3.1.11.2 Annahmen und Parameter MMS

Die Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in der deutschen Landwirtschaft ist abhängig von den Tierbeständen und den damit verbundenen Methanemissionen aus der Verdauung von Wiederkäuern (CRF 4 A) und Methan und Lachgasemissionen aus der Lagerung des Wirtschaftsdüngers (CRF 4 B), sowie Lachgasemissionen aus mikrobiellen Abbauprozessen, die bei der landwirtschaftlichen Nutzung der Böden entstehen (CRF 4 D). Wesentliche Annahmen der Projektionen gliedern sich im Einzelnen wie folgt auf:

- Die Entwicklung der landwirtschaftlichen Nutzfläche folgt dem Trend der letzten Jahre und nimmt bis zum Jahr 2035 jährlich um 0,1% ab.

- Der mineralische Stickstoffdüngereinsatz bleibt bis zum Jahr 2035 bei konstant 98 kg Stickstoff pro Hektar landwirtschaftlich genutzter Fläche.
- Die Stickstoffzufuhr aus Ernteresten erhöht sich auf Grund von Ertragssteigerungen bis zum Jahr 2035 um 0,6% jährlich. Der Anstieg folgt den erwarteten Ertragssteigerungen für Ackerkulturen nach dem Agrarmodell MAGNET des IFEU-Institutes (IFEU 2014) im Rahmen des Forschungsprojektes Meilensteine (DBFZ 2015). Die vermehrte Nutzung der gesamten Pflanze für die Kraftstoff- und Biogasproduktion wurde hierbei nicht berücksichtigt.
- Der Wirtschaftsdüngereinsatz folgt der Entwicklung der Tierbestände und vor allem der Zunahme der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen und steigt bis zum Jahr 2035 um 9% gegenüber 2012 an.
- Die Ausbringung von pflanzlichen Gärsubstraten aus der Biogasproduktion findet im MMS keine Berücksichtigung, da auch die Ausgangsdaten (Inventardaten 2012) diese Quelle bisher nicht beinhalten.¹¹²
- Die landwirtschaftliche Nutzung organischer Böden bleibt bis zum Jahr 2035 konstant bei 1,2 Mio. Hektar.
- Angesichts stabiler Weltmarktpreise für Milch wird angenommen, dass sich bis 2035 trotz Auslaufen der Milchquote der Milchkuhbestand gegenüber heute leicht vergrößern wird (von 4,2 auf 4,3 Mio. Tiere). Im Vergleich zu 1990 ergibt sich daraus aber eine Abnahme von insgesamt 31%. Die Population von Mastbullen, Färsen und Kälbern entwickelt sich weitestgehend proportional zu den Milchkuhbeständen (Offermann et al. 2014).
- Für den Schweinebestand wurde für das Jahr 2035 eine Abnahme gegenüber heute angenommen (von 23,6 auf 20,6 Mio. Tiere). Im Vergleich zu 1990 ist der Bestand damit um 30% im Durchschnitt gesunken.
- Für die Geflügelbestände wurde für das Jahr 2035 eine leichte Abnahme angenommen (von 132,3 auf 130,7 Mio. Tiere). Im Vergleich zu 1990 ist der Bestand damit um beinahe 15% größer geworden.
- Für die kleineren Bestände anderer Tierarten wurden folgende Annahmen getroffen (jeweils Vergleich 1990 und 2035):
 1. Schafe: Abnahme von 3,2 auf 1,9 Mio. Tiere
 2. Ziegen: Zunahme von 90.000 auf 149.000 Tiere
 3. Pferde: leichte Abnahme von 490.000 auf 461.000 Tiere
- Für die Entwicklung der Aktivitätsrate von Maultieren und Eseln liegen keine Projektionen vor, weswegen für diese Quellkategorien konstante Fortschreibungen der Daten aus dem Jahr 2012 vorgenommen wurden.
- Die gesamte Güllevergärung steigt bis zum Jahr 2035 auf 25% des verfügbaren Potenzials bei sowohl Rinder- als auch Schweinegülle an. Dagegen sind es heute etwa 17% bei Schweinegülle und 19% bei Rindergülle. Im Jahr 1990 wurde quasi keine Gülle vergoren.
- Die Milchleistung wird für das Jahr 2035 mit jährlich 9.125 kg pro Tier angenommen. Im Jahr 2012 lag sie bei 7.280 kg, 1990 bei 4.719 kg. Damit verdoppelt sich die Milchleistung beinahe im Zeitraum (+93%).

3.1.11.3 Annahmen und Parameter MWMS

Die Modellierung der Emissionsentwicklung in der Landwirtschaft im MWMS basiert auf den Annahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz, welches weitere Maßnahmen zur Reduktion der Emissionen im Landwirtschaftsbereich festlegt. Die Änderungen gegenüber dem MMS beziehen sich auf die Erhöhung der Ökolandbau-Fläche sowie die Reduktion des mineralischen Stickstoffdüngereinsatzes durch die Novelle der Düngeverordnung. Die wesentlich weitreichenderen Auswirkungen der Novellierung der Düngeverordnung auf die Ausbrin-

¹¹² Für die Erstellung des vorliegenden Berichts wurde auf die Datengrundlage des Nationalen Inventarberichts 2014 (UBA 2014a+b) zurückgegriffen. Ab dem Nationalen Inventarbericht 2015 sind diese Emissionen explizit enthalten.

gung von organischen und organisch-mineralischen Düngemitteln, einschließlich Wirtschaftsdüngern, werden nicht berücksichtigt.. Wesentliche Annahmen der Projektionen gliedern sich im Einzelnen wie folgt auf:

a) Novelle der Düngeverordnung

- Bis 2015 wird ein mineralischer Stickstoffdüngereinsatz von 98 kg N pro Hektar angenommen.
- Von 2015-2020 erfolgt eine lineare Reduktion auf 78 kg N pro Hektar (Einsparung von 20 kg N pro ha entsprechend der Annahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz).
- 2020 bis 2035 keine weiteren Reduktionen des stickstoffhaltigen Mineraldüngereinsatzes (konstant bei 78 kg N pro ha).
- Der Stickstoffdüngereinsatz entwickelt sich zudem entlang der Annahmen zum Rückgang der landwirtschaftlichen Nutzfläche aus dem MMS (Abnahme 0,01 % pro Jahr).

b) Erhöhung des Flächenanteils des ökologischen Landbaus

- Ab 2015 bis 2035 Erhöhung der Ökolandbaufläche um 0,4% jährlich (Anteil Ökolandbau 2035 14% der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche).
- Kein Einsatz von stickstoffhaltigem Mineraldünger im Ökolandbau.

Die flankierenden Maßnahmen Energieberatung für landwirtschaftliche Unternehmen und die Wiederaufnahme des Bundesprogramms zur Förderung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft und im Gartenbau führt zu keiner direkten Emissionsreduktion die im Landwirtschaftssektor verbucht werden kann, sondern wird im Energiebereich bilanziert.

3.1.11.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Basierend auf den oben genannten Annahmen werden die Projektionen für die Jahre 2015, 2020, 2025, 2030 und 2035 abgeleitet. Tabelle 3-92 zeigt die historische und projizierte Entwicklung der Aktivitätsdaten zum Tierbestand für die Jahre 1990-2035.

Gegenüber früheren Annahmen wachsen die Bestände der Milchkühe und übrigen Rinder in geringem Maße. Der Bestand der Schweine wird dagegen gegenüber heute etwas kleiner. Für alle Tierarten werden insgesamt jedoch keine großen Bestandsschwankungen angenommen.

Tabelle 3-92: Entwicklung der Tierbestände 1990-2035 in Mio.

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Milchkühe	6,3	4,2	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,3
Übrige Rinder	13,1	8,8	8,6	8,3	8,3	8,6	8,6	8,6	8,6
Schweine	26,5	22,7	22,2	23,6	23,4	21,4	20,6	20,6	20,6
Geflügel	113,9	120,6	128,9	132,3	131,7	130,7	130,7	130,7	130,7

Quelle: UBA (2014a), Berechnungen des Öko-Instituts

 Tabelle 3-93: Entwicklung der Methanemissionen in der Landwirtschaft 1990 – 2035 in kt CH₄

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Fermentation	1.409,3	1.021,4	1.007,4	992,0	996,0	1.025,8	1.034,3	1.041,4	1.046,7
Düngerwirtschaft	316,6	267,6	242,5	235,9	230,0	226,9	225,9	226,2	226,2
Gesamte Methanemissionen	1.725,8	1.289,1	1.249,9	1.227,9	1.226,0	1.252,8	1.260,2	1.267,6	1.272,9
ggü. 1990 in %					-29,0	-27,4	-27,0	-26,5	-26,2
ggü. 2005 in %					-4,9	-2,8	-2,2	-1,7	-1,3

Quelle: UBA (2014a), Berechnungen des Öko-Instituts

Die gesamten Methan-Emissionen aus der Tierhaltung sinken im Vergleich von 2035/2005 um 1,3% auf 1.273 kt CH₄, im Vergleich zu 2035/1990 sind die Methan-Emissionen um 26,2% zurückgegangen. Zwar steigen die Emissionen aus der Fermentation (höhere Milchleistung bei stagnierenden Tierbeständen), doch sinken gleichzeitig die Methan-Emissionen aus der Düngerwirtschaft, da die Güllevergärung zur Biogasgewinnung zunimmt.

Tabelle 3-94: Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden im MMS in Mio. t N/Jahr

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Mineraldüngereinsatz	2,1	1,7	1,5	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Wirtschaftsdüngerausbringung	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
Ernterückstände	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2

Quelle: UBA (2014a), Berechnungen des Öko-Instituts

Während die Mineraldüngereinsätze durch den Rückgang der landwirtschaftlichen Nutzfläche leicht zurückgehen, nehmen die Ausbringung des anfallenden Wirtschaftsdüngers und der Stickstoffeintrag aus Ernteresten bis zum Jahr 2035 zu¹¹³.

¹¹³ Die Wirtschaftsdüngerzunahme nach 2020 geht vor allem auf die erhöhten N-Ausscheidungen aus der Milchwirtschaft zurück, da diese direkt mit der Zunahme der Milchleistung korrelieren. Dies repräsentiert eine optimistische Fortschreibung der Milchleistungssteigerung des TI-Baselines Szenarios.

Tabelle 3-95: Entwicklung der Lachgasemissionen in der Landwirtschaft im MMS 1990-2035 in kt N₂O

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Düngerwirtschaft	12,5	9,5	9,2	9,0	9,4	9,4	9,4	9,6	9,6
Landwirtschaftliche Böden	153,8	133,4	126,6	132,0	133,8	135,4	136,4	137,4	138,7
Gesamte Lachgasemissionen	166,4	142,8	135,9	141,0	143,2	144,8	145,8	147,1	148,3
ggü. 1990 in %					-14,0	-13,0	-12,4	-11,6	-10,8
ggü. 2005 in %					0,2	1,4	-2,1	3,0	3,8

Quelle: UBA (2014a), Berechnungen des Öko-Instituts

Die gesamten Lachgas-Emissionen aus der Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Böden und der Düngerwirtschaft steigen bis zum Jahr 2035 im Vergleich zu 2005 um 3,8% auf 148 kt N₂O an, im Vergleich zu 1990 sind die Lachgas-Emissionen um 10,8% zurückgegangen.

Die Zunahme der Lachgasemissionen im Vergleich zu 2005 ist vor allem auf den Anstieg der Menge in den Böden eingearbeiteter Erntereste zurückzuführen. Der Anstieg der Mengen resultiert aus insgesamt Erträgen und der Zunahme im Anbau von Zwischenfrüchten.

Tabelle 3-96: Entwicklung der Methan- und Lachgasemissionen in der Landwirtschaft im MMS 1990-2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CH ₄ Emissionen	36.242	27.071	26.248	25.787	25.745	26.308	26.464	26.620	26.732
N ₂ O Emissionen	51.579	44.281	42.120	43.704	44.380	44.895	45.206	45.589	45.983
Gesamtemissionen	87.821	71.352	68.368	69.490	70.125	71.203	71.670	72.209	72.715
ggü. 1990 in %					-20,2	-18,9	-18,4	-17,8	-17,2
ggü. 2005 in %					-1,7	-0,2	0,4	1,2	1,9

Quelle: UBA (2014a), Berechnungen des Öko-Instituts

Die Gesamtemissionen der Landwirtschaft steigen bis zum Jahr 2035 um 1,9% im Vergleich zu 2005 auf 72.715 kt CO₂ Äqu. an. Im Gegensatz zum Jahr 1990 sinken die Emissionen aus der Landwirtschaft um 17,2%.

3.1.11.5 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Basierend auf den oben genannten Annahmen werden die Projektionen für die Jahre 2020, 2025, 2030 und 2035 abgeleitet. Da im Aktionsprogramm Klimaschutz keine weiteren Maßnahmen zur Emissionsreduktion in der Tierhaltung festgelegt wurden und die Auswirkungen des EEG 2014 in Bezug auf die Güllevergärung bereits im MMS berücksichtigt wurden, beziehen sich die Emissionsreduktionen im MWMS auf Lachgas aus Böden.

Tabelle 3-97: Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden im MWMS in Mio. t N/Jahr

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Mineraldüngereinsatz	2,1	1,7	1,5	1,6	1,6	1,2	1,2	1,2	1,1
Wirtschaftsdüngerausbringung	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Ernterückstände	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2

Quelle: UBA (2014a), Berechnungen des Öko-Instituts

Der Rückgang der Mineraldüngereinsätze um 20 kg/ha, die Zunahme des Ökolandbaus und der Rückgang der landwirtschaftlichen Nutzfläche führt bis 2035 zu 28% geringeren Mineraldüngereinsätzen im Vergleich zu 2012. Zugleich nehmen die Ausbringung des anfallenden Wirtschaftsdüngers und der Stickstoffeintrag aus Ernteresten bis zum Jahr 2035 wie im MMS weiter zu¹¹⁴.

Tabelle 3-98: Entwicklung der Lachgasemissionen in der Landwirtschaft im MWMS 1990-2035 in kt N₂O

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Düngerwirtschaft	12,5	9,5	9,2	9,0	9,4	9,4	9,4	9,6	9,6
Landwirtschaftliche Böden	153,8	133,4	126,6	132,0	133,8	124,4	124,6	124,9	125,5
Gesamte Lachgasemissionen	166,4	142,8	135,9	141,0	143,2	133,8	134,0	134,5	135,1
ggü. 1990 in %					-14,0	-19,6	-19,5	-19,2	-18,8
ggü. 2005 in %					0,2	-6,3	-6,2	-5,8	-5,4

Quelle: UBA (2014a), Berechnungen des Öko-Instituts

Die gesamten Lachgas-Emissionen aus der Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Böden und der Düngerwirtschaft fallen bis zum Jahr 2035 im Vergleich zu 2005 um 5,4% auf 135 kt N₂O und liegen wieder auf dem Niveau von 2010. Im Vergleich zu 1990 sind die Lachgas-Emissionen um 18,8% zurückgegangen. Der Anstieg der Emissionen nach dem Jahr 2020 bis zum Jahr 2035 ist vor allem auf die Zunahme der Erntereste durch höhere Erträge und Zwischenfruchtanbau und den erhöhten Wirtschaftsdüngereinsatz zurückzuführen.

Tabelle 3-99: Entwicklung der Methan- und Lachgasemissionen in der Landwirtschaft im MWMS 1990-2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CH ₄ Emissionen	36.242	27.071	26.248	25.787	25.745	26.308	26.464	26.620	26.732
N ₂ O Emissionen	51.579	44.281	42.120	43.704	44.380	41.473	41.542	41.695	41.871
Gesamtemissionen	87.821	71.352	68.368	69.490	70.125	67.781	68.542	68.314	68.603
ggü. 1990 in %					-20,2	-22,8	-22,6	-22,2	-21,9
ggü. 2005 in %					-1,7	-5,0	-4,7	-4,3	-3,9

Quelle: UBA (2014a), Berechnungen des Öko-Instituts

Die Gesamtemissionen der Landwirtschaft im MWMS fallen bis zum Jahr 2035 um 3,9% im Vergleich zu 2005 auf 68.603 kt CO₂ Äqu. Im Gegensatz zum Jahr 1990 sinken die Emissionen aus der Landwirtschaft um 21,9%.

¹¹⁴ Die Wirtschaftsdüngerzunahme nach 2020 geht vor allem auf die erhöhten N-Ausscheidungen aus der Milchwirtschaft zurück, da diese direkt mit der Zunahme der Milchleistung korrelieren. Dies repräsentiert eine optimistische Fortschreibung der Milchleistungssteigerung des TI-Baselines Szenarios.

3.1.12 Abfallwirtschaft

3.1.12.1 Methodik

Basierend auf dem vom Öko-Institut entwickelten Multi-Phasen-Abfallmodell (Emissionen der Deponierung, Quellgruppe 6.A) werden die statistischen Daten der Emissionsberichterstattung 2014 als Rahmendaten eingesetzt (UBA 2014a). Das Multi-Phasen-Abfallmodell berücksichtigt die einzelnen Abfallfraktionen, so dass über deren unterschiedlichen Halbwertszeiten die Emissionen berechnet und anschließend summiert werden¹¹⁵.

Für die Unterquellgruppe kommunale Abwasserbehandlung (6.B.2) werden die Treibhausgasemissionen anhand eines einfachen Ansatzes berechnet. Für Methan erfolgte die Berechnung über den Anteil der Bevölkerung mit abflusslosen Gruben und der organischen Fracht in deren Abwässern und über sog. Default-Faktoren nach IPCC (1996). Die Berechnung der Lachgas-Emissionen erfolgte auf Grundlage von Daten der FAO und der im NIR (UBA 2014a) dokumentierten Methode.

Für die Emissionen aus den Anlagen zur Kompostierung (6.D.1) und mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (6.D.2) werden die eingesetzten Mengen (Destatis 2001-2012) in einfacher Berechnung mit den jeweiligen Emissionsfaktoren (Ifeu 2003) verknüpft. Statistische Informationen des Jahres 2012 werden, mit Ausnahme der getrennt erfassten und kompostierten Bioabfälle, linear fortgeschrieben und bei der Berechnung der Projektionen verwendet.

3.1.12.2 Annahmen und Parameter MMS

Methan-Emissionen aus der Abfalldeponierung (6.A): Für die Berechnungen der Deponiegasemissionen wird unterstellt, dass die jährlich deponierten Mengen an vorbehandelten und inerten Abfällen aus dem Jahr 2012 von 474.000 Mg nach Destatis (2012) unverändert bleiben. Die Gasfassungsrate von etwa 25 % wird ebenfalls als stabil angenommen. 2013 und 2014 wurde ein Programm zur Belüftung von Deponien durchgeführt, das zu einem Rückgang der Deponiegasmengen führt. Für 2014 wurde eine Reduktion der Emissionen von insgesamt 385.000 t CO₂-Äquivalente durch die Belüftung von sieben Deponien berechnet, 2014 wurde das Programm auf sechs weiteren Deponien umgesetzt (Butz 2015). Da hierfür noch keine exakten Berechnungen vorliegen, wird angenommen dass damit die gleichen Deponiegasemissionen reduziert werden konnten. In der Summe ergibt dies eine Reduktion der Methanemission aus Deponien um knapp 37.000 t. Diese werden für die Berechnungen auf die Jahre zwischen 2015 und 2025 gleichmäßig verteilt.

Emissionen aus der kommunalen Abwasserbehandlung (6.B.2): Für die Berechnung der Methan-Emissionen wird der Anteil der Bewohner, der an abflusslose Gruben angeschlossen ist, unter Berücksichtigung der Bevölkerungsentwicklung bis 2030 herangezogen.

Für die Berechnung der Lachgas-Emissionen wird der Ernährungsstand und die damit verbundene Eiweißzufuhr der Bevölkerung im Jahr 2010 für die zukünftigen Jahre angenommen. Von einer Änderung des Ernährungsverhaltens wird nicht ausgegangen.

Methan- und Lachgas-Emissionen aus der Kompostierung und der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (6.D.1 und 6.D.2): Der Abfallinput in die mechanisch-biologische Abfallbehandlung bleibt auf der Basis der Daten von 2012 konstant.

Für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen wird aufgrund der ab 2015 geltenden Getrennthaltungspflicht von einer Zunahme der Bioabfallmenge gegenüber dem Stand von 2012 ausgegangen. Die momentane Entwicklung bezüglich der Umsetzung der Getrennthaltungspflicht lässt noch keine klaren Aussagen zur Steigerung der Bioabfallmengen zu. Es ist aber anzunehmen, dass es nicht ab 2015 zu einer flächendeckenden Umsetzung kommen wird. Es wird angenommen, dass ab 2013 eine kontinuierliche Zunahme der getrennten Bio-

¹¹⁵ Das kinetische Modell zur Emissionsberechnung aus der Abfalldeponierung bildet die Ausgasung der deponierten organischen Materialien über die Zeit ab und berücksichtigt auch die Erfassung und Nutzung von Deponiegas. Für nähere Details zum Modell vgl. UBA (2012).

abfallerfassung erfolgte, die bis 2025 zu einer Zusatzmenge in Kompostierungsanlagen von 2 Mio. Mg/a führt und dass die Mengen ab dann konstant bleiben. Das entspricht zwischen 2013 und 2015 einer jährlichen Zunahme der in die Kompostierung verbrachten Abfälle von 153.850 Mg/a. Die Verteilung zwischen Kompostierungsanlagen zur Bioabfall- und Grünabfallkompostierung wird gegenüber dem Jahr 2012 konstant gehalten. Demnach werden etwa 56,5% der getrennt erfassten organischen Abfälle in Bioabfallbehandlungsanlagen kompostiert.

3.1.12.3 Annahmen und Parameter MWMS

Seit 2013 wird die direkte Deponiebelüftung zur Reduktion des Methanbildungspotenzials im Rahmen der NKI-Kommunalrichtlinie gefördert. Durch Weiterführung und Intensivierung dieser Maßnahme, wie im Aktionsprogramm Klimaschutz beschrieben, insbesondere durch ein ergänzendes Projekt zur Information und Motivation der betroffenen Akteure sollen in dem Programm in den Jahren 2015 bis 2018 insgesamt etwa 120, insbesondere größere Deponien belüftet werden. Die Belüftungsdauer je Maßnahme beträgt zwischen 1 und 5 Jahren. Planmäßig sollen die letzten Belüftungsmaßnahmen 2018 beginnen. Deshalb wird angenommen, dass die Maßnahmen 2023 abgeschlossen sein werden. Die möglichen Reduktionen können nur grob geschätzt werden, da für jeden Einzelfall unterschiedliche Rahmenbedingungen bezüglich dem Gasschlupf und dem noch enthaltenen Gaspotenzial zu erwarten ist.

In der Summe wird ein Potenzial von 75.000 t Methan je Jahr geschätzt, in der Zeit von 5 Jahren in der die Maßnahme laufen soll. Die erreichbaren Reduktionen werden auf den Betrachtungszeitraum gleichmäßig verteilt. Daraus errechnet sich eine Reduktion von insgesamt 375.000 t Methan oder 9,375 Mio. t CO₂-Äquivalente. Verteilt auf die Zeit von 20 Jahren resultiert daraus eine jährliche Reduktion von 18.750 t Methan bzw. 468.750 t CO₂-Äquivalente.

3.1.12.4 Ergebnisse der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios

Die Treibhausgasemissionen der Abfall- und Abwasserwirtschaft werden durch die Methanemissionen aus den Abfalldeponien dominiert. Diese gehen aufgrund der seit 2005 beendeten Deponierung von unbehandelten Abfällen, die lange im Voraus angekündigt war, bereits seit 1990 stetig zurück. Die seit 2005 noch abgelagerten Abfallmengen bestehen insbesondere aus vorbehandelten Haushaltsabfällen und hausmüllähnlichen Gewerbeabfällen sowie Abfällen aus der Industrie, bei denen die inerten Anteile überwiegen. Die Methan- und Lachgasemissionen aus den weiteren Quellen, insbesondere Kompostierung, mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA) und kommunale Abwasserbehandlung weisen demgegenüber nur geringere Veränderungen auf. Insgesamt sind die Treibhausgasemissionen, angegeben als CO₂-Äquivalente, 2012 gegenüber 1990 um knapp 70% und gegenüber 2005 um fast 37% zurückgegangen. Die Prognose bis 2035 zeigt einen Rückgang von etwa 86% gegenüber 1990 und ca. 72% gegenüber 2005 (siehe Tabelle 3-100).

Tabelle 3-100: Entwicklung der Methan- und Lachgas-Emissionen aus der Abfallwirtschaft im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990-2035

	1990	2000	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt									
Abfallinput										
Deponien	46.687	16.008	4.079	1.200	907	907	907	907	907	907
Kompostierungsanlagen	724	9.030	9.207	8.699	9.532	9.992	10.761	11.530	11.530	11.530
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	n.a.	1.246	2.520	4.154	4.474	4.474	4.474	4.474	4.474	4.474
Kommunale Abwasserbehandlung	4.847	4.714	4.784	4.744	4.673	4.673	4.673	4.673	4.673	4.673

	1990	2000	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt									
CH₄-Emissionen										
Deponien	1.838	1.170	855	572	486	342	250	187	142	109
Kompostierungsanlagen	2,4	26,0	26,2	25,3	27,4	28,7	30,9	33,1	33,1	33,1
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	n.a.	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Kommunale Abwasserbehandlung	70,6	2,9	2,0	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Summe CH₄	1.911	1.199	883	599	515	372	282	221	176	143
ggü. 1990 in %		-37,3%	-53,8%	-68,7%	-73,1%	-80,5%	-85,3%	-88,4%	-90,8%	-92,5%
ggü. 2005 in %				-32,2%	-41,7%	-57,9%	-68,1%	-75,0%	-80,0%	-83,8%
Summe N₂O	7,7	8,7	9,0	8,9	8,9	8,9	8,9	9,0	9,0	9,0
Summe CO₂-Äquivalente	42.504	27.863	21.333	15.323	13.553	10.575	8.677	7.433	6.492	5.794
ggü. 1990 in %		-34,7%	-50,1%	-64,3%	-68,4%	-75,1%	-79,6%	-82,5%	-84,7%	-86,4%
ggü. 2005 in %				-28,3%	-36,7%	-50,4%	-59,3%	-65,2%	-69,6%	-72,9%

Quelle: eigene Berechnungen Öko-Institut

3.1.12.5 Ergebnisse der Projektion des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios

Da im Sektor Abfall die Deponiebelüftung die einzige Maßnahme darstellt, wirkt sich diese gegenüber dem MMS Szenario nur auf die Methanemissionen aus Deponien aus. Die Methanemissionen gehen damit im MWMS um 1,7 Mio t bzw. 92,5 % im Vergleich zu 1990 zurück. Insgesamt, also bezogen auf die CO₂-Äquivalente, führt dies im MWMS zu einem Rückgang der Emissionen aus der Abfallwirtschaft um über 86 % im Vergleich zu 1990, siehe Tabelle 3-101.

Tabelle 3-101: Entwicklung der Methan- und Lachgas-Emissionen aus der Abfallwirtschaft im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990-2035

	1990	2000	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt									
Abfallinput										
Deponien	46.687	16.008	4.079	1.200	907	907	907	907	907	907
Kompostierungsanlagen	724	9.030	9.207	8.699	9.532	9.992	10.761	11.530	11.530	11.530
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	n.a.	1.246	2.520	4.154	4.474	4.474	4.474	4.474	4.474	4.474
Kommunale Abwasserbehandlung	4.847	4.714	4.784	4.744	4.673	4.673	4.673	4.673	4.673	4.673
CH₄-Emissionen										
Deponien	1.838	1.170	855	572	486	323,45	230,84	167,93	123,15	89,89
Kompostierungsanlagen	2,4	26,0	26,2	25,3	27,4	28,7	30,9	33,1	33,1	33,1

	1990	2000	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt									
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	n.a.	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Kommunale Abwasserbehandlung	70,6	2,9	2,0	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Summe CH₄	1.911	1.199	883	599	515	353	263	202	158	124
ggü. 1990 in %		-37,3%	-53,8%	-68,7%	-73,1%	-81,5%	-86,2%	-89,4%	-91,8%	-93,5%
ggü. 2005 in %				-32,2%	-41,7%	-60,0%	-70,2%	-77,1%	-82,2%	-85,9%
Summe N₂O	7,7	8,7	9,0	8,9	8,9	8,9	8,9	9,0	9,0	9,0
Summe CO₂-Äquivalente	42.504	27.878	21.342	15.335	13.568	10.182	8.284	7.040	6.100	5.401
ggü. 1990 in %		-34,4%	-49,8%	-63,9%	-68,1%	-76,0%	-80,5%	-83,4%	-85,6%	-87,3%
ggü. 2005 in %				-28,1%	-36,4%	-52,3%	-61,2%	-67,0%	-71,4%	-74,7%

Quelle: eigene Berechnungen Öko-Institut

3.2 Primär- und Endenergieverbrauch

3.2.1 Primärenergieverbrauch

Die im Folgenden dargestellten Bilanzen des Primärenergieverbrauch wurden mit Hilfe eines Modells generiert, an einigen Stellen durch Zusatz- und Anpassungsrechnungen ergänzt und folgen insgesamt dem Schema der Energiebilanzen.¹¹⁶

In diesem Kontext ist anzumerken, dass hinsichtlich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs eine systematische Verzerrung durch die verschiedenen Konventionen der Energiestatistik zu berücksichtigen ist. So

¹¹⁶ Um die Vergleichbarkeit mit dem Mengengerüst für die Emissionsermittlung zu ermöglichen, ist auf die folgenden Unterschiede zwischen der Systematik der Emissionsinventarisierung und der Systematik der Energiebilanzen hinzuweisen: Erstens wird in der Systematik der Energiebilanz beim Endenergieeinsatz der gesamte Energiebedarf des Flugverkehrs, also auch des internationalen Flugverkehrs bilanziert. Dagegen wird der internationale Seeverkehr weder beim Endenergieeinsatz noch beim Primärenergieverbrauch (im Inland), sondern bei den Hochseebunkerungen erfasst. Bei der Emissionsinventarisierung werden dagegen der internationale Luft- und Seeverkehr nur nachrichtlich ausgewiesen. Zweitens errechnet sich in der Systematik der Energiebilanz der Endenergiebedarf des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus (im Folgenden: Industrie) aus dem direkten Endenergieeinsatz in der Industrie sowie dem der Wärmeerzeugung zuzurechnenden Brennstoffeinsatz in den industriellen Heizkraftwerken. Für die Emissionsermittlung werden dem Sektor Industrie aber die gesamten Energieeinsätze in Industriekraftwerken zugerechnet.

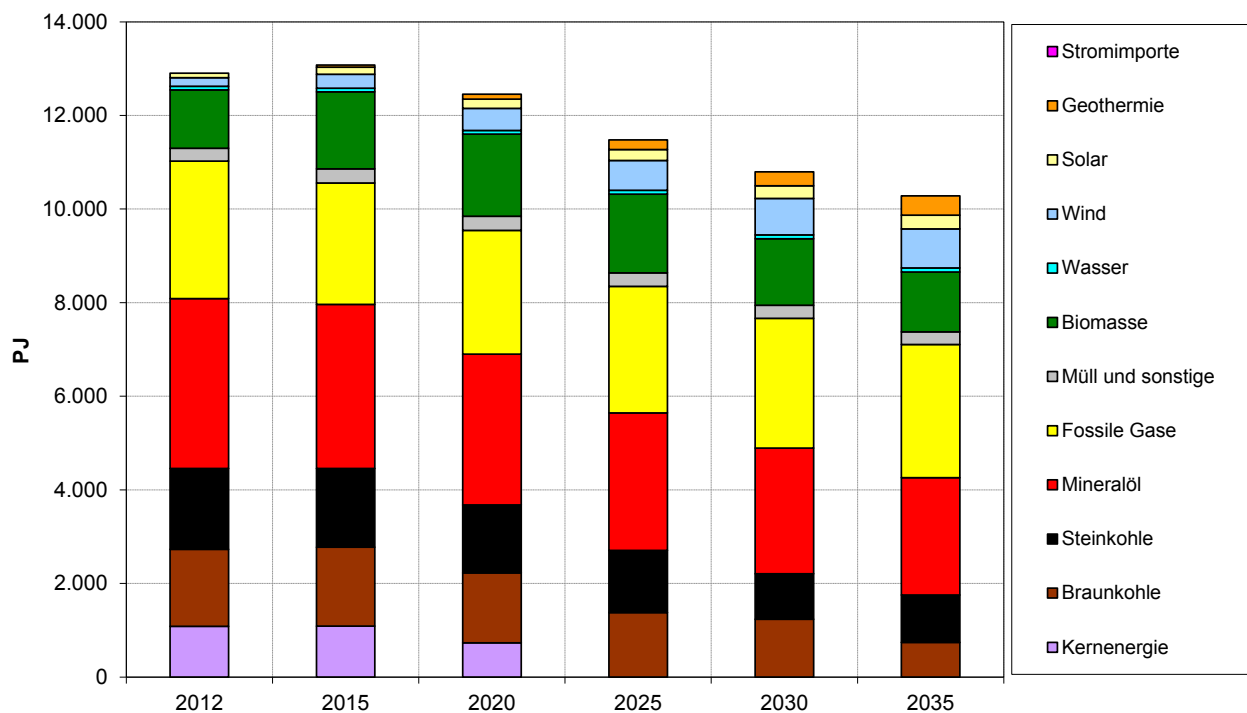
Um eine möglichst umfassende Vergleichbarkeit der Energiedaten zu gewährleisten wurden für die Ermittlung der Energiebedarfsdaten die nachstehenden Konventionen getroffen:

Der Energieverbrauch des internationalen Seeverkehrs wird bei der Primärenergiebetrachtung nicht berücksichtigt. Der Energieverbrauch sowohl des nationalen als auch des internationalen Luftverkehrs wird dagegen bei der Primärenergieermittlung voll berücksichtigt. Der Energieverbrauch des gesamten internationalen (See- und Luft-) Verkehrs wird weiterhin bei den Endenergieeinsatzdaten zunächst voll ausgewiesen (im Folgenden: weite Abgrenzung des Endenergiebedarfs). Der Energieeinsatz in den Industriekraftwerken wird zunächst ebenfalls dem Endverbrauchssektor Industrie zugerechnet (im Folgenden: weite Abgrenzung des Endenergiebedarfs). Um neben der Vergleichbarkeit mit den Emissionsdaten auch eine Vergleichbarkeit mit den Energiebilanzen zu ermöglichen, erfolgt zusätzlich eine Endenergieermittlung, die näherungsweise der Systematik der Energiebilanzen entspricht (im Folgenden: enge Abgrenzung des Endenergiebedarfs): Energieeinsatz in der Industrie ohne Brennstoffeinsatz in den Industriekraftwerken sowie gesamter Energieeinsatz im Verkehr, inklusive internationalem Luftverkehr, aber ohne internationalen Seeverkehr.

wird die Kernenergie nach der verwendeten Wirkungsgradmethode per Konvention primärenergieseitig mit einem Faktor 3 bewertet, wohingegen v.a. erneuerbare Energieträger, abgesehen von Geothermie (hier erfolgt die primärenergieseitige Bewertung mit dem Faktor 10) und Biomasse, mit einem hypothetischen Wirkungsgrad von 100% in die Primärenergiebilanz eingehen.¹¹⁷ Tendenziell sinkt somit der PEV aufgrund der unterschiedlichen primärenergieseitigen Bewertung der nicht-fossilen Energieträger. Zudem ist zu beachten, dass – abweichend von den offiziellen Energiebilanzen für Deutschland – in den Primärenergieverbräuchen dieses Berichts der nichtenergetische Verbrauch von fossilen Energieträgern *nicht* enthalten ist.

3.2.1.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Abbildung 3-18: Primärenergieverbrauch im Mit-Maßnahmen-Szenario



Quelle: eigene Darstellung des Öko-Institut

Der Primärenergieverbrauch sinkt im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) von 13.422 PJ im Jahr 2008 auf 10.258 PJ im Jahr 2035 (-24%). Damit einher geht eine Verschiebung der Struktur des Primärenergieverbrauchs, wie Abbildung 3-18 und Tabelle 3-102 zeigen.

Der Verbrauch von Mineralölen und Kohlen nimmt zwischen 2012 und 2035 deutlich ab: So sinkt der Primärenergieverbrauch von Mineralöl um 1.157 PJ (-32%) über den Betrachtungszeitraum und der Verbrauch von Kohlen geht um 1.623 PJ zurück, was etwa einer Halbierung entspricht. Dabei ist der Rückgang von Braunkohle (-55%) deutlich stärker als der von Steinkohle (-41%). Der Einsatz der Kernenergie zur Stromerzeugung geht aufgrund des Atomausstiegs nach 2022 auf null zurück. Der Verbrauch an fossilen Gasen sinkt bis 2035 nur um 75 PJ (-3%) gegenüber 2012. Ein starker Zuwachs ist vor allem bei den erneuerbaren Energieträgern festzustellen, wo sich zwischen dem Basisjahr 2012 und dem Ende der Analyse im Jahr 2035 ein Anstieg des Verbrauchs auf das 2,3fache einstellt. In hohem Maße tragen hierzu Wind und vor allem Biomasse bei. Mit 1.275 PJ im Jahr 2035 trägt die Biomasse nur 2% mehr als 2012 zum Primärenergieverbrauch bei, ist aber weiterhin wichtigster erneuerbarer Energieträger mit etwa 44% des Einsatzes aller erneuerbaren Energieträger von insgesamt 2.903 PJ. Wind ist im Jahr 2035 mit 837 PJ der zweitwichtigste erneuerbare Energieträger und hat

¹¹⁷ Auch der Stromaußenhandel wird primärenergieseitig mit einem Wirkungsgrad von 100% bewertet.

2035 etwa den 4,6-fachen Beitrag gegenüber 2012. Der verbleibende regenerative Primärenergieverbrauch von 792 PJ verteilt sich im Wesentlichen auf Wasserkraft, Solarenergie sowie Umgebungs- und Erdwärme. Damit werden die Erneuerbaren zusammen wichtigster Energieträger. Der absolute Beitrag von Müll und sonstigen Energieträgern bleibt – von Schwankungen abgesehen – im Wesentlichen unverändert.

Tabelle 3-102: Primärenergieverbrauch im MMS 2008-2035

	2008	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ						
Kernenergie	1.623	1.085	1.089	731	0	0	0
Braunkohle	1.566	1.646	1.686	1.492	1.376	1.234	738
Steinkohle	1.823	1.728	1.677	1.452	1.328	969	1.012
Mineralöl	3.948	3.630	3.451	3.176	2.895	2.651	2.474
Fossile Gase	3.100	2.935	2.604	2.656	2.716	2.785	2.860
Müll und sonstige	193	276	305	299	290	277	271
Biomasse ^a	934	1.246	1.649	1.761	1.683	1.422	1.275
Wasser	74	78	77	80	82	84	86
Wind	146	182	297	473	635	779	837
Solar	16	95	153	193	235	268	289
Geothermie	0	0	46	109	206	300	416
Primärenergie^b	13.422	12.902	13.034	12.422	11.448	10.769	10.258
Veränderung gegenüber 2008	0,0%	-3,9%	-2,9%	-7,4%	-14,7%	-19,8%	-23,6%
Anteil erneuerbare Energien	8,7%	12,4%	17,1%	21,1%	24,8%	26,5%	28,3%

Anmerkungen: ^a einschließlich organischer Anteile des Mülls. ^b ohne Brennstoffeinsatz des internationalen Seeverkehrs (Hochseebunkerungen) und ohne nichtenergetischen Verbrauch.

Quelle: AGEB (2012–2014), UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer-ISI und Öko- Institut

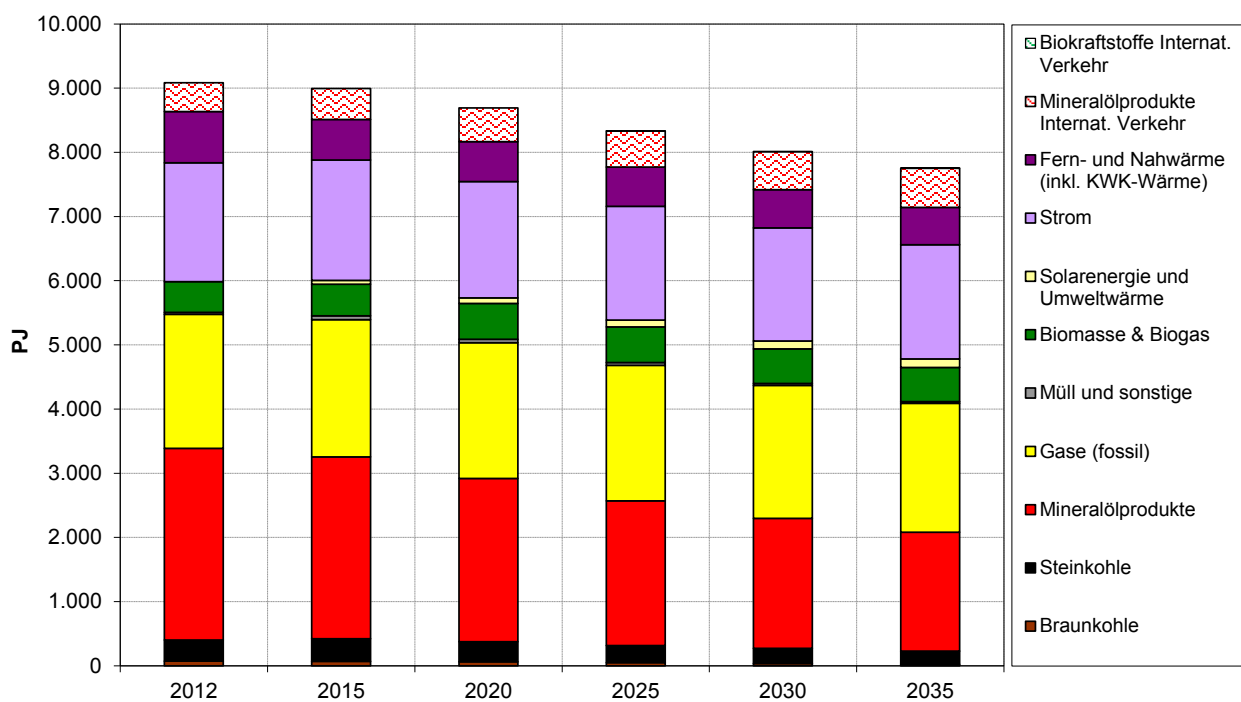
3.2.2 Endenergieverbrauch

3.2.2.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Der gesamte Endverbrauch (in der – näherungsweise – Abgrenzung der Energiebilanz) ist leicht rückläufig. Er sinkt von 8.981 PJ im Jahr 2012 auf 8.571 PJ im Jahr 2020 und 7.604 PJ im Jahr 2035, was einem Rückgang von 5% (2020) bzw. 15% (2035) entspricht.

Wie auch beim Primärenergieverbrauch ist die Entwicklung für die einzelnen Energieträgergruppen sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 3-19 und Tabelle 3-103). Der (bereits im Basisjahr 2012 geringe) Verbrauch von Braunkohlen nimmt von 2012 bis 2020 um etwa 15% und bis 2035 um 70% ab. Der Steinkohleeinsatz, der im Wesentlichen auf den Sektor Industrie entfällt (v.a. auf die Metallherzeugung) geht bis 2020 um etwa 4% und bis 2035 um etwa 37% zurück, wobei Steinkohleeinsatz in der Stahlindustrie nur begrenzt substituiert werden kann. Bei den Mineralölprodukten inklusive Flugkraftstoffen ist über den Betrachtungszeitraum 2012 bis 2035 ein Rückgang des Verbrauchs zu beobachten, der sich bis 2020 um etwa 15% und bis 2035 um 28% verringert. Hinzuweisen ist dabei auf die Tatsache, dass sich dieser Verbrauchsrückgang im Bereich der Mineralölprodukte als Saldo eines starken Rückgangs im Bereich von Heizöl, Ottokraftstoff sowie Diesel und einem deutlichen Zuwachs von Flugtreibstoffen ergibt. Bei Erdgas ist hingegen für den Zeitraum 2012 bis 2020 noch ein leichter Zuwachs des Verbrauchs (gut 1%) zu verzeichnen, bis 2035 nimmt dann aber auch der Erdgaseinsatz in den Endverbrauchssektoren ab und erreicht 2035 ein Niveau von 4% unter dem von 2012.

Abbildung 3-19: Endenergieverbrauch nach Brennstoffen im MMS



Quelle: Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Der Deckungsbeitrag der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch nimmt im Szenariozeitraum deutlich zu und wächst – bei einem allerdings geringen Ausgangsniveau von unter 6% (479 PJ) – bis 2020 auf 646 PJ an, 34% mehr als 2012. Da aber nach 2020 der Biomasseinsatz leicht rückläufig ist, legen die erneuerbaren Energieträger dann insgesamt nur noch gering zu auf 666 PJ im Jahr im Jahr 2035, was ein Plus von 39% gegenüber 2012 bedeutet. Damit werden dann Deckungsanteile von 8% bzw. 9% erreicht werden (jeweils ohne internationalen Luftverkehr). Dass trotz eines Rückgangs der Biomasse die erneuerbaren Energien zulegen, ist

darauf zurückzuführen, dass Solarenergie, Geothermie und Umweltwärme eine wachsende Bedeutung haben. Der gesamte Endenergieverbrauch an Strom sinkt bis 2020 um etwa 2% und bis 2035 um 4%.

Tabelle 3-103: Endenergieverbrauch nach Brennstoffen im MMS

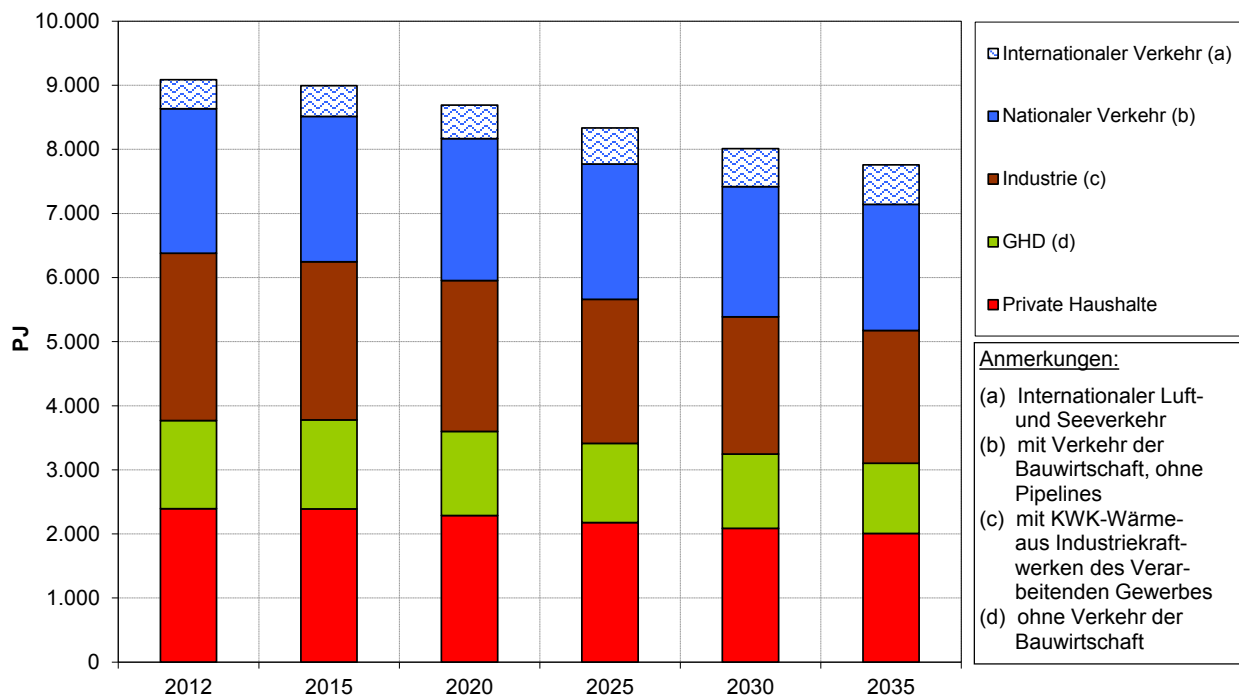
Brennstoff	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ					
Braunkohle	75	71	64	50	38	22
Steinkohle	326	351	312	267	235	206
Mineralölprodukte	2.987	2.835	2.545	2.253	2.024	1.854
Gase (fossil)	2.088	2.137	2.113	2.112	2.072	2.007
Müll und sonstige	31	60	55	46	32	26
Biomasse ^a	479	490	557	552	539	534
Solarenergie und Umweltwärme	0	60	88	108	122	132
Strom	1.854	1.877	1.811	1.773	1.761	1.780
Fern- und Nahwärme (inkl. KWK-Wärme)	796	631	623	612	597	581
Summe	8.636	8.514	8.168	7.773	7.420	7.144
<i>Nachr.:</i>						
Mineralöl- & Biokraftstoffprodukte im Internationalen Verkehr ^b	451	480	525	562	593	641
davon Internationaler Luftverkehr	345	369	403	430	451	460
davon Internationaler Seeverkehr	106	112	122	132	142	153
Energieeinsatz Industriekraftwerke ^c	693	689	694	688	687	691
Summe inkl. internationalem Luftverkehr	8.981	8.883	8.571	8.204	7.871	7.604

Anmerkung: ^a einschließlich organischer Anteile des Mülls. ^b in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger nicht enthalten. ^c in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger enthalten.

Quelle: Angaben auf der Grundlage von AGEb (2012–2014), UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Die Entwicklungen in den einzelnen Sektoren fallen dabei sehr unterschiedlich aus (siehe Abbildung 3-20 und Tabelle 3-104). Während der Endenergiebedarf in der Industrie gegenüber 2012 bis 2020 um etwa 10% und bis 2035 um 21% zurückgeht, sinkt der Bedarf im GHD-Sektor von 2012 bis 2020 um 5% bzw. bis 2035 um 20%. Vor allem aufgrund von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebereich und effizienterer Anlagentechnik geht der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte bis 2020 um knapp 4% und bis 2035 um 16% zurück. Erhebliche Verbrauchsrückgänge ergeben sich auch für den nationalen Bereich des Verkehrssektors, hier verringert sich die Nachfrage v.a. als Folge verschärfter Verbrauchsstandards von 2012 bis 2020 um 2% und von 2012 bis 2035 um 13%. Eine gegenläufige Entwicklung ergibt sich für den internationalen Verkehr, hier kommt es bis 2020 zu einem Zuwachs des Endenergieverbrauchs von knapp 13% und bis 2035 um 35%.

Abbildung 3-20: Endenergieverbrauch nach Sektoren im MMS



Quelle: Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-104: Endenergieverbrauch nach Sektoren im MMS

Sektor	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ					
Private Haushalte	2.394	2.391	2.289	2.179	2.087	2.009
GHD ^a	1.377	1.388	1.310	1.236	1.160	1.095
Industrie ^b	2.611	2.468	2.355	2.248	2.142	2.069
Nationaler Verkehr ^c	2.254	2.268	2.213	2.111	2.030	1.970
Internationaler Luft- und Seeverkehr	451	480	511	551	584	609
Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung)	9.087	8.995	8.679	8.324	8.004	7.752
<i>Nachr.:</i>						
Internationaler Luftverkehr	345	369	403	430	451	460
Internationaler Seeverkehr	106	112	108	120	133	148
Verkehr Bauwirtschaft	42	39	39	39	39	39
Energieeinsatz Industriekraftwerke	693	689	694	688	687	691
Endenergieverbrauch (enge Abgrenzung)^d	8.288	8.194	7.877	7.516	7.185	6.913

Anmerkungen: ^a ohne Energiebedarf des Verkehrs der Bauwirtschaft. ^b mit Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus. ^c mit Verkehr der Bauwirtschaft, ohne Pipelines. ^d Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung) ohne Internationalen Seeverkehr und ohne Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke.

Quelle: Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut; Angaben auf der Grundlage von AGEb (2012-2014).

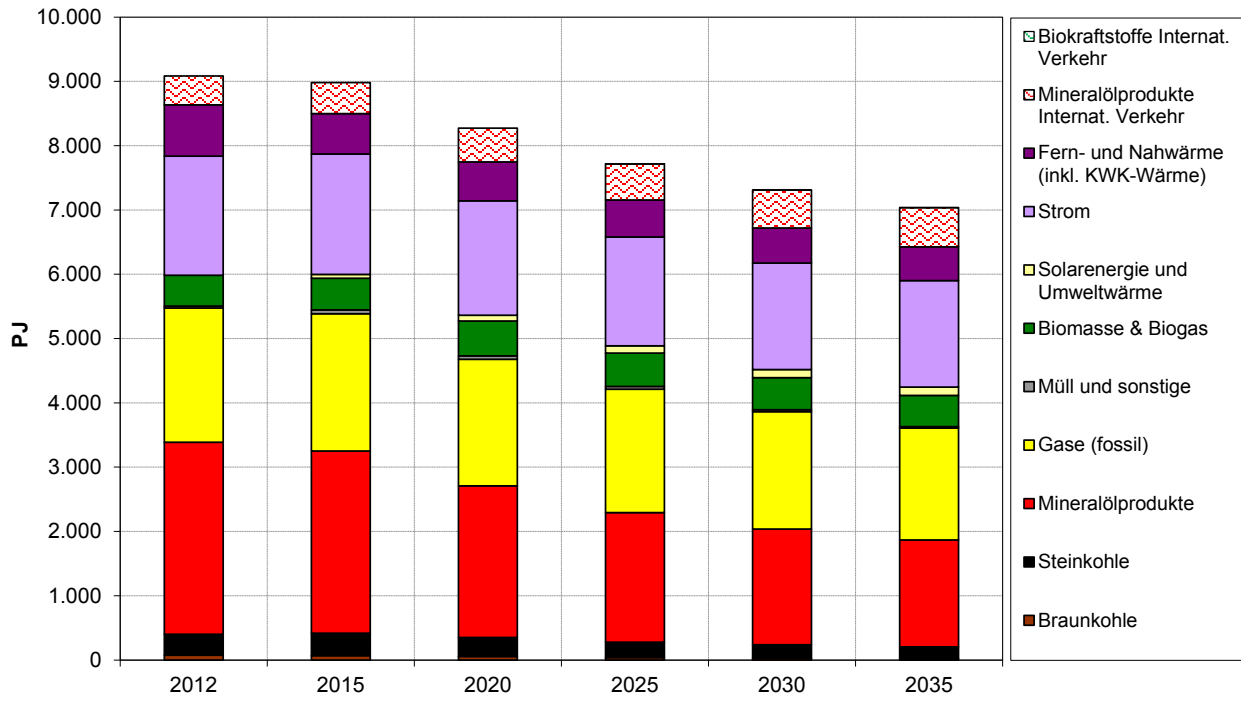
3.2.2.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Der gesamte Endenergieverbrauch (in der – näherungsweise – Abgrenzung der Energiebilanz) ist rückläufig. Er sinkt von 8.981 PJ im Jahr 2012 auf 8.151 PJ im Jahr 2020 und 6.887 PJ im Jahr 2035, was einem Rückgang von 9% (2020) bzw. 23% (2035) entspricht.

Wie auch beim Primärenergieverbrauch ist die Entwicklung für die einzelnen Energieträgergruppen sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 3-21 und Tabelle 3-105). Der (bereits im Basisjahr 2012 geringe) Verbrauch von Braunkohlen nimmt von 2012 bis 2020 um etwa 24% und bis 2035 um 75% ab. Der Steinkohleneinsatz, der im Wesentlichen auf den Sektor Industrie entfällt (v.a. auf die Metallherzeugung) geht bis 2020 um etwa 10% und bis 2035 um etwa 43% zurück, wobei Steinkohleeinsatz in der Stahlindustrie nur begrenzt substituiert werden kann. Bei den Mineralölprodukten inklusive Flugkraftstoffen ist über den Betrachtungszeitraum 2012 bis 2035 ein Rückgang des Verbrauchs zu beobachten, der sich bis 2020 um etwa 21% und bis 2035 um 44% verringert. Hinzuweisen ist dabei auf die Tatsache, dass sich dieser Verbrauchsrückgang im Bereich der Mineralölprodukte als Saldo eines starken Rückgangs im Bereich von Heizöl, Ottokraftstoff sowie Diesel und einem deutlichen Zuwachs von Flugtreibstoffen ergibt. Bei Erdgas ist zunächst für den Zeitraum 2012 bis 2020 nur ein leichter Rückgang des Verbrauchs (-6%) zu verzeichnen, bis 2035 nimmt er dann deutlich stärker ab und liegt 2035 um 17% unterhalb von 2012.

Der Deckungsbeitrag der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch nimmt im Szenariozeitraum deutlich zu und wächst – bei einem allerdings geringem Ausgangsniveau von unter 6% (479 PJ) – bis 2020 auf 632 PJ an, 32% mehr als 2012. Da aber nach 2020 der Biomasseeinsatz rückläufig ist, nehmen dann nach 2020 auch die erneuerbaren Energieträger auf nur noch 617 PJ im Jahr im Jahr 2035, was ein Plus von 29% gegenüber 2012 bedeutet. Damit werden dann Deckungsanteile von 8% bzw. 10% erreicht werden (jeweils ohne internationalen Luftverkehr). Ein deutliches Wachstum verzeichnen Solarenergie, Geothermie und Umweltwärme auf 131 PJ im Jahr 2035. Der gesamte Endenergieverbrauch an Strom sinkt bis 2020 um etwa 4% und bis 2035 um 11%.

Abbildung 3-21: Endenergieverbrauch nach Brennstoffen im MWMS



Quelle: Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-105: Endenergieverbrauch nach Brennstoffen im MWMS

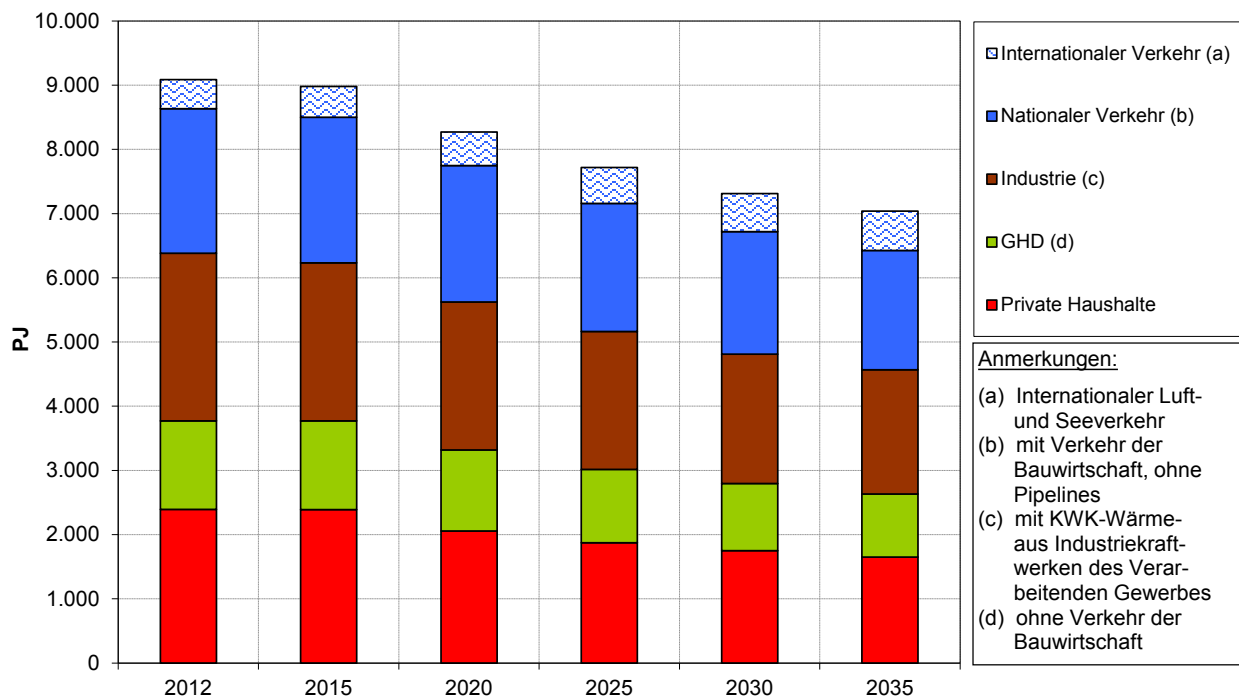
Brennstoff	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ					
Braunkohle	75	70	57	39	31	19
Steinkohle	326	350	294	241	209	186
Mineralölprodukte	2.987	2.833	2.359	2.016	1.799	1.664
Gase (fossil)	2.088	2.134	1.969	1.918	1.824	1.737
Müll und sonstige	31	60	53	44	30	24
Biomasse ^a	479	493	540	518	501	485
Solarenergie und Umweltwärme	0	60	92	113	124	131
Strom	1.854	1.873	1.779	1.694	1.656	1.654
Fern- und Nahwärme (inkl. KWK-Wärme)	796	629	604	576	546	525
Summe	8.636	8.502	7.748	7.158	6.720	6.427
<i>Nachr.:</i>						
Mineralöl- & Biokraftstoffprodukte im Internationalen Verkehr ^b	451	480	525	562	593	614
davon Internationaler Luftverkehr	345	369	403	430	451	460
davon Internationaler Seeverkehr	106	112	122	132	142	153
Energieeinsatz Industriekraftwerke ^c	693	689	650	618	587	565
Summe inkl. internationalem Luftverkehr	8.981	8.870	8.151	7.588	7.172	6.887

Anmerkung: ^a einschließlich organischer Anteile des Mülls. ^b in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger nicht enthalten. ^c in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger enthalten.

Quelle: Angaben auf der Grundlage von AGEb (2012–2014), UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Die Entwicklungen in den einzelnen Sektoren fallen dabei sehr unterschiedlich aus (siehe Abbildung 3-22 und Tabelle 3-106). Während der Endenergieverbrauch in der Industrie gegenüber 2012 bis 2020 um etwa 12% und bis 2035 um 26% zurückgeht, sinkt der Bedarf im GHD-Sektor von 2012 bis 2020 um 9% bzw. bis 2035 um 29%. Vor allem aufgrund von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebereich und effizienterer Anlagentechnik geht der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte bis 2020 um 14% und bis 2035 um 31% zurück. Erhebliche Verbrauchsrückgänge ergeben sich auch für den nationalen Bereich des Verkehrssektors, hier verringert sich die Nachfrage v.a. als Folge verschärfter Verbrauchsstandards von 2012 bis 2020 um 6% und von 2012 bis 2035 um 18%. Eine gegenläufige Entwicklung ergibt sich für den internationalen Verkehr, hier kommt es bis 2020 zu einem Zuwachs des Endenergieverbrauchs von knapp 16% und bis 2035 um 36%.

Abbildung 3-22: Endenergieverbrauch nach Sektoren im MWMS



Quelle: Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-106: Endenergieverbrauch nach Sektoren im MWMS

Sektor	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ					
Private Haushalte	2.394	2.390	2.059	1.875	1.752	1.651
GHD ^a	1.377	1.384	1.259	1.141	1.047	981
Industrie ^b	2.611	2.460	2.307	2.149	2.012	1.936
Nationaler Verkehr ^c	2.254	2.268	2.123	1.993	1.910	1.859
Internationaler Luft- und Seeverkehr	451	480	525	562	593	614
Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung)	9.087	8.982	8.273	7.720	7.313	7.040
<i>Nachr.:</i>						
Internationaler Luftverkehr	345	369	403	430	451	460
Internationaler Seeverkehr	106	112	122	132	142	153
Verkehr Bauwirtschaft	42	39	39	39	39	39
Energieeinsatz Industriekraftwerke	693	689	650	618	587	565
Endenergieverbrauch (enge Abgrenzung)^d	8.288	8.181	7.501	6.971	6.585	6.323

Anmerkungen: ^a ohne Energiebedarf des Verkehrs der Bauwirtschaft. ^b mit Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus. ^c mit Verkehr der Bauwirtschaft, ohne Pipelines. ^d Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung) ohne Internationalen Seeverkehr und ohne Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke.

Quelle: Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut; Angaben auf der Grundlage von AGEB (2012-2014).

3.2.3 Bruttostromverbrauch und Bruttostromerzeugung

3.2.3.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

Der Endenergieverbrauch an Strom sinkt gegenüber 2008 bis 2020 um 3% und um 5% bis 2035. Er würde deutlich stärker sinken, wenn es nicht zu einer deutlichen Steigerung des Stromverbrauchs im Straßenverkehr durch Elektrofahrzeuge kommen würde. Mehrere unterschiedliche Effekte in der Energiewirtschaft selbst führen dazu, dass der Bruttostromverbrauch um 5% bis 2020 und um 9% bis 2035 sinkt. Insbesondere ist hier die Reduktion des Eigenbedarfs von Kraftwerken nach 2020 zu nennen. Diese Reduktion ist darauf zurückzuführen, dass insbesondere Windkraft- und Photovoltaikanlagen einen deutlich niedrigeren Eigenstrombedarf aufweisen als thermische (fossile und nukleare) Kraftwerke. Dennoch wird das Ziel der Bundesregierung, den Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 um 10% gegenüber dem Jahr zu reduzieren, nur zur Hälfte erreicht. Dabei ist jedoch die Rolle der Sektorkopplung zu berücksichtigen. Darunter versteht man die Kopplung der Sektoren von Strom, Wärme und Verkehr. Strom wird zukünftig der zentrale Energieträger sein, der eine effiziente und kostengünstige Emissionsminderung in den Sektoren Wärme und Verkehr ermöglicht. Durch Sektorkopplung steigt der Stromverbrauch, während Stromeffizienz den Stromverbrauch senkt. Je nachdem welche Entwicklung überwiegt, kann der Bruttostromverbrauch entweder sinken oder steigen.

In den letzten Jahren wurde signifikant mehr Strom erzeugt als verbraucht, der Überschuss wurde in Nachbarländer exportiert. Der Exportüberschuss machte 2012 bereits 23 TWh bzw. 4%, gemessen am Bruttostromverbrauch, aus (siehe Tabelle A-4-5). Die Bruttostromerzeugung bleibt bis 2020 im Wesentlichen konstant, daher zum Jahr 2020 steigt der Exportüberschuss auf 53 TWh bzw. 9%. Bis 2035 sinkt die Bruttostromerzeugung auf 587 TWh bzw. 8% unterhalb des Niveaus von 2008 ab. Entsprechend sinkt der Exportüberschuss danach bis 2035 auf 28 TWh ab und macht dann noch 5% des Bruttostromverbrauchs aus.

Tabelle 3-107: Bruttostromverbrauch im MMS 2008-2035

	2008	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh						
Industrie	233	226	229	221	212	205	200
GHD	136	148	142	142	138	139	138
Haushalte	140	137	137	129	123	119	119
Schienenverkehr	17	12	13	13	14	14	14
Straßenverkehr*	0	0	0	1	6	15	25
Stromverbrauch Endenergie	524	523	521	507	493	491	497
zu 2008	0%	0%	-1%	-3%	-6%	-6%	-5%
Stromverbrauch im Umwandlungssektor	14	14	13	13	12	11	10
Leitungsverluste	30	25	24	23	22	22	22
Verbrauch Einspeicherung Stromspeicher	8	8	5	5	4	4	5
Eigenbedarf Kraftwerke	38	37	39	36	31	27	25
Bruttostromverbrauch	615	607	603	583	562	556	560
Veränderung zu 2008	0%	-1%	-2%	-5%	-9%	-10%	-9%
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-23	-34	-53	-48	-43	-28
Importanteil am Bruttostromverbrauch	-4%	-4%	-6%	-9%	-9%	-8%	-5%
Bruttostromerzeugung	637	630	637	636	610	599	587
Veränderung zu 2008	0%	-1%	0%	0%	-4%	-6%	-8%

Die mit Sternchen (*) markierten Stromverbräuche sind den neuen Verbrauchern zugeordnet, die restlichen Verbraucher den klassischen Verbrauchern

Quelle: AGE (2012–2014)¹¹⁸. Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.2.3.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Der Endenergieverbrauch an Strom sinkt gegenüber 2008 bis 2020 um 6% und um 12% bis 2035. Er würde deutlich stärker sinken, wenn es nicht zu einer deutlichen Steigerung des Stromverbrauchs im Straßenverkehr durch Elektrofahrzeuge kommen würde, die im MWMS auch höher ist als im MMS. Mehrere unterschiedliche Effekte in der Energiewirtschaft selbst führen dazu, dass der Bruttostromverbrauch um 8% bis 2020 und um 15% bis 2035 sinkt. Insbesondere ist hier die Reduktion des Eigenbedarfs von Kraftwerken zwischen 2012 und 2025 zu nennen. Diese Reduktion ist darauf zurückzuführen, dass insbesondere Windkraft- und Photovoltaikanlagen einen deutlich niedrigeren Eigenstrombedarf aufweisen als thermische (fossile und nukleare) Kraftwerke. Dennoch wird das Ziel der Bundesregierung, den Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 um 10% gegenüber dem Jahr 2008 zu reduzieren, auch im MWMS noch um zwei Prozentpunkte verfehlt. Wie bereits erwähnt ist jedoch die Rolle der Sektorkopplung zu berücksichtigen. Je nachdem welche Entwicklung – Sektorkopplung oder Stromeffizienz – überwiegt, kann der Bruttostromverbrauch entweder sinken oder steigen.

¹¹⁸ Siehe hierzu auch <http://www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>

In den letzten Jahren wurde signifikant mehr Strom erzeugt als verbraucht, der Überschuss wurde in Nachbarländer exportiert. Der Exportüberschuss machte 2012 bereits 23 TWh bzw. 4%, gemessen am Bruttostromverbrauch, aus (siehe Tabelle A-4-5). Die Bruttostromerzeugung bleibt bis 2020 im Wesentlichen konstant, daher zum Jahr 2020 steigt der Exportüberschuss auf 60 TWh bzw. 11%. Bis 2035 sinkt die Bruttostromerzeugung auf 559 TWh bzw. 12% unterhalb des Niveaus von 2008 ab. Entsprechend sinkt der Exportüberschuss danach bis 2035 auf 39 TWh ab und macht dann noch 7% der Bruttostromerzeugung aus.

Tabelle 3-108: Bruttostromverbrauch im MWMS 2008-2035

	2008	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh						
Industrie	233	226	229	216	202	191	187
GHD	136	148	142	134	131	130	131
Haushalte	140	137	137	126	113	107	103
Schienenverkehr	17	12	13	15	16	16	17
Straßenverkehr*	0	0	0	3	9	18	26
Stromverbrauch Endenergie	524	523	521	494	472	463	464
zu 2008	0%	0%	-1%	-6%	-10%	-12%	-12%
Stromverbrauch im Umwandlungssektor	14	14	13	13	12	11	10
Leistungsverluste	30	25	24	22	21	21	21
Verbrauch Einspeicherung Stromspeicher	8	8	5	5	4	4	4
Eigenbedarf Kraftwerke	38	37	39	33	28	24	22
Bruttostromverbrauch	615	607	603	567	537	523	520
Veränderung zu 2008	0%	-1%	-2%	-8%	-13%	-15%	-15%
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-23	-34	-60	-55	-55	-39
Importanteil am Bruttostromverbrauch	-4%	-4%	-6%	-11%	-10%	-11%	-7%
Bruttostromerzeugung	637	630	637	627	592	578	559
Veränderung zu 2008	0%	-1%	0%	-2%	-7%	-9%	-12%

Die mit Sternchen (*) markierten Stromverbräuche sind den neuen Verbrauchern zugeordnet, die restlichen Verbraucher den klassischen Verbrauchern

Quelle: AGEB (2012–2014)¹¹⁹. Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

¹¹⁹ Siehe hierzu auch <http://www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>

3.3 Gesamte energie- und prozessbedingte Treibhausgasemissionen

3.3.1 Emissionen aus Verbrennungsprozessen

Die summarische Entwicklung der CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen für das Mit-Maßnahmen-Szenario und das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario sind – einschließlich der den internationalen Bunkerungen zuzurechnenden Emissionen – in Tabelle 3-109 zusammengestellt.

Von 1990 bis 2035 werden im MMS Emissionsminderungen von knapp 45% erzielt, dies entspricht einer Minderung von 33% gegenüber dem Jahr 2005. Im MWMS liegen die Emissionen um knapp 50% gegenüber 1990 und um 39% gegenüber 2005 niedriger als 2035. Die dominierende Rolle spielen dabei die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen, die CH₄- und N₂O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen sind in beiden Szenarien von untergeordneter Bedeutung. Bis 2020 werden Emissionsminderungen von etwa 284 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und 329 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS gegenüber 1990 bzw. 113 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und 158 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS gegenüber 2005 erwartet. Für 2035 erhöhen sich die Emissionsminderungen auf 449 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und 501 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS gegenüber 1990 bzw. 278 Mio. t CO₂-Äqu. im MMS und 331 Mio. t CO₂-Äqu. im MWMS gegenüber 2005.

Tabelle 3-109: Emissionsentwicklungen für die verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO₂-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2012	997.653	831.166	807.198	800.043					
MMS					773.430	715.614	675.588	612.541	553.199
MWMS					772.884	670.990	615.581	546.340	501.502
CH₄-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2012	4.407	1.741	2.685	2.950					
MMS					2.832	2.906	2.729	2.131	1.663
MWMS					2.832	3.029	2.794	2.202	1.696
N₂O-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2012	7.115	5.330	5.880	6.200					
MMS					6.960	6.750	6.376	5.670	5.007
MWMS					6.957	6.371	5.825	4.937	4.521
Summe THG-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2012	1.009.176	838.237	815.762	809.193					
MMS					783.222	725.270	684.693	620.342	559.869
MWMS					782.673	680.390	624.200	553.479	507.718
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung 1990 – 2012		-16,9	-19,2	-19,8					
MMS					-22,4	-28,1	-32,2	-38,5	-44,5
MWMS					-22,4	-32,6	-38,1	-45,2	-49,7
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 1990 – 2012			-2,7	-3,5					
MMS					-6,6	-13,5	-18,3	-26,0	-33,2
MWMS					-6,6	-18,8	-25,5	-34,0	-39,4

Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR; mit CO₂-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung sowie mit internationalem Flugverkehr und Hochseeschifffahrt

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Die Entwicklung der Emissionen aus den einzelnen Brennstoffen ist dabei zwischen den unterschiedlichen Brennstoffen durchaus divers, wie Tabelle 3-110 und Tabelle 3-111 zeigen.

Im Jahr 2012 war Mineralöl für den größten Teil der verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen verantwortlich. Bis zum Jahr 2035 sinken diese Emissionen im MMS um 81 Mio. t CO₂-Äqu. (-30%) und im MWMS um

96 Mio. t CO₂-Äqu. (-35%) gegenüber dem Jahr 2012; Mineralöl bleibt aber in beiden Szenarien weiterhin der Energieträger mit den absolut höchsten Emissionen. Eine stärkere Reduktion der Emissionen um 102 Mio. t CO₂-Äqu. (-45%) im MMS und um 114 Mio. t CO₂-Äqu. (-62%) im MWMS ist zwischen 2012 und 2035 bei den Braunkohlen als derzeitigem Brennstoff mit den zweithöchsten Emissionen zu verzeichnen. Ebenso werden die Emissionen aus Steinkohlen im gleichen Zeitraum im MMS um 61 Mio. t CO₂-Äqu. (-38%) und im MWMS um 80 Mio. t CO₂-Äqu. (-50 %) reduziert. Dem gegenüber stehen die Emissionen aus Erdgas, die 2035 im MMS nur um gut 3 Mio. t CO₂-Äqu. (-2%) und im MWMS nur um knapp 5 Mio. t CO₂-Äqu. niedriger als 2012 liegen werden. Bei Erdgas ist insbesondere zu beobachten, dass die Emissionen zunächst zwischen 2012 und 2015 kurzfristig sehr deutlich absinken, danach aber langfristig im MMS wieder ansteigen bzw. im MWMS auf konstantem Niveau verbleiben. Die Emissionen aus Müll verändern sich im MMS über den Betrachtungszeitraum in der absoluten Höhe nur geringfügig, sinken aber im MWMS um 5 Mio. t CO₂-Äqu. ab. Die Emissionen aus Biomasse (bei letzteren sind nur die Methan- und Lachgasemissionen relevant) sinken in beiden Szenarien ab.

Tabelle 3-110: Entwicklung der gesamten verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen nach Brennstoffen im MMS, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	347,9	179,8	170,2	185,0	189,6	167,7	154,8	138,9	83,1
Steinkohlen	205,8	170,7	162,6	159,7	155,9	136,6	126,6	93,6	98,4
Öl	331,1	305,7	281,3	272,6	262,0	242,6	222,3	204,5	191,7
Erdgas	115,9	167,1	178,7	165,5	146,6	149,5	153,2	157,5	162,1
Müll	7,5	12,9	19,5	22,5	24,5	24,0	23,4	22,3	21,9
Biomasse	0,5	1,0	2,4	2,8	3,7	3,9	3,7	2,9	2,3
Summe	1.009	837,1	814,8	808,2	785,6	782,2	724,4	683,9	619,6
REA	0,6	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,5
Summe mit REA	1.009	838,2	815,8	809,2	786,6	783,2	725,3	684,7	620,3

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

Tabelle 3-111: Entwicklung der gesamten verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen nach Brennstoffen im MWMS, 1990–2035

Brennstoff	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂ -Äqu.								
Braunkohlen	347,9	179,8	170,2	185,0	189,6	147,7	128,4	91,1	70,8
Steinkohlen	205,8	170,7	162,6	159,7	155,8	117,9	107,3	93,1	79,6
Öl	331,1	305,7	281,3	272,6	261,7	226,6	202,4	186,5	176,6
Erdgas	115,9	167,1	178,7	165,5	146,4	161,1	160,9	160,8	160,9
Müll	7,5	12,9	19,5	22,5	24,5	22,5	20,9	18,9	17,5
Biomasse	0,5	1,0	2,4	2,8	3,7	3,9	3,6	2,6	2,1
Summe	1.009	837,1	814,8	808,2	781,7	679,6	623,5	553,0	507,3
REA	0,6	1,1	1,0	1,0	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
Summe mit REA	1.009	838,2	815,8	809,2	782,7	680,4	624,2	553,5	507,7

Quelle: UBA (2014 a+b), Modellrechnungen vom Öko-Institut

3.3.2 Prozessbedingte Treibhausgasemissionen

Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen (aus der Industrie) unterscheiden sich kaum zwischen Mit-Maßnahmen-Szenario und Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario. Im MMS sinken die Emissionen aus Industrieprozessen insgesamt bis 2035 um 48% bzw. 47 Mio. t CO₂-Äqu. gegenüber 1990, entsprechend um knapp 37% bzw. 29 Mio. t CO₂-Äqu. gegenüber 2005. Im MWMS sind die Emissionsminderungen jeweils um etwa 2 Mio. t CO₂-Äqu. höher. Der Anteil von CO₂ an den prozessbedingten Treibhausgasen, der 1990 bei 63% und 2005 bei 79% lag, steigt in beiden Szenarien bis 2035 auf etwa 88% – trotz eines absoluten Absinkens der CO₂-Emissionen. Dabei sind die Emissionsminderungen im MWMS höher als im MMS. Beim N₂O als zweitwichtigstes prozessbedingtes Treibhausgas sank der Anteil bereits von 25% im Jahr 1990 auf 11% im Jahr 2005. Im Jahr 2035 werden die N₂O-Emissionen noch einen Anteil von unter 3% haben. Bemerkenswert ist, dass die wesentliche Reduktion der N₂O-Emissionen bis 2015 erfolgt sein wird und danach die N₂O-Emissionen sogar wieder leicht ansteigen werden. Prozessbedingte CH₄-Emissionen sind bereits historisch marginal und bleiben dies auch zukünftig. Bei den fluorierten Treibhausgasen ist das Bild uneinheitlich. Der Anteil der HFKW-Emissionen stieg von knapp 5% im Jahr 1990 auf über 10% im Jahr 2005 und wird weiter bis auf einen Anteil von 14% im Jahr 2015 ansteigen, um dann wieder auf unter 7% im Jahr 2035 deutlich abzusinken. Die FKW-Emissionen hatten 1990 einen Anteil von knapp 3% und sanken auf einen Anteil von gut 1% im Jahr 2005 und werden 2035 nur noch einen sehr geringen Anteil haben. Der Anteil von SF₆ war von 1990 bis 2012 relativ konstant unter 5% der gesamten prozessbedingten Emissionen. 2035 wird der Anteil nur noch bei etwa 2% liegen, allerdings steigt der Anteil zunächst bis 2020 auf fast 7% an und eine deutliche Reduktion des Anteils setzt erst nach 2020 ein.

Tabelle 3-112: Emissionsentwicklungen für die prozessbedingten Treibhausgasemissionen nach Gasen, 1990–2035

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	kt CO ₂ -Äqu.								
CO₂-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2010	62.396	59.326	53.939	53.681					
MMS					54.813	52.027	49.373	47.076	45.209
MWMS					54.807	49.959	47.081	44.705	42.793
CH₄-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2010	4	5	5	5					
MMS					6	5	5	5	5
MWMS					6	5	5	5	5
N₂O-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2010	24.434	8.694	4.124	3.463					
MMS					1.183	1.223	1.277	1.334	1.399
MWMS					1.183	1.223	1.276	1.334	1.399
HFKW-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2010	4.592	8.448	8.877	9.346					
MMS					9.779	8.726	6.768	3.310	3.479
MWMS					9.779	8.542	5.038	3.310	3.479
FKW-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2010	2.630	726	302	209					
MMS					207	206	200	195	191
MWMS					207	206	200	195	191
SF₆-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2010	4.642	3.480	3.194	3.307					
MMS					3.615	4.355	2.702	1.049	943
MWMS					3.615	4.355	2.702	1.049	943
Summe THG-Emissionen									
Entwicklung 1990 – 2010	98.698	80.678	70.441	70.010					
MMS					69.603	66.541	60.325	52.969	51.226
MWMS					69.597	64.290	56.303	50.598	48.811
	Veränderung ab 1990 in %								
Entwicklung		-18,3	-28,6	-29,1					

	1990	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
1990 – 2010									
MMS					-29,5	-32,6	-38,9	-46,3	-48,1
MWMS					-29,5	-34,9	-43,0	-48,7	-50,5
	Veränderung ab 2005 in %								
Entwicklung 1990 – 2010			-12,7	-13,2					
MMS					-13,7	-17,5	-25,2	-34,3	-36,5
MWMS					-13,7	-20,3	-30,2	-37,3	-39,5

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.4 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen und deren Komponenten

Im Folgenden werden die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen des Mit-Maßnahmen-Szenarios und des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario jeweils auf zwei unterschiedlichen Weisen aggregiert dargestellt, zum einen werden die Beiträge der unterschiedlichen Treibhausgase, zum anderen die Beiträge der einzelnen Quellbereiche abgebildet. Die gesamten Treibhausgasemissionen werden dabei jeweils in einer weiten und einer engen Abgrenzung dargestellt, das heißt jeweils mit bzw. ohne Berücksichtigung der Emissionsbeiträge der Hochseeschifffahrt und des internationalen Flugverkehrs. Diese beiden internationalen Verkehre sind zwar in den nationalen Treibhausgasinventaren enthalten, allerdings nur nachrichtlich als „memo items“. Projektionen zur Freisetzung oder Bindung von Treibhausgasen im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF = Land Use, Land-Use Change and Forestry) wurden im Rahmen dieses Berichts nicht ermittelt und sind folglich nicht in den Übersichtstabellen enthalten. In der Regel werden Emissionen aus internationalem Treibstoffbunkerungen (Hochseeschifffahrt und internationaler Flugverkehr) sowie aus LULUCF nicht auf die Erreichung nationaler Klimaschutzziele in Deutschland angerechnet; dieser Konvention wird auch in diesem Bericht gefolgt.

3.4.1 Mit-Maßnahmen-Szenario

3.4.1.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Treibhausgasen

In Tabelle 3-113 ist die Entwicklung der Emissionen von Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), teilfluorierten Kohlenwasserstoffen (HFKW), perfluorierten Kohlenwasserstoffen (FKW) sowie Schwefelhexafluorid (SF₆) zusammengestellt. In dieser Zusammenstellung sind die Treibhausgasemissionen aus internationalen Treibstoffbunkerungen (Hochseeschifffahrt und internationaler Flugverkehr) gesondert und nicht nach Gasen differenziert ausgewiesen und nur in der unteren der beiden Summenzeilen berücksichtigt.

Bis zum Jahr 2012 wurden in der nationalen Bilanz die gesamten Treibhausgasemissionen bereits um knapp 25 % gegenüber dem Jahr 1990 und um fast 6 % gegenüber 2005 reduziert. Gegenüber dem Referenzjahr 1990 sinken die gesamten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um knapp 33 % (-15 % gegenüber 2005) und bis zum Jahr 2035 um fast 48 % (-34 % gegenüber 2005). Die Ziele der Bundesregierung einer Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40 % bis 2020 und 55 % bis 2030 werden also im Mit-Maßnahmen-Szenario nicht erreicht.

Unter Berücksichtigung der Emissionen aus internationalem See- und Luftverkehr lagen die Emissionen um knapp 22 % bzw. gut 5 % niedriger als 1990 bzw. 2005 und sinken gegenüber 1990 bis 2020 um 29 % (-14 % gegenüber 2005) und bis 2035 um 44 % gegenüber 1990 (-32 % gegenüber 2005).

Zwischen 1990 und 2012 wurden die jährlichen Emissionen von Kohlendioxid¹²⁰ um rund 21 % reduziert. Historisch und auch in der Projektion ist CO₂ das Gas mit dem größten Anteil an den gesamten deutschen Treibhausgasemissionen. 1990 hatte es einen Anteil von gut 83 %, 2012 sogar von fast 88 %. Bis 2035 wird dieser Anteil auf etwa 85 % zurückgehen.

Bei Methan sind die größten Emissionsminderungen bereits in der Vergangenheit zu verzeichnen: CH₄ war 1990 nach CO₂ das bedeutendste Treibhausgas und hatte einen Anteil von fast 9 % an den Gesamtemissionen. Da aber die CH₄-Emissionen bis zum Jahr 2012 um 55 % reduziert werden konnten, sank der Anteil auf nur noch gut 5 %. Bis zum Jahr 2035 sinken die CH₄-Emissionen um fast 66 % gegenüber 1990. Da aber hier die Emissionsminderungen insbesondere nach 2020 unterproportional sind, steigt der Anteil bis 2035 wieder leicht an auf knapp 6 %. Lachgas hatte 1990 einen Anteil von knapp 7 % an den gesamten Treibhausgasemissionen. Auch hier konnten bis zum Jahr 2012 die Emissionen bereits um fast 35 % reduziert werden, sodass der Anteil an den Gesamtemissionen von 7 % auf 6 % sank. Anders als beim Methan sind beim Lachgas allerdings kaum weitere Emissionsreduktionen zu verzeichnen. 2035 beinahe gleich hoch wie 2012 sein. Daher steigt der Anteil der Lachgasemissionen auch auf über 8 % im Jahr 2035.

Die fluorierten Treibhausgasemissionen hatten im Jahr 1990 einen Anteil von 1,0 %, der bis zum Jahr 2012 auf 1,4 % anstieg. Bis zum Jahr 2020 wird der Anteil leicht auf 1,6 % ansteigen, um anschließend bis 2035 auf 0,7 % abzusinken. Innerhalb der fluorierten Treibhausgase ist die Gruppe der teilfluorierten Fluorkohlenwasserstoffe die bedeutendste. Zwischen 1990 und 2012 wurden die HFKW-Emissionen mehr als verdoppelt und werden bis 2015 weiter steigen. Da aber die HFKW-Emissionen anschließend deutlich absinken, wird 2035 ein Emissionsniveau von 24 % unterhalb von 1990 erreicht. Da die Emissionen von perfluorierten Kohlenwasserstoffen bis 2012 bereits um 92 % reduziert wurden, sind hier zukünftig nur noch geringe Emissionsminderungen zu erwarten. Die Emissionen von Schwefelhexafluorid wurden bis 2012 um fast 29 % gegenüber 1990 reduziert. Da aber zunächst ein Anstieg der SF₆-Emissionen projiziert wird, liegen die SF₆-Emissionen 2020 nur noch 6 % niedriger als 1990. Dafür wird aber nach 2020 ein sehr deutlicher Rückgang erwartet, sodass die SF₆-Emissionen bis 2035 um etwa 80 % gegenüber 1990 reduziert werden können. Insgesamt ergibt sich so eine deutliche Verschiebung der Bedeutung der einzelnen F-Gase: Im Jahr 1990 hatten SF₆ sowie die HFKW einen Anteil von jeweils 39 %, die restlichen 22 % entfielen auf FKW. Bis 2035 wird mit über 75 % der größte Teil aus HFKW stammen, wohingegen der Anteil von SF₆ auf gut 20 % absinken und die FKW sogar nur noch etwa 4 % Anteil haben werden.

Die Reduktionen gegenüber den Basisjahremissionen des Kyoto-Protokolls (hier wurden für CO₂, CH₄ und N₂O die Emissionen des Jahres 1990, für die fluorierten Gase hingegen die Emissionen des Jahres 1995 angesetzt) sind jeweils geringfügig höher als die Emissionsreduktionen gegenüber dem Jahr 1990.

Tabelle 3-113: Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Gasen im MMS, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Kohlendioxid	861,7	829,4	821,7	794,2	730,5	685,1	617,5	554,8
Methan	59,3	50,1	48,7	44,6	41,5	40,1	38,6	37,2
Lachgas	60,8	54,6	55,8	54,9	55,3	55,3	55,0	54,8
HFKW	8,4	8,9	9,3	9,8	8,7	6,8	3,3	3,5
FKW	0,7	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SF ₆	3,5	3,2	3,3	3,6	4,4	2,7	1,0	0,9

¹²⁰ Nicht berücksichtigt sind hier – wie auch in den übrigen CO₂-Emissionen dieses Berichts die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse.

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Gesamt	994,5	946,4	939,1	907,4	840,5	790,2	715,6	651,4
ggü. 2005	-	-4,8%	-5,6%	-8,8%	-15,5%	-20,5%	-28,0%	-34,5%
ggü. 1990	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,3%	-32,7%	-36,7%	-42,7%	-47,8%
ggü. Basis-jahr ^a	-20,6%	-24,4%	-25,0%	-27,5%	-32,9%	-36,9%	-42,8%	-48,0%
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. zivi- ler Luftver- kehr und in- ternat. See- verkehr	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamt incl. nachrichtlich	1.025,8	980,1	972,9	943,4	879,5	831,8	759,2	696,3
ggü. 2005	-	-4,5%	-5,2%	-8,0%	-14,3%	-18,9%	-26,0%	-32,1%
ggü. 1990	-17,5%	-21,2%	-21,8%	-24,1%	-29,3%	-33,1%	-39,0%	-44,0%
ggü. Basis-jahra	-17,8%	-21,4%	-22,0%	-24,4%	-29,5%	-33,3%	-39,1%	-44,2%

Anmerkung: a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.4.1.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen

Eine nach Quellbereichen strukturierte Übersicht über die Emissionsentwicklung im Mit-Maßnahmen-Szenario bieten Tabelle 3-114 sowie Abbildung 3-23 und Abbildung 3-24.

Mehr als die Hälfte der von 2012 bis zum Jahr 2035 erzielten Emissionsminderungen wird von der Energiewirtschaft erbracht. Die Emissionen sinken hier gegenüber 2012 absolut um 61 Mio t CO₂-Äqu. bis 2020 und um 160 Mio t CO₂-Äqu. bis 2035. Im Jahr 2020 entspricht das einer Minderung von 17 % gegenüber 2012 (-29 % ggü. 1990) und im Jahr 2035 einer Minderung von 43 % (-48 % ggü. 1990). War der Anteil der Energiewirtschaft an den Gesamtemissionen von gut 32 % im Jahr 1990 auf knapp 39 % im Jahr 2012 angestiegen, sinkt er bis 2035 auf etwa 31 %.

Die energiebedingten Industrieemissionen bleiben bis zum Jahr 2020 quasi konstant bei etwa 35 % unterhalb von 1990, um danach bis 2035 um knapp 15 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 5 % gegenüber 2012 abzusinken (-43 % ggü. 1990). Insgesamt steigt der Anteil der Industrieemissionen von 12 % im Jahr 2012 auf 15 % im Jahr 2035.

Die Treibhausgasemissionen des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen gehen bis 2020 um knapp 4 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 4 % gegenüber 2012 zurück (-53 % ggü. 1990) und um 17 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 6 % bis zum Jahr 2035 zurück (-68 % ggü. 1990). Der Anteil von GHD an den Gesamtemissionen sinkt leicht von knapp 5 % im Jahr 2012 auf gut 4 % im Jahr 2035.

Der zweitgrößte Beitrag zur projizierten Emissionsreduktion kommt von den privaten Haushalten: Diese reduzieren ihre Emissionen gegenüber 2012 bis 2020 um 18 % bzw. 17 Mio t CO₂-Äqu. (-41 % ggü. 1990) und bis 2035 um 42 % bzw. 40 Mio t CO₂-Äqu. (-58 % ggü. 1990). Zudem sinkt der Anteil der privaten Haushalte von 10 % im Jahr 2012 auf nur noch 8 % im Jahr 2035.

Nach der Energiewirtschaft und den privaten Haushalten weißt der Verkehr die größten absoluten Emissionsreduktionen auf. Eine Reduktion im Jahr 2020 um 7 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 4 % gegenüber 2012 (-10 % ggü. 1990) und im Jahr 2035 um 29 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 19 % gegenüber 2012 (-23 % ggü. 1990) ist zu verzeichnen. Dennoch setzt sich der historische Trend des steigenden Anteils der Verkehrsemissionen fort: Hatte der Verkehr 1990 noch einen Anteil von gut 13 % an den Gesamtemissionen, steigt dieser Anteil bis 2012 auf knapp 17 % und wird 2035 bei über 19 % liegen. Außerdem ist anzumerken, dass sich aufgrund des Ausbaus der Elektromobilität ein Teil der Emissionen aus dem Verkehrssektor in die Energiewirtschaft verlagert, da die öffentliche Stromerzeugung in letzterem bilanziert wird.

Die flüchtigen Emissionen der Energiesektoren weisen geringe absolute aber hohe relative Emissionsminderungen auf: Emissionsminderungen von 3 Mio t CO₂-Äqu. von 2012 bis 2020 und von 4 Mio t CO₂-Äqu. bis 2035 entsprechen einem Rückgängen gegenüber um 28 % im Jahr 2020 (-75 % ggü. 1990) und 39 % im Jahr 2035 (-79 % ggü. 1990). Der relative Anteil bleibt bei etwa 1 %.

Von den Nicht-Energie-Emissionen waren die Emissionen aus Industrieprozessen 1990 die bedeutendsten und machten damals 8 % der Gesamtemissionen, ein Anteil an dem sich nicht viel ändern wird. Dennoch werden die Emissionen aus Industrieprozessen gegenüber dem Jahr 2012 bis 2020 um 3 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 5 % (-29 % ggü. 1990) und bis 2035 um 19 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 28 % (-46 % ggü. 1990) zurückgeführt.

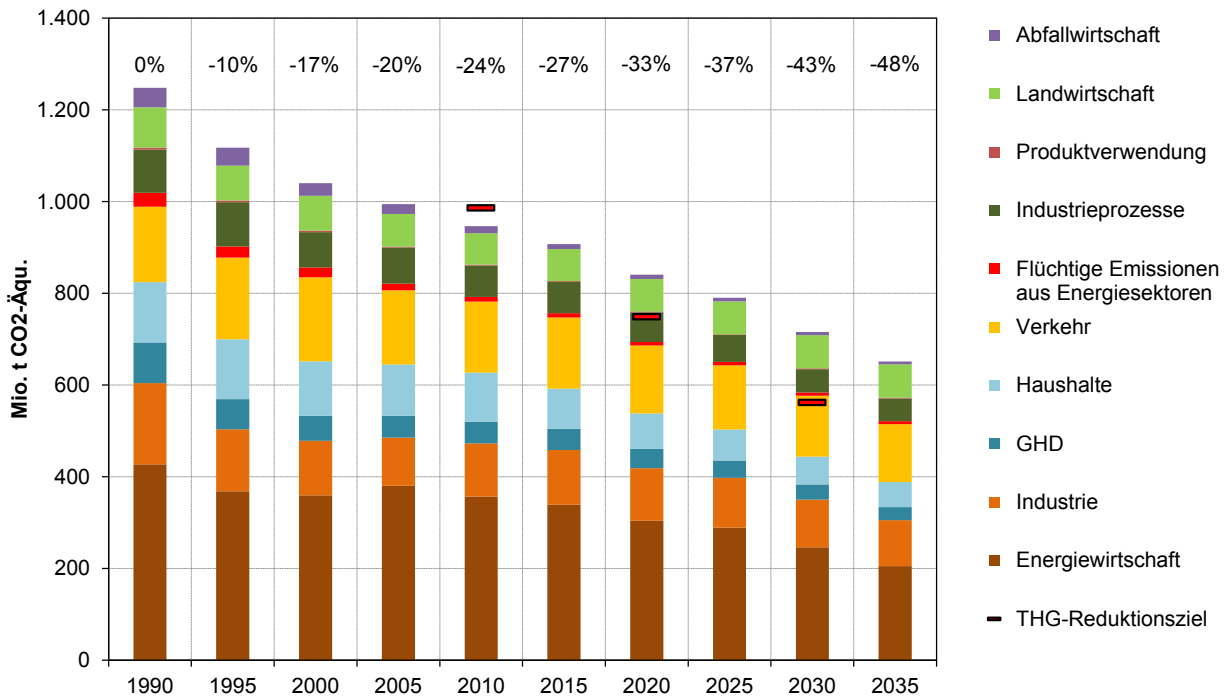
Die Emissionen aus der Produktverwendung bleiben zwar quasi konstant, spielen aber bei einem Anteil von unter einem Prozent eine untergeordnete Rolle.

Zwar sanken die Emissionen aus der Landwirtschaft zwischen 1990 und 2012, aber dennoch ist die Landwirtschaft mittlerweile bedeutendste Quelle für Treibhausgase außerhalb des Energiesektors geworden. Zudem ist die Landwirtschaft der einzige Sektor, der in der Projektion Emissionssteigerungen aufweist: um knapp 2 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 2 % gegenüber 2012 und 3 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 5 % gegenüber 2012. Dies bedeutet auch, dass der Anteil der Landwirtschaft an den Gesamtemissionen von 7 % auf 11 % ansteigen wird. Allerdings weisen die Landwirtschaftsemissionen immer noch eine Reduktion um 19 % (2020) bzw. 17 % (2035) gegenüber dem Jahr 1990 auf.

Die Abfallwirtschaft ist der Sektor, der mit einem Rückgang der Emissionen von 1990 bis 2012 um 68 % die historisch höchsten relativen Emissionsminderungen aufweist. Dennoch können die Emissionen der Abfallwirtschaft zwischen 2012 und 2020 um weitere 5 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 34 % und bis 2035 sogar um 7 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 55 % reduziert werden. Damit weißt die Abfallwirtschaft mit 79 % im Jahr 2020 und 86 % im Jahr 2035 auch weiterhin die größten relativen Emissionsminderungen gegenüber 1990 auf.

Der Anstieg der landwirtschaftlichen Emissionen und der noch geringe Rückgang der Emissionen der Abfallwirtschaft erklären den in Kapitel 3.4.1.1 beobachteten unterdurchschnittlichen Rückgang der Methan- und Lachgasemissionen.

Abbildung 3-23: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen im MMS (1990–2035, ohne internationale Treibstoffbunkerungen)



Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-114: Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen im MMS, 2005-2035

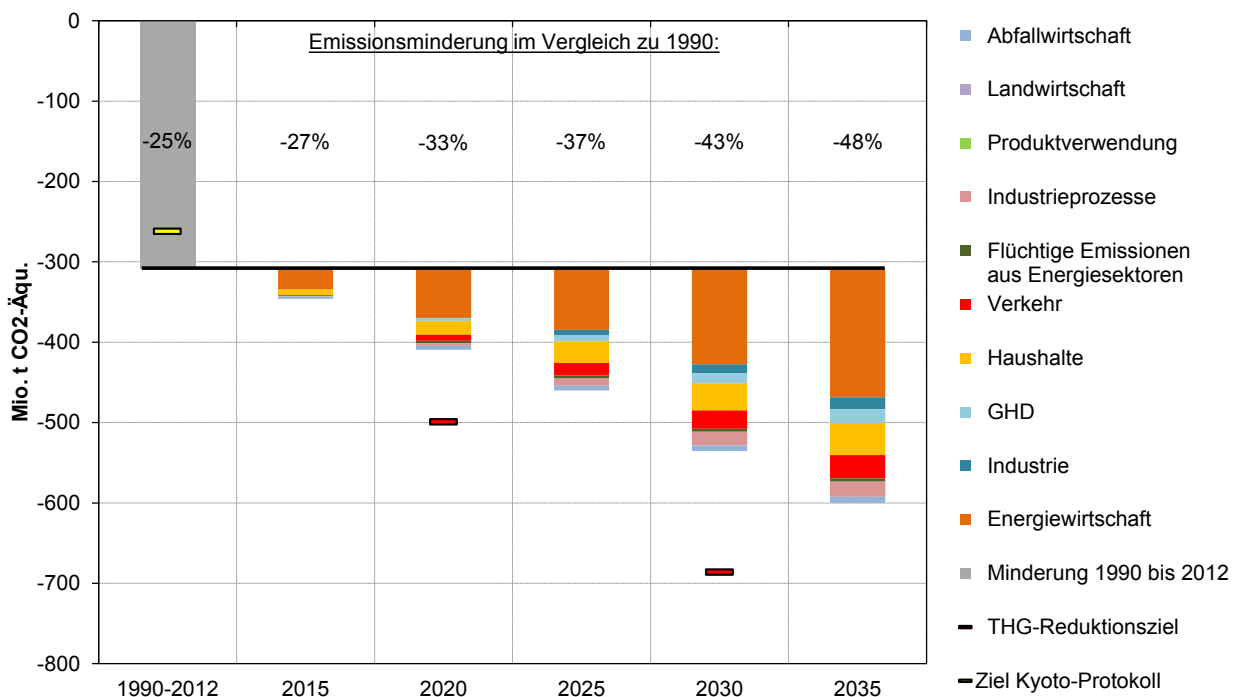
	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Energiewirtschaft	380,8	356,7	364,8	339,3	304,1	289,1	246,3	205,1
Industrie	104,6	116,2	115,1	119,2	114,8	108,8	104,1	100,3
GHD	47,8	47,4	45,6	46,1	42,1	37,4	33,0	28,4
Haushalte	111,9	106,8	94,5	87,9	77,1	67,7	60,5	54,6
Nationaler Verkehr	161,8	155,0	155,5	154,8	148,2	140,1	132,7	126,5
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	14,2	10,2	10,6	9,7	7,6	7,4	6,9	6,4
Industrieprozesse	78,6	68,5	68,3	67,8	64,8	58,5	51,1	49,4
Produktverwendung	2,1	1,9	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8
Landwirtschaft	71,4	68,4	69,5	70,1	71,2	71,7	72,2	72,7
Abfallwirtschaft	21,3	15,3	13,6	10,7	8,9	7,7	6,8	6,1
Gesamt	994,5	946,4	939,1	907,4	840,5	790,2	715,6	651,4
ggü. 2005	-	-4,8%	-5,6%	-8,8%	-15,5%	-20,5%	-28,0%	-34,5%
ggü. 1990	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,3%	-32,7%	-36,7%	-42,7%	-47,8%

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
ggü. Basisjahr ^a	-20,6%	-24,4%	-25,0%	-27,5%	-32,9%	-36,9%	-42,8%	-48,0%
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamt incl. nachrichtlich	1.025,8	980,1	972,9	943,4	879,5	831,8	759,2	696,3
ggü. 2005	-	-4,5%	-5,2%	-8,0%	-14,3%	-18,9%	-26,0%	-32,1%
ggü. 1990	-17,5%	-21,2%	-21,8%	-24,1%	-29,3%	-33,1%	-39,0%	-44,0%
ggü. Basisjahr ^a	-17,8%	-21,4%	-22,0%	-24,4%	-29,5%	-33,3%	-39,1%	-44,2%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Abbildung 3-24: Beiträge der einzelnen Quellbereiche zur Emissionsminderung im MMS (2012–2035, ohne internationalen Luft- und Seeverkehr)



Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.4.1.3 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in ETS und ESD

Tabelle 3-115 beschreibt die Emissionsentwicklung im Emissionshandel (ETS) und in den von der Effort-Sharing-Decision (ESD) erfassten Sektoren. Bis 2020 gehen die Emissionen von stationären Anlagen im Emissionshandel um 20% gegenüber dem Jahr 2005 zurück. Die Emissionen in den von der Effort-Sharing-Decision erfassten Sektoren gehen bis 2020 um 11% zurück. Die Minderungsverpflichtungen der Mitgliedstaaten bis

2020 im Rahmen dieser Entscheidung wurden in absolute Emissionsbudgets umgerechnet, um den seit 2008 erfolgten Veränderungen in der Zuordnung der verschiedenen Quellbereiche zum Geltungsbereich der Effort-Sharing-Entscheidung und methodischen Änderungen bei der Inventarberechnung gerecht zu werden. Danach muss Deutschland in 2020 ein Budget von 425,6 Mio. t CO₂-Äquivalente einhalten. Im MMS zeigen die Ergebnisse einen Rückgang der Emissionen bis 2020 auf etwa 422 Mio. t bei Umrechnung der Ergebnisse auf die neuen Erwärmungspotentiale (GWPs) und aktuellen Methoden (Details zur Umrechnung siehe Anhang A6).

Im Flugverkehr wird bis 2020 ein Anstieg der Emissionen um 17% gegenüber dem Jahr 2005 erwartet.¹²¹

Die Emissionen der stationären Anlagen, die vom Emissionshandel erfasst werden, erfolgt durch eine Abschätzung für die einzelnen Sektoren (CRF-Kategorien), zu welchem Anteil sie vom Emissionshandel erfasst werden. Hier treten naturgemäß Ungenauigkeiten auf, weil die Modellierung nicht emissionshandelspflichtige Anlagen abbildet, sondern die Sektoren des Inventars. Die Aufteilung der Sektoren auf den Emissionshandel und die von der Effort-Sharing-Decision erfassten Sektoren ist vorläufig.

¹²¹ Im Projektionsbericht werden die Emissionen des Luftverkehrs in der Abgrenzung der Inventare modelliert. Im Emissionshandel werden aktuell etwa 30% der Emissionen des internationalen Flugverkehrs erfasst (für Flüge von deutschen Flughäfen in die EU, Norwegen und Liechtenstein). Es wurde angenommen, dass dieser Anteil in Zukunft konstant bleibt.

Tabelle 3-115: Emissionsentwicklung im Emissionshandel und in den ESD-Sektoren im MMS 2005-2035, vorläufig

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
CO ₂ aus stat. ETS-Anlagen ^a	507,0	477,0	474,8	453,5	408,9	385,5	335,3	289,0
N ₂ O aus stat. ETS-Anlagen ^a	7,9	3,6	3,0	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0
PFC aus stat. ETS-Anlagen ^a	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe stat. ETS-Anlagen ^a	515,3	480,8	477,9	454,4	409,8	386,5	336,4	290,1
THG-Emissionen nicht-ETS ^b	471,6	458,0	453,3	444,6	421,7	394,3	369,3	351,2
Summe stat. ETS-Anlagen und ESD ^c	986,9	938,8	931,2	899,0	831,5	780,9	705,7	641,4
Stat. ETS ggü. 2005 ^a	-	-7%	-7%	-12%	-20%	-25%	-35%	-44%
Nicht-ETS ggü. 2005 ^b	-	-3%	-4%	-6%	-11%	-16%	-22%	-26%
<i>Nachr.:</i>								
Flugverkehrs-ETS ^d	9,0	9,4	9,4	9,9	10,6	11,1	11,5	11,6
Flug-ETS ggü. 2005	-	4%	5%	10%	17%	23%	28%	29%

Anmerkung: ^a vom EU-ETS erfasste stationäre Anlagen, für die ganze Zeitreihe in der Abgrenzung ab 2013; ETS-Emissionen zwischen 2005 und 2012 sind dazu Scope-bereinigt, d.h. auf die ETS-Abgrenzung ab 2013 umgerechnet. ^b Nicht-ETS-Emissionen ohne nationalen Flugverkehr unter Berücksichtigung der ETS-Scope-Bereinigung; aufgrund von laufenden rückwirkenden Aktualisierungen des Nationalen Treibhausgasinventars kann sich die Bezugsgröße der Nicht-ETS-Emissionen (hier 471,6 Mio. t CO₂-Äqu.) für das Jahr 2005 verändern. ^c Diese Summe ist kleiner als die nationalen Gesamtemissionen, da der nationale Flugverkehr weder in den ESD-Emissionen noch in stationären ETS-Emissionen enthalten ist. ^d Hier wird der nationale Flugverkehr zuzüglich 30% des internationalen Flugverkehrs in der Inventarabgrenzung berichtet.

Quelle: UBA (2014a+b), EEA (2015), Berechnungen des Öko-Institut

3.4.2 Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

3.4.2.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Treibhausgasen

In Tabelle 3-113 ist die Entwicklung der Emissionen von Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), teilfluorierten Kohlenwasserstoffen (HFKW), perfluorierten Kohlenwasserstoffen (FKW) sowie Schwefelhexafluorid (SF₆) zusammengestellt. In dieser Zusammenstellung sind die Treibhausgasemissionen aus internationalen Treibstoffbunkerungen (Hochseeschifffahrt und internationaler Flugverkehr) gesondert und nicht nach Gasen differenziert ausgewiesen und nur in der unteren der beiden Summenzeilen berücksichtigt.

Bis zum Jahr 2012 wurden in der nationalen Bilanz die gesamten Treibhausgasemissionen bereits um knapp 25 % gegenüber dem Jahr 1990 und um fast 6 % gegenüber 2005 reduziert.

Im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* ergibt sich für die *gesamten Treibhausgasemissionen* (ohne Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft) für den Zeitraum 2005 bis 2020 eine Minderung um 205 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. fast 21 %. Bis 2030 beträgt die Minderung ggü. 2005 etwa 353 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. mehr als 35 % und bis 2035 403 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. über 40 %. Berücksichtigt man die zusätzlich zu den modellierten Maßnahmen vorgesehene Minderung in 2020 von bis zu 7 Mio. t CO₂¹²², so entspricht dies im Vergleich zu 1990 bis 2020 einer Minderung um 37,4 %. Bis 2030 ergibt sich eine Minderung um etwa 49 % und bis 2035 um knapp 53 %.

Unter Berücksichtigung der Emissionen aus internationalem See- und Luftverkehr lagen die Emissionen 2012 um knapp 22 % bzw. gut 5 % niedriger als 1990 bzw. 2005 und sinken gegenüber 1990 bis 2020 um 33 % (-19 % gegenüber 2005) und bis 2035 um 49 % gegenüber 1990 (-38 % gegenüber 2005).

Zwischen 1990 und 2012 wurden die jährlichen Emissionen von Kohlendioxid¹²³ um rund 21 % reduziert. Historisch und auch in der Projektion ist CO₂ das Gas mit dem größten Anteil an den gesamten deutschen Treibhausgasemissionen. 1990 hatte es einen Anteil von gut 83 %, 2012 sogar von fast 88 %. Bis 2035 wird dieser Anteil auf etwa 85 % zurückgehen.

Bei Methan sind die größten Emissionsminderungen bereits in der Vergangenheit zu verzeichnen: CH₄ war 1990 nach CO₂ das bedeutendste Treibhausgas und hatte einen Anteil von fast 9 % an den Gesamtemissionen. Da aber die CH₄-Emissionen bis zum Jahr 2012 um 55 % reduziert werden konnten, sank der Anteil auf nur noch gut 5 %. Bis zum Jahr 2035 sinken die CH₄-Emissionen um fast 67 % gegenüber 1990. Da aber hier die Emissionsminderungen insbesondere nach 2020 unterproportional sind, steigt der Anteil bis 2035 wieder leicht an auf über 6 %. Lachgas hatte 1990 einen Anteil von knapp 7 % an den gesamten Treibhausgasemissionen. Auch hier konnten bis zum Jahr 2012 die Emissionen bereits um fast 35 % reduziert werden, sodass der Anteil an den Gesamtemissionen von 7 % auf 6 % sank. Anders als beim im MMS sind im MWMS beim Lachgas weitere Emissionsreduktionen zu verzeichnen, die Emissionen 2035 sind um 41 % gegenüber 1990. Dennoch steigt der Anteil der Lachgasemissionen auch im MWMS auf über 8 % im Jahr 2035.

Die fluorierten Treibhausgasemissionen hatten im Jahr 1990 einen Anteil von 1,0 %, der bis zum Jahr 2012 auf 1,4 % anstieg. Bis zum Jahr 2020 wird der Anteil leicht auf 1,7 % ansteigen, um anschließend bis 2035 auf 0,8 % abzusinken. Innerhalb der fluorierten Treibhausgase ist die Gruppe der teilfluorierten Fluorkohlenwasserstoffe die bedeutendste. Zwischen 1990 und 2012 wurden die HFKW-Emissionen mehr als verdoppelt und werden bis 2015 weiter steigen. Da aber die HFKW-Emissionen anschließend deutlich absinken, wird 2035 ein Emissionsniveau von 24 % unterhalb von 1990 erreicht. Da die Emissionen von perfluorierten Kohlenwasserstoffen bis 2012 bereits um 92 % reduziert wurden, sind hier zukünftig nur noch geringe Emissionsminderungen zu erwarten. Die Emissionen von Schwefelhexafluorid wurden bis 2012 um fast 29 % gegenüber 1990 reduziert. Da aber zunächst ein Anstieg der SF₆-Emissionen projiziert wird, liegen die SF₆-Emissionen 2020 nur noch 5 % niedriger als 1990. Dafür wird aber nach 2020 ein sehr deutlicher Rückgang erwartet, sodass die SF₆-Emissionen bis 2035 um etwa 80 % gegenüber 1990 reduziert werden können. Insgesamt ergibt sich so eine deutliche Verschiebung der Bedeutung der einzelnen F-Gase: Im Jahr 1990 hatten SF₆ sowie die HFKW einen Anteil von jeweils 39 %, die restlichen 22 % entfielen auf FKW. Bis 2035 wird mit über 75 % der größte Teil aus HFKW stammen, wohingegen der Anteil von SF₆ auf gut 20 % absinken und die FKW sogar nur noch etwa 4 % Anteil haben werden.

¹²² Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

¹²³ Nicht berücksichtigt sind hier – wie auch in den übrigen CO₂-Emissionen dieses Berichts die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse.

Die Reduktionen gegenüber den Basisjahremissionen des Kyoto-Protokolls (hier wurden für CO₂, CH₄ und N₂O die Emissionen des Jahres 1990, für die fluorierten Gase hingegen die Emissionen des Jahres 1995 angesetzt) sind jeweils geringfügig höher als die Emissionsreduktionen gegenüber dem Jahr 1990.

Tabelle 3-116: Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Gasen im MWMS, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Kohlendioxid	861,7	829,4	821,7	793,7	683,8	622,8	548,9	500,7
Methan	59,3	50,1	48,7	44,2	40,7	39,2	37,5	36,0
Lachgas	60,8	54,6	55,8	54,9	51,5	51,0	50,4	50,2
HFKW	8,4	8,9	9,3	9,8	8,5	5,0	3,3	3,5
FKW	0,7	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SF ₆	3,5	3,2	3,3	3,6	4,4	2,7	1,0	0,9
Gesamt	994,5	946,4	939,1	906,4	789,1	721,0	641,3	591,5
ggü. 2005	-	-4,8%	-5,6%	-8,9%	-20,7%	-27,5%	-35,5%	-40,5%
ggü. 1990	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,4%	-36,8%	-42,2%	-48,6%	-52,6%
ggü. Basis-jahr ^a	-20,6%	-24,4%	-25,0%	-27,6%	-37,0%	-42,4%	-48,8%	-52,7%
Gesamt incl. Paket vom 2. Juli 2015^b					782,1			
ggü. 1990					-37,4%			
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamt incl. nachrichtlich	1.025,8	980,1	972,9	942,4	828,1	762,6	684,9	636,3
ggü. 2005	-	-4,5%	-5,2%	-8,1%	-19,3%	-25,7%	-33,2%	-38,0%
ggü. 1990	-17,5%	-21,2%	-21,8%	-24,2%	-33,4%	-38,7%	-44,9%	-48,8%
ggü. Basis-jahra	-17,8%	-21,4%	-22,0%	-24,4%	-33,6%	-38,9%	-45,1%	-49,0%

Anmerkung:

^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

^b Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.4.2.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen

Eine nach Quellbereichen strukturierte Übersicht über die Emissionsentwicklung im Mit-Maßnahmen-Szenario bieten Tabelle 3-114 sowie Abbildung 3-23 und Abbildung 3-24.

Etwa die Hälfte der von 2012 bis zum Jahr 2035 erzielten Emissionsminderungen wird von der Energiewirtschaft erbracht. Die Emissionen sinken hier gegenüber 2012 absolut um 77 Mio t CO₂-Äqu. bis 2020 und um 175 Mio t CO₂-Äqu. bis 2035. Im Jahr 2020 entspricht das einer Minderung von 21 % gegenüber 2012 (-33 % ggü. 1990) und im Jahr 2035 einer Minderung von 48 % (-56 % ggü. 1990). War der Anteil der Energiewirtschaft an den Gesamtemissionen von gut 32 % im Jahr 1990 auf knapp 39 % im Jahr 2012 angestiegen, sinkt er bis 2035 auf etwa 32 %.

Die energiebedingten Industrieemissionen sinken bis zum Jahr 2020 um etwa 6 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. um 5 % gegenüber 2012 (38% unterhalb von 1990) und danach bis 2035 um knapp 24 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 21 % gegenüber 2012 abzusinken (-48 % ggü. 1990). Insgesamt steigt der Anteil der Industrieemissionen von 12 % im Jahr 2012 auf 15 % im Jahr 2035.

Die Treibhausgasemissionen des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen gehen bis 2020 um mehr als 4 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 9 % gegenüber 2012 zurück (-53 % ggü. 1990) und um 19 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 42 % bis zum Jahr 2035 zurück (-70 % ggü. 1990). Der Anteil von GHD an den Gesamtemissionen sinkt leicht von knapp 5 % im Jahr 2012 auf gut 4 % im Jahr 2035.

Der zweitgrößte Beitrag zur projizierten Emissionsreduktion kommt von den privaten Haushalten: Diese reduzieren ihre Emissionen gegenüber 2012 bis 2020 um 33 % bzw. 31 Mio t CO₂-Äqu. (-52 % ggü. 1990) und bis 2035 um 58 % bzw. 55 Mio t CO₂-Äqu. (-70 % ggü. 1990).¹²⁴ Zudem sinkt der Anteil der privaten Haushalte von 10 % im Jahr 2012 auf nur noch 7 % im Jahr 2035.

Nach der Energiewirtschaft und den privaten Haushalten weist der nationale Verkehr die größten absoluten Emissionsreduktionen auf. Eine Reduktion im Jahr 2020 um 14 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 9 % gegenüber 2012 (-14 % ggü. 1990) und im Jahr 2035 um 37 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 24 % gegenüber 2012 (-28 % ggü. 1990) ist zu verzeichnen. Dennoch setzt sich der historische Trend des steigenden Anteils der Verkehrsemissionen fort: Hatte der Verkehr 1990 noch einen Anteil von gut 13 % an den Gesamtemissionen, stieg dieser Anteil bis 2012 auf knapp 18 % und wird 2035 bei 20 % liegen. Außerdem ist anzumerken, dass sich aufgrund des Ausbaus der Elektromobilität ein Teil der Emissionen aus dem Verkehrssektor in die Energiewirtschaft verlagert, da die öffentliche Stromerzeugung in letzterem bilanziert wird.

Die flüchtigen Emissionen der Energiesektoren weisen geringe absolute aber hohe relative Emissionsminderungen auf: Emissionsminderungen von knapp 4 Mio t CO₂-Äqu. von 2012 bis 2020 und von 5 Mio t CO₂-Äqu. bis 2035 entsprechen einem Rückgängen gegenüber um 33 % im Jahr 2020 (-76 % ggü. 1990) und 48 % im Jahr 2035 (-79 % ggü. 1990). Der relative Anteil bleibt bei etwa 1 %.

Von den Nicht-Energie-Emissionen waren die Emissionen aus Industrieprozessen 1990 die bedeutendsten und machten damals 8 % der Gesamtemissionen, ein Anteil an dem sich nicht viel ändern wird. Dennoch werden die Emissionen aus Industrieprozessen gegenüber dem Jahr 2012 bis 2020 um 6 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 8 % (-35 % ggü. 1990) und bis 2035 um 21 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 31 % (-51 % ggü. 1990) zurückgeführt.

Die Emissionen aus der Produktverwendung bleiben zwar quasi konstant, spielen aber bei einem Anteil von unter einem Prozent eine untergeordnete Rolle.

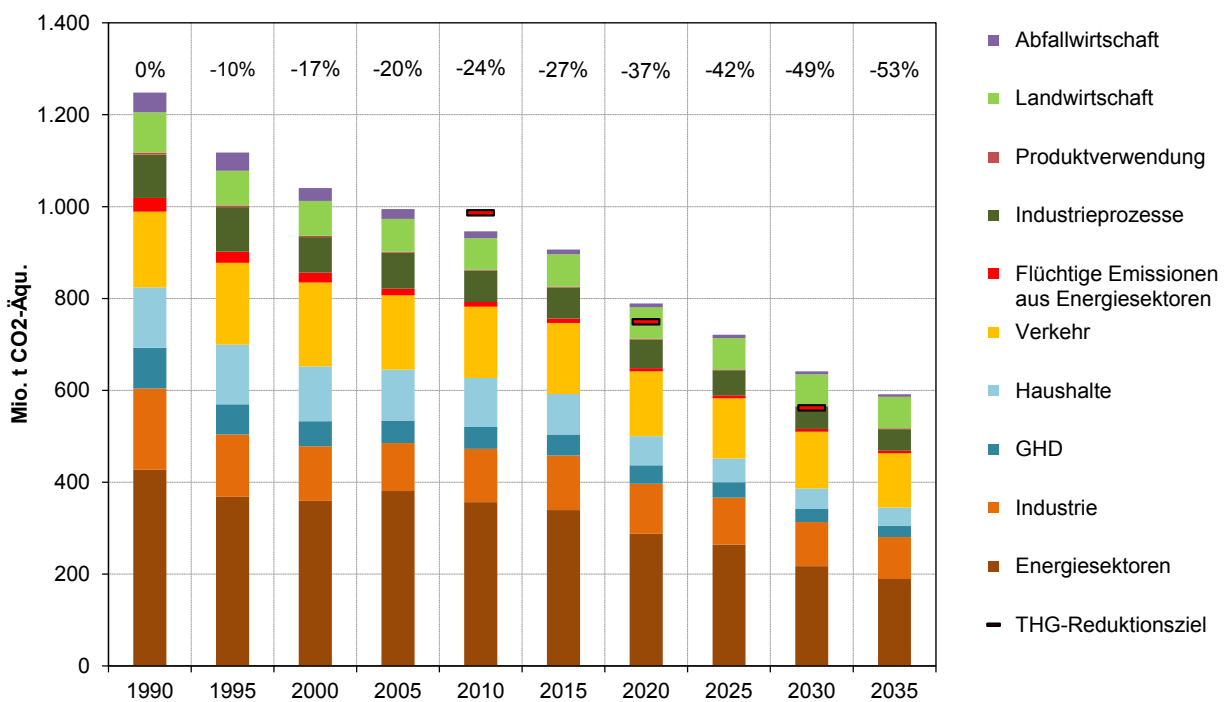
¹²⁴ Hierbei ist allerdings anzumerken, dass die nachfrageseitige Emissionsminderung durch die KWK-Maßnahme in der Modellierung vollständig den privaten Haushalten zugeschlagen wurde. Wirkt diese Maßnahme aber nicht nur bei den privaten Haushalten, sondern auch in anderen Sektoren – insbesondere Industrie und GHD – so führt das zu höheren Emissionen bei den privaten Haushalten, aber zu niedrigeren Emissionen in den anderen Sektoren. Die Höhe der Gesamtemissionen ist allerdings von dieser Allokationsproblematik unberührt.

Zwar sanken die Emissionen aus der Landwirtschaft zwischen 1990 und 2012, aber dennoch ist die Landwirtschaft mittlerweile bedeutendste Quelle für Treibhausgase außerhalb des Energiesektors geworden. Zudem ist die Landwirtschaft der einzige bedeutende Sektor, der in der Projektion nur sehr geringe Emissionsminderungen zu verzeichnen sind: um knapp 2 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 2 % bis 2020 gegenüber 2012 und etwa 1 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 1 % bis 2035 gegenüber 2012. Dies bedeutet auch, dass der Anteil der Landwirtschaft an den Gesamtemissionen von 7 % auf 12 % ansteigen wird. Allerdings weisen die Landwirtschaftsemissionen immer noch eine Reduktion um 23 % (2020) bzw. 22 % (2035) gegenüber dem Jahr 1990 auf.

Die Abfallwirtschaft ist der Sektor, der mit einem Rückgang der Emissionen von 1990 bis 2012 um 68 % die historisch höchsten relativen Emissionsminderungen aufweist. Dennoch können die Emissionen der Abfallwirtschaft zwischen 2012 und 2020 um weitere 5 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 37 % und bis 2035 sogar um 8 Mio t CO₂-Äqu. bzw. 58 % reduziert werden. Damit weist die Abfallwirtschaft mit 80 % im Jahr 2020 und 87 % im Jahr 2035 auch weiterhin die größten relativen Emissionsminderungen gegenüber 1990 auf.

Der nur geringe Rückgang der landwirtschaftlichen Emissionen und die nur noch geringen verbleibenden Emissionen der Abfallwirtschaft erklären den in Kapitel 3.4.2.1 beobachteten unterdurchschnittlichen Rückgang der Methan- und Lachgasemissionen.

Abbildung 3-25: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen im MWMS (1990–2035, ohne internationalem Luft- und Seeverkehr)



Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 3-117: Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen im MWMS, 2005-2035

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Energiewirtschaft	380,8	356,7	364,8	339,2	287,5	264,5	217,1	189,5
Industrie	104,6	116,2	115,1	118,9	109,2	101,7	96,2	91,3
GHD	47,8	47,4	45,6	46,0	40,0	33,6	28,5	24,2

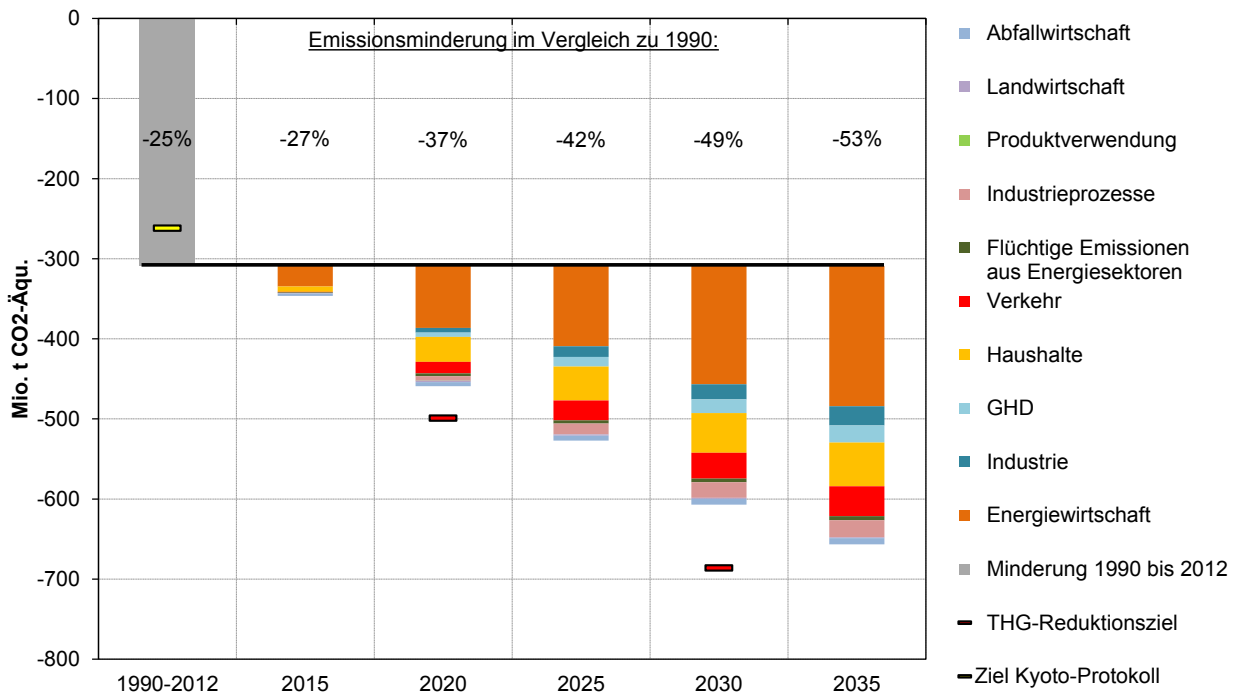
	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Haushalte	111,9	106,8	94,5	87,8	63,3	52,0	44,8	39,8
Nationaler Verkehr	161,8	155,0	155,5	154,8	141,3	130,7	123,3	118,0
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	14,2	10,2	10,6	9,7	7,1	6,8	6,1	5,5
Industrieprozesse	67,8	64,4	56,5	67,8	62,6	54,5	48,7	47,0
Produktverwendung	1,8	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8
Landwirtschaft	70,1	67,8	68,0	70,1	67,8	68,0	68,3	68,6
Abfallwirtschaft	21,3	15,3	13,6	10,3	8,5	7,3	6,4	5,7
Gesamt	994,5	946,4	939,1	906,4	789,1	721,0	641,3	591,5
ggü. 2005	-	-4,8%	-5,6%	-8,9%	-20,7%	-27,5%	-35,5%	-40,5%
ggü. 1990	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,4%	-36,8%	-42,2%	-48,6%	-52,6%
ggü. Basisjahr ^a	-20,6%	-24,4%	-25,0%	-27,6%	-37,0%	-42,4%	-48,8%	-52,7%
Gesamt incl. Paket vom 1. Juli 2015^b					782,1			
ggü. 1990					-37,4%			
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamt incl. nachrichtlich	1.026	980,1	972,9	942,4	828,1	762,6	684,9	636,3
ggü. 2005	-	-4,5%	-5,2%	-8,1%	-19,3%	-25,7%	-33,2%	-38,0%
ggü. 1990	-17,5%	-21,2%	-21,8%	-24,2%	-33,4%	-38,7%	-44,9%	-48,8%
ggü. Basisjahr ^a	-17,8%	-21,4%	-22,0%	-24,4%	-33,6%	-38,9%	-45,1%	-49,0%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

^b Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 1. Juli 2015 (5,5 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und bis zu 1,5 Mio. t durch weitere Maßnahmen der Braunkohlebranche).

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Abbildung 3-26: Beiträge der einzelnen Quellbereiche zur Emissionsminderung im MWMS (2012–2035, ohne internationalen Luft- und Seeverkehr)



Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.4.2.3 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in ETS und ESD

Tabelle 3-115 beschreibt die Emissionsentwicklung im Emissionshandel (ETS) und in den von der Effort-Sharing-Decision (ESD) erfassten Sektoren. Bis 2020 gehen die Emissionen von stationären Anlagen im Emissionshandel um 24% gegenüber dem Jahr 2005 zurück. Die Emissionen in den von der Effort-Sharing-Decision erfassten Sektoren gehen bis 2020 um 17% zurück. Die Minderungsverpflichtungen der Mitgliedstaaten bis 2020 im Rahmen dieser Entscheidung wurden in absolute Emissionsbudgets umgerechnet, um den seit 2008 erfolgten Veränderungen in der Zuordnung der verschiedenen Quellbereiche zum Geltungsbereich der Effort-Sharing-Entscheidung und methodischen Änderungen bei der Inventarberechnung gerecht zu werden. Danach muss Deutschland in 2020 ein Budget von 425,6 Mio. t CO₂-Äquivalente einhalten. Im MWMS zeigen die Ergebnisse einen Rückgang der Emissionen bis 2020 auf etwa 392 Mio. t bei Umrechnung der Ergebnisse auf die neuen Erwärmungspotentiale (GWPs) und aktuellen Methoden (Details zur Umrechnung siehe Anhang A6).

Im Flugverkehr wird bis 2020 ein Anstieg der Emissionen um 17% gegenüber dem Jahr 2005 erwartet.¹²⁵

Die Emissionen der stationären Anlagen, die vom Emissionshandel erfasst werden, erfolgt durch eine Abschätzung für die einzelnen Sektoren (CRF-Kategorien), zu welchem Anteil sie vom Emissionshandel erfasst werden. Hier treten naturgemäß Ungenauigkeiten auf, weil die Modellierung nicht emissionshandelspflichtige Anlagen abbildet, sondern die Sektoren des Inventars. Die Aufteilung der Sektoren auf den Emissionshandel und die von der Effort-Sharing-Decision erfassten Sektoren ist vorläufig.

¹²⁵ Im Projektionsbericht werden die Emissionen des Luftverkehrs in der Abgrenzung der Inventare modelliert. Im Emissionshandel werden aktuell etwa 30% der Emissionen des internationalen Flugverkehrs erfasst (für Flüge von deutschen Flughäfen in die EU, Norwegen und Liechtenstein). Es wurde angenommen, dass dieser Anteil in Zukunft konstant bleibt.

Tabelle 3-118: Emissionsentwicklung im Emissionshandel und in den ESD-Sektoren im MWMS 2005-2035, vorläufig

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
CO ₂ aus stat. ETS-Anlagen ^a	507,0	477,0	474,8	453,1	388,5	357,2	303,2	267,9
N ₂ O aus stat. ETS-Anlagen ^a	7,9	3,6	3,0	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0
PFC aus stat. ETS-Anlagen ^a	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe stat. ETS-Anlagen ^a	515,3	480,8	477,9	454,1	389,5	358,2	304,2	269,0
THG-Emissionen nicht-ETS ^b	471,6	458,0	453,3	444,0	391,6	354,3	328,2	313,6
Summe stat. ETS-Anlagen und ESD ^c	986,9	938,8	931,2	898,0	781,1	712,5	632,5	582,6
Stat. ETS ggü. 2005 ^a	-	-7%	-7%	-12%	-24%	-30%	-41%	-48%
Nicht-ETS ggü. 2005 ^b	-	-3%	-4%	-6%	-17%	-25%	-30%	-34%
<i>Nachr.:</i>								
Flugverkehrs-ETS ^d	9,0	9,4	9,4	9,9	10,6	11,1	11,5	11,6
Flug-ETS ggü. 2005	-	4%	5%	10%	17%	23%	28%	29%

Anmerkung: ^a vom EU-ETS erfasste stationäre Anlagen, für die ganze Zeitreihe in der Abgrenzung ab 2013; ETS-Emissionen zwischen 2005 und 2012 sind dazu Scope-bereinigt, d.h. auf die ETS-Abgrenzung ab 2013 umgerechnet. ^b Nicht-ETS-Emissionen ohne nationalen Flugverkehr unter Berücksichtigung der ETS-Scope-Bereinigung; aufgrund von laufenden rückwirkenden Aktualisierungen des Nationalen Treibhausgasinventars kann sich die Bezugsgröße der Nicht-ETS-Emissionen (hier 471,6 Mio. t CO₂-Äqu.) für das Jahr 2005 verändern. ^c Diese Summe ist kleiner als die nationalen Gesamtemissionen, da der nationale Flugverkehr weder in den ESD-Emissionen noch in stationären ETS-Emissionen enthalten ist. ^d Hier wird der nationale Flugverkehr zuzüglich 30% des internationalen Flugverkehrs in der Inventarabgrenzung berichtet.

Quelle: UBA (2014a+b), EEA (2015), Berechnungen des Öko-Institut

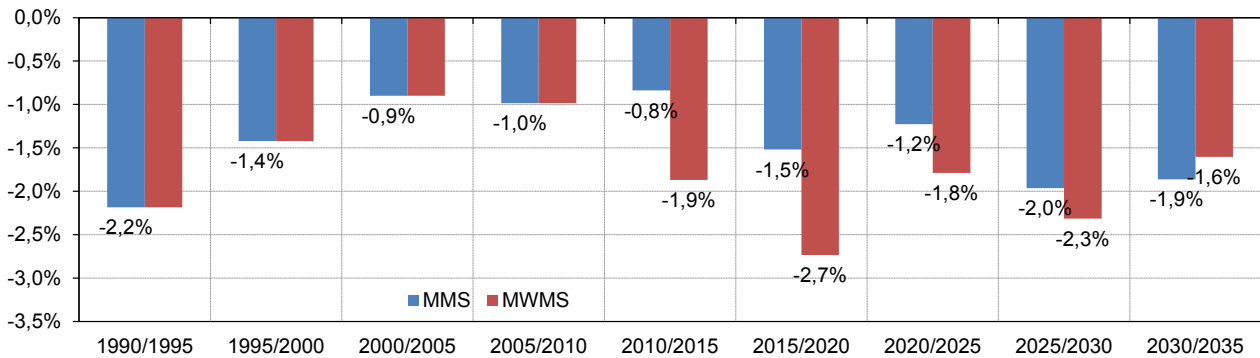
3.4.3 Dynamik der Emissionsminderungen

Die Dynamik der Emissionsminderung ist über den gesamten Betrachtungszeitraum durchaus variabel, Abbildung 3-27 zeigt die mittlere relative jährlich Emissionsminderung in Fünfjahresintervallen.¹²⁶ Für die historischen Jahre waren die größten Minderungsraten – bedingt durch die Anpassung der Wirtschaft in Ostdeutsch-

¹²⁶ Die Darstellung einer mittleren Emissionsminderung folgt der Unterteilung der Modellierung der Projektion in Fünfjahresschritte. Zudem werden so für historische Daten eher stochastische Effekte, wie beispielsweise witterungsbedingte Schwankungen der Emissionen von Heizungsanlagen, zumindest teilweise herausgemittelt.

land – im Zeitraum von 1990 bis 1995 zu verzeichnen. Anschließend sanken die jährlichen Emissionsminderungen deutlich ab. In den beiden Szenarien sind wieder größere Emissionsminderungen zu verzeichnen, wobei die erwarteten jährlichen relativen Emissionsminderungen insbesondere im MWMS zwischen 2015 und 2020 deutlich höher sind als im MMS.

Abbildung 3-27: Mittlere jährliche Emissionsminderung in Fünfjahresintervallen (1990–2035)



Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

3.5 Sensitivitätsanalysen

3.5.1 Sensitivitätsanalysen im Mit-Maßnahmen-Szenario

3.5.1.1 Sensitivitätsanalyse des Wirtschaftswachstums und der demographischen Entwicklung

Eine Abschätzung der Rahmenbedingungen, die für die Entwicklung der Emissionen über einen Zeitraum von 20 Jahren hinweg von Bedeutung sind, ist naturgemäß mit großen Unsicherheiten verbunden. Aus diesem Grund wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um abzuschätzen, welchen Einfluss eine vom Mit-Maßnahmen-Szenario (siehe Kapitel 2.1) abweichende demographische und gesamtwirtschaftliche Entwicklung auf die Emissionstrajektorien hat. Diese Sensitivitätsanalyse basiert methodisch auf einer Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen.¹²⁷ Eine weitere Sensitivitätsrechnung mit vom Mit-Maßnahmen-Szenario abweichenden Energiepreisen wird in Kapitel 3.5.1.2 diskutiert.

In der Komponentenanalyse wird die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in die Beiträge verschiedener Basisentwicklungen zerlegt. Unterschieden werden dabei die folgenden Komponenten:

- der Einfluss der demographischen Entwicklung,
- der Beitrag des wirtschaftlichen Wachstums,
- der Effekt einer veränderten Energieproduktivität,¹²⁸
- der Beitrag durch die Veränderungen des Anteils nicht-fossiler Energieträger,
- die Auswirkungen des veränderten Mixes der fossilen Energieträger.

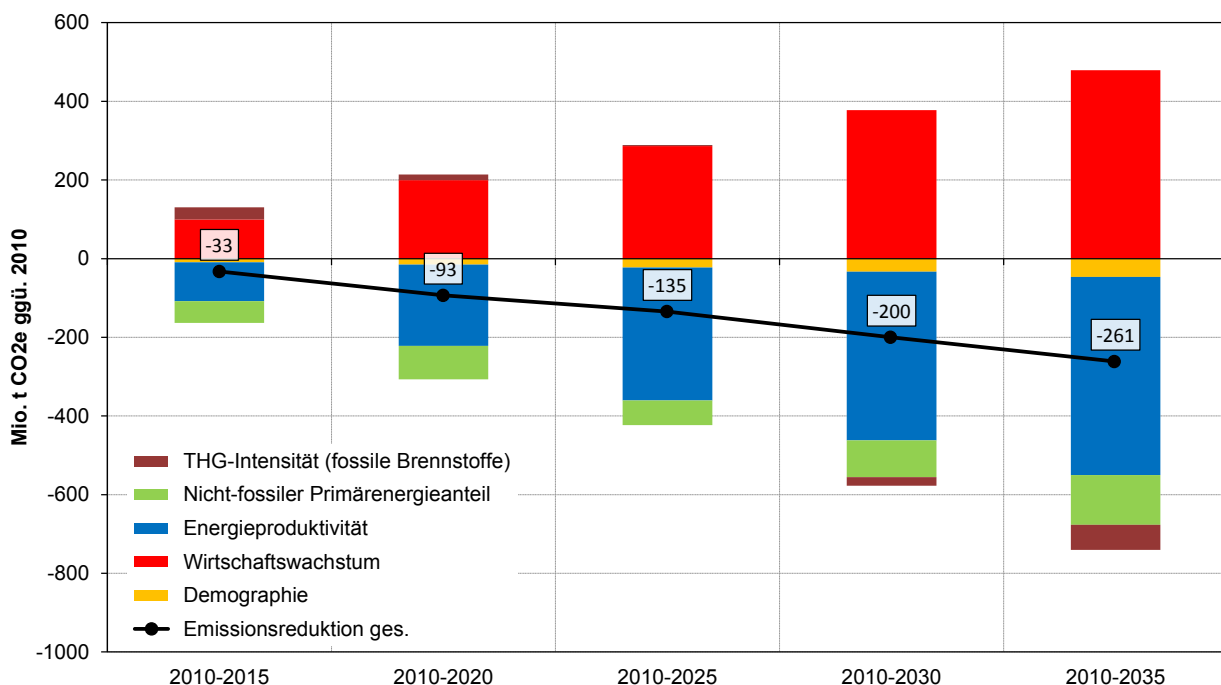
¹²⁷ Das hier genutzte Verfahren der Komponentenzerlegung ist eine Weiterentwicklung des Ansatzes, der bei Diekmann et al. (1999) beschrieben ist. In der hier gezeigten Analyse werden jedoch neben den energiebedingten CO₂-Emissionen auch die energiebedingten CH₄- und N₂O-Emissionen berücksichtigt. Aus Konsistenzgründen wurde die Komponentenanalyse mit den Emissionswerten für die energiebedingten Emissionen, einschließlich der Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr, aber ohne Emissionen aus dem internationalen Seeverkehr durchgeführt (die Vergleichsgröße Primärenergieverbrauch im Inland erfasst den Energiebedarf des gesamten Luftverkehrs, aber nicht die Hochseebunkerungen).

¹²⁸ Ein nicht zu vernachlässigender Beitrag zur Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität ergibt sich aus den energiestatistischen Konventionen für die primärenergieseitige Bewertung von erneuerbaren Energien und Kernenergie. Eine Bereinigung der Komponentenanalyse um diese statistischen Artefakte wurde nicht vorgenommen.

Abbildung 3-28 zeigt das Ergebnis der Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen im MMS. Insgesamt sinken die energiebedingten Emissionen in diesem Szenario (bezogen auf das Basisjahr 2010) bis zum Jahr 2035 um 259 Mio. t CO₂-Äqu. In der Abbildung ist dargestellt, welche Anteile dieser Emissionsminderung jeweils auf die verschiedenen Indikatoren zurückzuführen ist. Für die einzelnen Komponenten sind unterschiedliche Entwicklungsmuster festzustellen:

- Der deutliche Rückgang der Bevölkerungszahl um ca. 3,6 Mio. Einwohner bis zum Jahr 2035 (siehe Kapitel 2.1.1) führt zu einer Reduktion der energiebedingten Emissionen. Für das Jahr 2035 beträgt dieser Effekt 46 Mio. t CO₂-Äqu.
- Als klar emissionserhöhende Komponente wirkt das Wirtschaftswachstum. Der Beitrag dieser Komponente steigt bis zum Jahr 2035 auf ca. 479 Mio. t CO₂-Äqu.
- Den größten emissionsmindernden Effekt hat die Steigerung der Energieproduktivität, die bis zum Jahr 2035 einen Minderungsbeitrag von 504 Mio. t CO₂-Äqu. leistet.
- Der steigende Anteil nicht-fossiler Energieträger (Kernenergie und erneuerbare Energien) am gesamten Energiemix wirkt ebenfalls emissionsmindernd. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie wird hierbei mehr als kompensiert durch den Ausbau erneuerbarer Energien, so dass in der Gesamtschau eine Emissionsreduktion von bis zu 127 Mio. t CO₂-Äqu. bis zum Jahr 2035 erreicht wird.
- Bezüglich der Emissionsintensität der Nutzung fossiler Energieträger ist über die Zeit hinweg eine Umkehrung der Wirkungsrichtung zu beobachten: Im Zeitraum zwischen 2010 und 2015 führt eine zunehmende Nutzung emissionsintensiver Energieträger noch zu einem Anstieg der Emissionen um ca. 31 Mio. t CO₂-Äqu. Dieser Effekt verringert sich bis zum Jahr 2025 auf fast null. Bis zum Jahr 2035 ist, bedingt durch die zunehmende Dekarbonisierung des Mixes fossiler Energieträger, eine Minderung der Emissionen um ca. 64 Mio. t CO₂-Äqu. zu beobachten.

Abbildung 3-28: Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen (MMS)



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Auf Grundlage dieser Komponentenanalyse wurden jeweils eine Sensitivitätsrechnung für die demographische und die gesamtwirtschaftliche Entwicklung durchgeführt:

- Als alternative Bevölkerungsprojektion wird eine Entwicklung gemäß der EU Guidance für Projektionsberichte (EC 2014b) unterstellt. In diesem Szenario fällt die Abnahme der Bevölkerung weniger ausgeprägt aus als im Referenzszenario angenommen (die absolute Bevölkerungszahl liegt im Jahr 2035 um ca. 1 Mio. höher als im Mit-Maßnahmen-Szenario).
- Für die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts wird ebenfalls eine Entwicklung gemäß der EU Guidance (EC 2014b) für Projektionsberichte unterstellt. In diesem Fall liegen die jährlichen BIP-Wachstumsraten um 0,2%-0,5% unterhalb der im Mit-Maßnahmen-Szenario angenommenen Werte.

Eine detaillierte Gegenüberstellung der verschiedenen Projektionen findet sich in Kapitel 2.1.

Für die Analysen auf aggregierter Ebene wird unterstellt, dass sich im Gesamtsystem nur der jeweils variierte Parameter (Wirtschafts- oder Bevölkerungsentwicklung) ändert und die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität, der Anteil erneuerbarer Energien und die CO₂-Intensität des verbleibenden Einsatzes fossiler Brennstoffe gegenüber dem Referenzszenario konstant bleiben. Insbesondere bedeutet eine Variation der Bevölkerungszahl bei gleichzeitig unveränderter Wirtschaftsentwicklung, dass sich damit auch der individuelle Wohlstand, also das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf, mit verändert, was bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen ist.

Tabelle 3-124 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen. Ein weniger stark ausgeprägtes Wirtschaftswachstum gemäß der EU Guidelines würde bis zum Jahr 2035 zu einer Reduktion der energiebedingten Emissionen um gut 40 Mio. t CO₂-Äqu. führen. Dies entspräche (bezogen auf 1990) einer zusätzlichen relativen Reduktion der Gesamtemissionen um 3,3 Prozentpunkte. Eine weniger stark ausgeprägte Abnahme der Bevölkerung gemäß der EU Guidance hingegen würde die Klimabilanz im Jahr 2035 mit zusätzlichen Emissionen in Höhe von gut 7 Mio. t CO₂-Äqu. belasten (bezogen auf 1990 entspräche dies einer Minderung der relativen Emissionsreduktion um 0,6 Prozentpunkte). Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass hinsichtlich der Sensitivität der Emissionsentwicklung sowohl die gesamtwirtschaftliche Entwicklung (mit Blick auf die gesamten energiebedingten Emissionen) als auch die demographische Entwicklung von erheblicher Bedeutung sind.

3.5.1.2 Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreise im Stromsektor

Die vorliegende Sensitivitätsanalyse untersucht die Auswirkungen höherer Energiepreise auf den Stromsektor. Dadurch wird der Aufforderung der Europäischen Kommission entsprochen, bei einer Abweichung von den in EC (2014b) empfohlenen Rahmendaten in den Projektionen eine entsprechende Sensitivitätsanalyse unter Verwendung der Empfehlung vorzulegen¹²⁹.

Die Sensitivitätsrechnung wird auf Basis des für das MMS ermittelten Kraftwerkspark in den verschiedenen Szenariojahren durchgeführt unter der Annahme, dass sich die Kraftwerksparkstruktur durch die geänderten Brennstoffpreise nicht ändert. Mit Hilfe des Kraftwerkseinsatzmodells PowerFlex wird der Kraftwerkseinsatz mit den geänderten Brennstoffpreisen berechnet. Der Vergleich der Stromerzeugung nach Brennstoffen sowie der CO₂-Emissionen stellt die Wirkung der Sensitivität dar.

Annahmen und Parameter

Die für die Sensitivitätsanalyse angesetzten Brennstoffpreise liegen bei allen drei Energieträgern über der Empfehlung der EU-Kommission, siehe Tabelle 3-119. Gründe dafür sind, dass sich die Annahmen zum Nutzenergiegehalt und zur Entwicklung des Dollarkurses von denen des Projektionsberichtes unterscheiden.

¹²⁹ D.h. der Ansatz der Brennstoffpreise der EU-Empfehlung stellt die Sensitivitätsrechnung dar.

Tabelle 3-119: Brennstoffpreisannahmen im Projektionsbericht 2015, laut Empfehlung der EU-Kommission und im Sensitivittsszenario

€ ₂₀₁₀ /GJ	Rahmendaten PB 2015			Empfehlung EK			Sensitivittsszenario		
	Rohl	Gas	Kohle	Rohl	Gas	Kohle	Rohl	Gas	Kohle
2010	10,1	6,3	2,9	9,3	5,9	2,5	10,1	6,3	2,9
2015	12,6	7,3	2,5	11,9	7,7	2,3	13,5	8,5	2,4
2020	13,0	7,1	2,6	13,7	9,5	2,9–3,5	16,1	10,5	3,4
2025	15,0	7,8	2,8	13,8	9,1	3,0–3,7	16,6	10,0	3,7
2030	16,8	8,4	3,0	14,4	10,0	3,1–3,7	17,8	11,0	3,8
2035	18,3	8,9	3,1	14,8	10,2	3,2–3,9	18,3	11,2	4,0

Quelle: EC (2014b)

Indem die Unterschiede beim Ansatz der Rahmendaten bercksichtigt werden, soll eine mglichst gute Konsistenz zu den Berechnungen des Projektionsberichts insofern sichergestellt werden, dass tatschlich nur die Energiepreisvariablen verndert werden und es sich um eine reine Preissensitivittsanalyse handelt.

Im Einzelnen wurden zwei Anpassungen vorgenommen:

- Der Wechselkurs des Euro zum US-Dollar ist fr Rohl und Steinkohle relevant, die am Weltmarkt in USD gehandelt werden. In der Empfehlung der Kommission wird von einem konstanten Kurs von 1,30 \$/€ ausgegangen. Analog zum Primes-Szenario der Kommission (EC 2010) geht der Projektionsbericht jedoch von einem bis 2030 auf 1,16 \$/€ sinkenden Wechselkurs aus. Unter ansonsten gleichbleibenden Bedingungen erscheinen l- und Kohlepreis in der Empfehlung auf Grund des billigeren Dollars also niedriger als fr die Modellierung im Projektionsbericht angemessen. Zur Kompensation werden die Energiepreise der Empfehlung mit einem Faktor multipliziert, der sich aus dem Verhltnis der angenommenen Wechselkurse im jeweiligen Szenariojahr ergibt, siehe Tabelle 3-120.

Tabelle 3-120: Wechselkurse in PB 2015 und Empfehlung sowie Korrekturfaktoren

USD / EUR	2010	2015	2020	2025	2030	2035
PB 2015	1,33	1,26	1,22	1,19	1,16	1,16
Empfehlung	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Korrekturfaktor	0,98	1,03	1,07	1,09	1,12	1,12

Quelle: EC (2014b)

- Der Energiegehalt einer Barrel-leinheit (boe) ist in der Empfehlung mit 6,46 GJ/boe relativ hoch angesetzt. Die Modellierung des Projektionsberichts erfordert jedoch Zahlen, die den niedrigeren nutzbaren Energiegehalt (unterer Heizwert H_u oder NCV) von 5,88 GJ/boe wiedergeben. Unter sonst gleichbleibenden Bedingungen wrden die Zahlen im Wortlaut der Empfehlung also zu niedrig angesetzt, da der nutzbare Energiegehalt geringer ist. Zur Kompensation wird mit einem Faktor von $6,46 \div 5,88 = 1,10$ multipliziert. Dies wirkt sich auf alle drei Energietrger aus.

Weiterhin wurde fr die Modellierung der Mittelwert der angegebenen Preisspanne bei der Steinkohle eingesetzt. Durch die Anpassungen ist sichergestellt, dass die Entwicklung der Energiepreise ber die Zeit nicht von der unterschiedlichen Entwicklung des Wechselkurses beeinflusst wird und der angenommene Nutzenergiegehalt konsistent zur Modellierung des Projektionsberichts ist.

Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

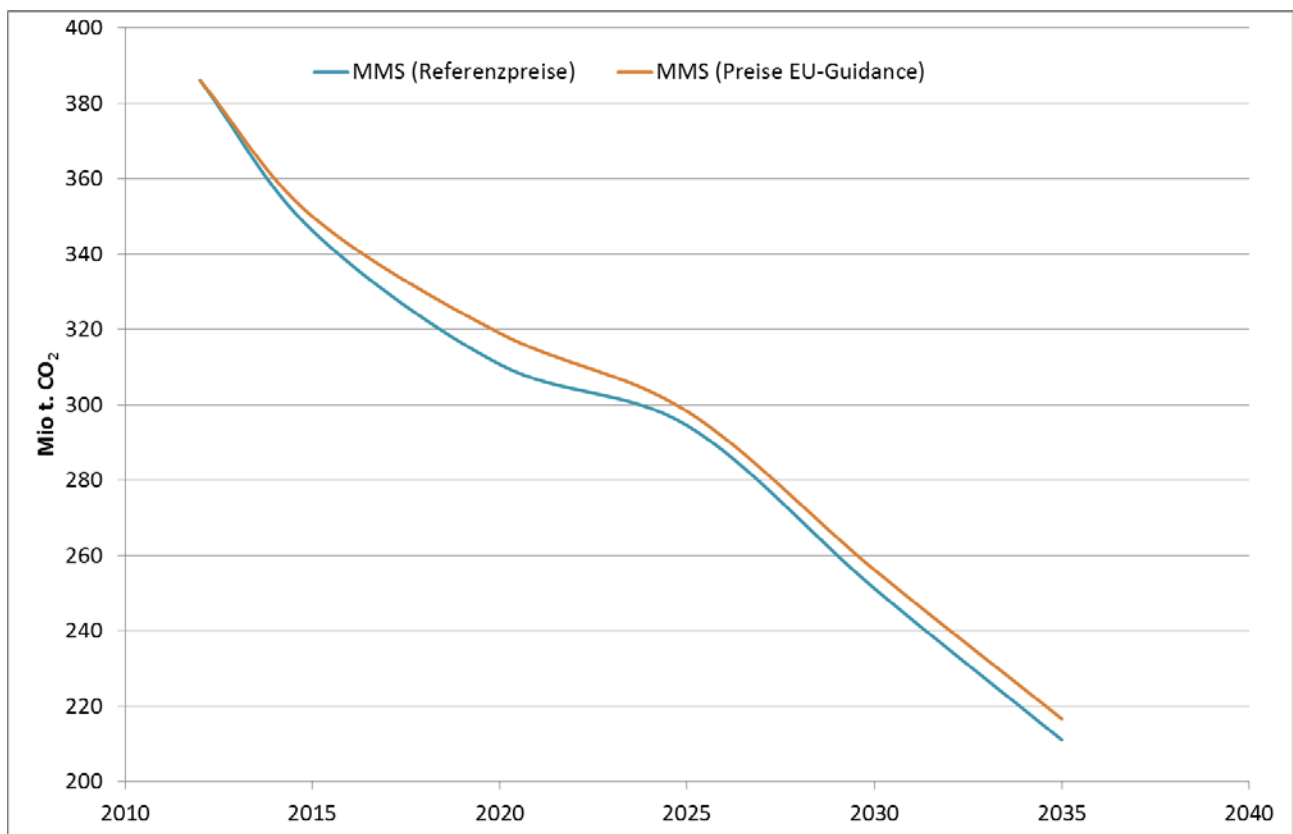
Durch den deutlich höheren Erdgas-Preis und den moderat höheren Steinkohlepreis in der Sensitivitätsrechnung im Vergleich zu den Annahmen im MMS bei gleichbleibendem Braunkohlepreis kommt es zu einer Verschiebung in der Merit Order. Die Erdgas-Verstromung nimmt in der Sensitivität um ca. 10 TWh in allen Jahren ab (Tabelle 3-121). Aufgrund der bereits guten Auslastung der Braunkohle-Kraftwerke können diese, obwohl sie unverändert geringe Erzeugungskosten aufweisen, nur in beschränktem Maße die Erzeugung erhöhen (0 bis 4 TWh). Entsprechend nimmt vor allem die Steinkohle-Verstromung zu (6 bis 11 TWh). Insgesamt weist die Sensitivität einen höheren Kohlenanteil im Erzeugungsmix auf. Aufgrund des größeren Kohleanteils am Erzeugungsmix erhöhen sich die CO₂-Emissionen in der Sensitivität um 4 bis 8 Mio. t CO₂ (Abbildung 3-29 und Tabelle 3-122).

Tabelle 3-121: Stromerzeugung der Sensitivitätsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MMS (Differenzbetrachtung Sensitivität-MMS)

	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh				
Braunkohle	-0,1	3,1	1,8	4,2	3,3
Steinkohle	11,0	10,6	6,9	5,9	6,8
Erdgas	-10,8	-13,3	-8,5	-10,1	-10,1

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 3-29: CO₂-Emissionen des Stromsektors: Sensitivitätsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MMS



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 3-122: CO₂-Emissionen des Stromsektors der Sensitivitätsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MMS ¹³⁰

	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂					
MMS (Referenzpreise)	386,1	346,2	310,7	294,5	251,2	211,0
MMS (Preise EU-Guidance)	386,1	349,9	319,0	298,2	256,2	216,6
Differenz	0,0	3,8	8,3	3,8	5,0	5,6

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

3.5.1.3 Sensitivitätsanalyse Stromexport

Im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welche Auswirkungen es auf die Stromerzeugung nach Brennstoffen sowie die CO₂-Emissionen hat, wenn davon ausgegangen wird, dass der Stromexport auf dem Niveau von 2015 (34 TWh) verbleibt¹³¹. Diese Sensitivitätsanalyse wird lediglich für das Jahr 2020 durchgeführt. Im MMS wird für dieses Szenariojahr ein Export von 51 TWh angenommen (Tabelle 3-10), sodass in der Sensitivitätsrechnung 17 TWh weniger Strom erzeugt werden müssen.

Aufgrund der geringen Brennstoffpreise nimmt die Stromerzeugung aus Braunkohle bei einem geringeren Export nur geringfügig ab (-2,5 TWh). Die größte Abnahme erfolgt bei der Stromerzeugung aus Steinkohle (-11,8 TWh). Die Stromerzeugung aus Erdgas nimmt von bereits geringem Niveau um 3,2 TWh ab. Die CO₂-Emissionen liegen bei geringerem Export um 15,4 Mio. t unter dem MMS.

Tabelle 3-123: Stromerzeugung nach Brennstoffen sowie CO₂-Emissionen im Stromsektors für die Sensitivitätsberechnung Stromexport im Vergleich zum MMS (2020)

	Braunkohle (TWh)	Steinkohle (TWh)	Erdgas (TWh)	CO ₂ -Emissionen (Mio. t CO ₂)
MMS	139,8	98,7	34,4	310,7
MMS (geringerer Stromexport)	137,3	86,9	31,2	295,4
Differenz	-2,5	-11,8	-3,2	-15,4

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

3.5.1.4 Übersicht der THG-Reduktionen aller Sensitivitätsanalysen (Mit-Maßnahmen-Szenario)

Tabelle 3-124 vergleicht die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die verschiedenen Sensitivitätsrechnungen¹³². Vor dem Hintergrund aktueller wirtschaftlicher Unsicherheiten (Ukraine-Krise, Schuldenkrise in Griechenland) sowie unter der Annahme, dass ein geringeres Wirtschaftswachstum in Europa auch zu einer

¹³⁰ Leichte Abweichungen der hier dargestellten CO₂-Emissionen im MMS im Vergleich mit den in Tabelle 3-12 dargestellten ergeben sich daraus, dass die CO₂-Emissionen hier direkt aus der Strommodellierung kommen und nicht den kleinen Anpassungen unterzogen wurden, die für die Berechnung der Emissionen in Tabelle 3-12 vorgenommen werden. Dort werden insbesondere die CO₂-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung berücksichtigt, sowie differenziertere Emissionsfaktoren je nach Zuordnung der Kraftwerke auf die Subsektoren „Öffentliche Kraftwerke“, „Raffineriekraftwerke“, „Übrige Kraftwerke der Energiewirtschaft“ und „Industriekraftwerke“ verwendet.

¹³¹ Hierbei ist zu beachten, dass der Wert von 34 TWh für den Stromexport sich auf das Jahr 2013 bezieht, welches der aktuellste bekannte Statistikwert zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Teils des Berichts Anfang 2015 darstellt.

¹³² Die Sensitivitäten im Stromsektor (höhere Brennstoffpreise bzw. geringerer Export) wurden ohne Integration in den gesamten Energiesektor bzw. in die Gesamtemissionen berechnet, sodass an dieser Stelle lediglich die Unterschiede im Vergleich zum MMS dargestellt werden.

geringeren Stromnachfrage aus dem Ausland führen kann, wird darüber hinaus der kombinierte Effekt eines geringeren Wirtschaftswachstums sowie eines geringeren Stromexports im Jahr 2020 ausgewiesen. Dieser Fall hätte eine Emissionsreduktion um 35% im Vergleich zu 1990 zur Folge. Im Gegensatz dazu ist auch ein Kombinationsfall aus einer weniger stark zurückgehenden Bevölkerung und gleichzeitig höheren Brennstoffpreisen denkbar, wie dies die EU in ihren Empfehlungen vorgibt. Dieser Fall hätte zur Folge, dass die Emissionen in 2020 nur um 31,9% zurückgehen.

Tabelle 3-124: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen (MMS)

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Emissionen im Energiesektor (inkl. int. Flugverkehr):								
MMS	844,4	817,0	811,6	784,2	723,7	682,4	617,0	555,5
Sensitivität gesamtwirtschaftliche Entwicklung					709,7	661,9	587,3	514,9
Sensitivität demographische Entwicklung					725,4	686,4	623,4	562,3
Sensitivität Brennstoffpreise				788,0	732,0	686,2	622,0	561,1
Sensitivität Stromexport					708,3			
Differenz zum MMS:								
Sensitivität gesamtwirtschaftliche Entwicklung					-14,0	-20,5	-29,8	-40,6
Sensitivität demographische Entwicklung					1,7	4,0	6,3	6,8
Sensitivität Brennstoffpreise				3,8	8,3	3,8	5,0	5,6
Sensitivität Stromexport					-15,4			
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr):								
MMS	994,5	946,4	939,1	907,4	840,5	790,2	715,6	651,4
Sensitivität gesamtwirtschaftliche Entwicklung					826,5	769,7	685,8	610,8
Sensitivität demographische Entwicklung					842,2	794,2	721,9	658,3
Sensitivität Brennstoffpreise				911,2	848,8	794,0	720,6	657,0
Sensitivität Stromexport					825,1			
Reduktion gegenüber 1990:								
Referenz	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,3%	-32,7%	-36,7%	-42,7%	-47,8%
niedriges Wirtschaftswachstum					-33,8%	-38,3%	-45,0%	-51,1%
hohes Bevölkerungswachstum					-32,5%	-36,4%	-42,2%	-47,3%
Sensitivität Brennstoffpreise				-27,0%	-32,0%	-36,4%	-42,3%	-47,4%
Sensitivität Stromexport					-33,9%			
Kombinierter Effekt Wirtschaftswachstum und Stromexport (maximale Emissionsreduktion)					-35,0%			
Kombinierter Effekt demographische Entwicklung und Brennstoffpreise (minimale Emissionsreduktion)					-31,9%			

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

3.5.2 Sensitivitätsanalysen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

3.5.2.1 Sensitivitätsanalyse des Wirtschaftswachstums und der demographischen Entwicklung

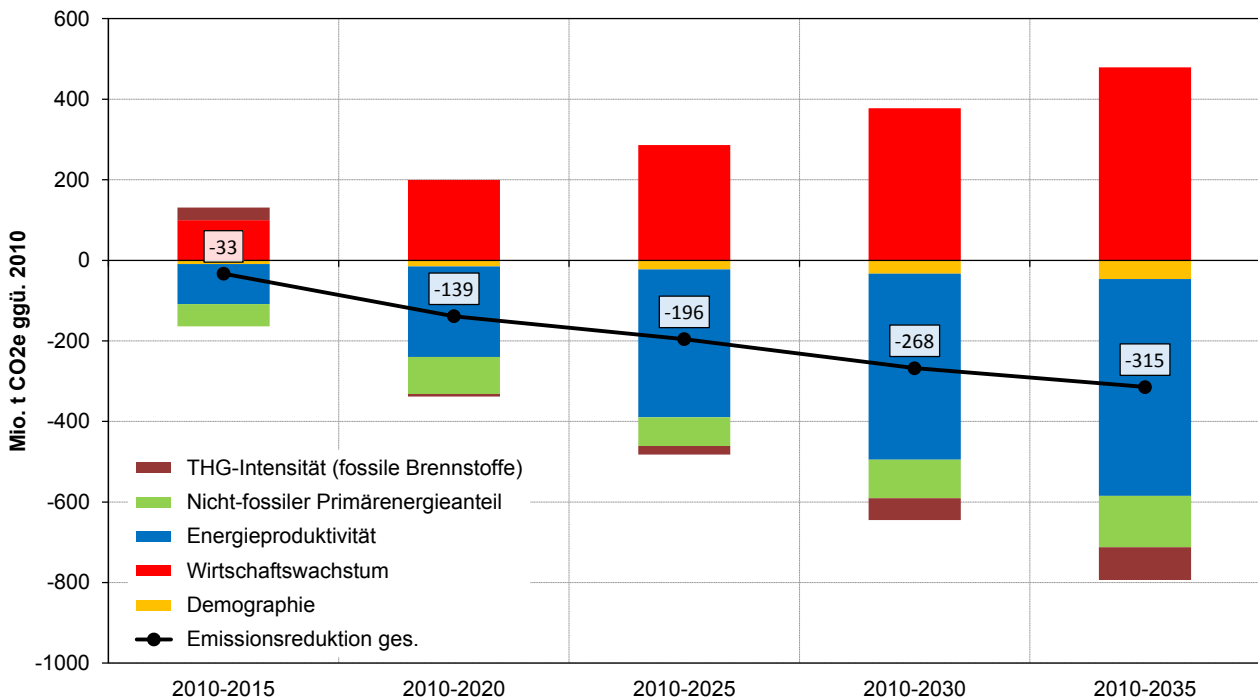
Wie auch im Mit-Maßnahmen-Szenario wurde für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um abzuschätzen, welchen Einfluss eine vom MWMS (siehe Kapitel 2.1) abweichende demographische und gesamtwirtschaftliche Entwicklung auf die Emissionstrajektorien hat (zur Methodik siehe Kapitel 3.5.1.1).

Abbildung 3-28 zeigt das Ergebnis der Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen im MWMS. Insgesamt sinken die energiebedingten Emissionen in diesem Szenario (bezogen auf das Basisjahr 2010) bis zum Jahr 2035 um 315 Mio. t CO₂-Äqu. In der Abbildung ist dargestellt, welche Anteile dieser Emissionsminderung jeweils auf die verschiedenen Indikatoren zurückzuführen sind. Für die einzelnen Komponenten sind unterschiedliche Entwicklungsmuster festzustellen:

- Der deutliche Rückgang der Bevölkerungszahl um ca. 3,6 Mio. Einwohner bis zum Jahr 2035 (siehe Kapitel 2.1.1) führt zu einer Reduktion der energiebedingten Emissionen. Für das Jahr 2035 beträgt dieser Effekt 46 Mio. t CO₂-Äqu.¹³³
- Als klar emissionserhöhende Komponente wirkt das Wirtschaftswachstum. Der Beitrag dieser Komponente steigt bis zum Jahr 2035 auf ca. 479 Mio. t CO₂-Äqu.¹³³
- Den größten emissionsmindernden Effekt hat die Steigerung der Energieproduktivität, die bis zum Jahr 2035 einen Minderungsbeitrag von 538 Mio. t CO₂-Äqu. leistet.
- Der steigende Anteil nicht-fossiler Energieträger (Kernenergie und erneuerbare Energien) am gesamten Energiemix wirkt ebenfalls emissionsmindernd. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung wird hierbei mehr als kompensiert durch den Ausbau erneuerbarer Energien, so dass in der Gesamtschau eine Emissionsreduktion von bis zu 128 Mio. t CO₂-Äqu. bis zum Jahr 2035 erreicht wird.
- Bezüglich der Emissionsintensität der Nutzung fossiler Energieträger ist über die Zeit hinweg eine Umkehrung der Wirkungsrichtung zu beobachten: Im Zeitraum zwischen 2010 und 2015 führt eine zunehmende Nutzung emissionsintensiver Energieträger noch zu einem Anstieg der Emissionen um ca. 31 Mio. t CO₂-Äqu. Dieser Effekt dreht sich aber zwischen 2015 und 2020 um. Bis zum Jahr 2035 ist, bedingt durch die zunehmende Dekarbonisierung des Mixes fossiler Energieträger, eine Minderung der Emissionen um ca. 81 Mio. t CO₂-Äqu. zu beobachten.

¹³³ Da im MMS und im MWMS identische Entwicklungen von Bevölkerung und Wirtschaftswachstum angenommen wurden, ergeben sich auch für diese beiden Treibergrößen identische Emissionswirkungen in der Komponentenanalyse.

Abbildung 3-30: Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen (MWMS)



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Auf Grundlage dieser Komponentenanalyse wurden für das MWMS entsprechend dem MMS jeweils eine Sensitivitätsrechnung für die demographische und die gesamtwirtschaftliche Entwicklung durchgeführt (zu Details in den Variationen siehe Kapitel 3.5.1.1).

Tabelle 3-127 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen. Ein weniger stark ausgeprägtes Wirtschaftswachstum gemäß der EU Guidelines würde bis zum Jahr 2035 zu einer Reduktion der energiebedingten Emissionen um fast 37 Mio. t CO₂-Äqu. führen. Dies entspräche (bezogen auf 1990) einer zusätzlichen relativen Reduktion der Gesamtemissionen um 3,0 Prozentpunkte. Eine weniger stark ausgeprägte Abnahme der Bevölkerung gemäß der EU Guidance hingegen würde die Klimabilanz im Jahr 2035 mit zusätzlichen Emissionen in Höhe von gut 6 Mio. t CO₂-Äqu. belasten (bezogen auf 1990 entspräche dies einer Minderung der relativen Emissionsreduktion um 0,5 Prozentpunkte). Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass hinsichtlich der Sensitivität der Emissionsentwicklung sowohl die gesamtwirtschaftliche Entwicklung (mit Blick auf die gesamten energiebedingten Emissionen) als auch die demographische Entwicklung von erheblicher Bedeutung sind.

3.5.2.2 Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreise im Stromsektor

Die vorliegende Sensitivitätsanalyse untersucht die Auswirkungen höherer Energiepreise auf den Stromsektor. Die Sensitivitätsrechnung wird auf Basis des für das MWMS ermittelten Kraftwerksparks in den verschiedenen Szenariojahren durchgeführt unter der Annahme, dass sich die Kraftwerksparkstruktur durch die geänderten Brennstoffpreise nicht ändert. Mit Hilfe des Kraftwerkseinsatzmodells PowerFlex wird der Kraftwerkseinsatz mit den geänderten Brennstoffpreisen berechnet. Der Vergleich der Stromerzeugung nach Brennstoffen sowie der CO₂-Emissionen stellt die Wirkung der Sensitivität dar.

Annahmen und Parametrisierung für diese Sensitivitätsanalyse erfolgen analog zur Darstellung in Abschnitt 3.5.1.2.

Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Durch den deutlich höheren Erdgas-Preis und den moderat höheren Steinkohlepreis in der Sensitivitätsrechnung im Vergleich zu den Annahmen im MWMS bei gleichbleibendem Braunkohlepreis kommt es zu einer Verschiebung in der Merit Order. Die Erdgas-Verstromung nimmt in der Sensitivität um gut 20 TWh in allen Jahren ab (Tabelle 3-125). Aufgrund der bereits guten Auslastung der Braunkohle-Kraftwerke können diese, obwohl sie unverändert geringe Erzeugungskosten aufweisen, nur in beschränktem Maße die Erzeugung erhöhen (um etwa 1 bis 6 TWh). Entsprechend nimmt vor allem die Steinkohle-Verstromung zu (um gut 13 bis 18 TWh). Insgesamt weist die Sensitivität einen höheren Kohlenanteil im Erzeugungsmix auf. Aufgrund des größeren Kohleanteils am Erzeugungsmix erhöhen sich die CO₂-Emissionen in der Sensitivität um 3 bis 7 Mio. t CO₂ (Tabelle 3-126).

Tabelle 3-125: Stromerzeugung der Sensitivitätsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MWMS (Differenzbetrachtung Sensitivität-MWMS)

	2020	2025	2030	2035
	TWh			
Braunkohle	1,7	6,3	5,9	6,1
Steinkohle	18,5	14,9	13,7	15,1
Erdgas	-20,1	-21,3	-20,4	-22,3

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 3-126: CO₂-Emissionen des Stromsektors der Sensitivitätsberechnung Brennstoffpreise im Vergleich zum MWMS ¹³⁴

	2020	2025	2030	2035
	Mt CO ₂			
MWMS (Referenzpreise)	293,6	270,4	222,6	191,9
MWMS (Preise EU-Guidance)	296,5	277,0	228,6	198,8
Differenz	2,9	6,6	5,9	6,9

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

3.5.2.3 Sensitivität Stromexport

Im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welchen Einfluss die Annahmen zu Stromexporten und –importen auf die Ergebnisse haben. Insbesondere werden die Wirkungen der Maßnahmen im Stromsektor sowie die Annahmen zur Entwicklung der Exporte zwischen heute und 2020 näher beleuchtet.

Maßnahmenwirkung

Für die Berechnung der Stromerzeugung im MWMS wurde angenommen, dass die einzelnen Maßnahmen einen Einfluss auf die exportierten Strommengen haben (siehe Diskussion der Bewertung der Einzelmaßnahmen in Abschnitt 2.6.1.2). Da aufgrund der Vielzahl der Effekte im Stromsektor dieser Einfluss nicht mit absoluter

¹³⁴ Leichte Abweichungen der hier dargestellten CO₂-Emissionen im MWMS im Vergleich mit den in Tabelle 3-23 dargestellten ergeben sich daraus, dass die CO₂-Emissionen hier direkt aus der Strommodellierung kommen und nicht den kleinen Anpassungen unterzogen wurden, die für die Berechnung der Emissionen in Tabelle 3-23 vorgenommen werden. Dort werden insbesondere die CO₂-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung berücksichtigt, sowie differenziertere Emissionsfaktoren je nach Zuordnung der Kraftwerke auf die Subsektoren „Öffentliche Kraftwerke“, „Raffineriekraftwerke“, „Übrige Kraftwerke der Energiewirtschaft“ und „Industriekraftwerke“ verwendet.

Sicherheit vorhergesagt werden kann, soll diese Sensitivität untersuchen, wie sich Stromerzeugung und Gesamtemissionen in 2020 ohne Berücksichtigung schwer abschätzbarer Exportwirkungen entwickelt hätten.

Im Rahmen der Maßnahmenbewertung wurde angenommen, dass die KWK-Förderung zu einer Erhöhung der Exporte um ca. 6 TWh führen würde. Unter der Annahme, dass durch verschiedene Effekte diese Maßnahme sich anders als erwartet auf die Exporte auswirkt, ergäben sich Exporte von 50 TWh anstelle von 56 TWh wie im MWMS angesetzt. Eine Abschätzung basierend auf der Differenz der Stromerzeugung von 6 TWh und dem durchschnittlichen Emissionsfaktor des fossilen Strommixes in 2020 ergibt eine Reduzierung der Emissionsmenge um ca. 5,4 Mio t CO₂ im Vergleich zum MWMS im Falle niedriger Exporte.

Sensitivität zeitliche Entwicklung Stromexporte

Im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welche Auswirkungen es auf die CO₂-Emissionen hat, wenn davon ausgegangen wird, dass der Stromexport auf dem Niveau von 2013¹³⁵ (34 TWh) verbleibt. Diese Sensitivitätsanalyse wird lediglich für das Jahr 2020 durchgeführt. Im MWMS wird für dieses Szenariojahr ein Export von 56 TWh angenommen (Tabelle 3-10), sodass in der Sensitivitätsrechnung 22 TWh weniger Strom erzeugt werden müssen.

Berechnet mit dem durchschnittlichen Emissionsfaktor des fossilen Strommixes in 2020 ergibt sich eine Reduktion der CO₂-Emissionen um rund 20 Mio. t, wenn die Exporte um 22 TWh sinken.

Aus den beiden Betrachtungen zur möglichen Entwicklung der Exporte bis zum Jahr 2020 ergibt sich also in Summe eine mögliche Reduktion der CO₂-Emissionen um 25,4 Mio. t CO₂.

3.5.2.4 Übersicht der THG-Reduktionen aller Sensitivitätsanalysen (Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario)

Tabelle 3-127 vergleicht die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die verschiedenen Sensitivitätsrechnungen¹³⁶. Zunächst ist ein Kombinationsfall aus einer weniger stark zurückgehenden Bevölkerung und gleichzeitig höheren Brennstoffpreisen denkbar, wie dies die EU in ihren Empfehlungen vorgibt. Dieser Fall hätte zur Folge, dass die Emissionen in 2020 nur um 36,4% zurückgehen. Vor dem Hintergrund aktueller wirtschaftlicher Unsicherheiten sowie unter der Annahme, dass ein geringeres Wirtschaftswachstum in Europa auch zu einer geringeren Stromnachfrage aus dem Ausland führen kann, wird darüber hinaus der kombinierte Effekt eines geringeren Wirtschaftswachstums sowie eines geringeren Stromexports im Jahr 2020 ausgewiesen. Darüber hinaus werden für die Sensitivitätsbetrachtung in 2020 7 Mio. t CO₂ berücksichtigt, welche in den Berechnungen des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nicht enthalten sind, da sie zur Zeit der Erstellung der Modellierung noch nicht einer ausreichend detaillierten Ausgestaltung vorlagen. Dies betrifft erstens Effizienzmaßnahmen mit einer Emissionsminderung von 5,5 Mio. t CO₂, die im Rahmen des Aktionsprogramms und der Diskussion um das Stromsektorinstrument („weitere 22 Mio. t Emissionsminderung im Stromsektor“) beschlossen wurden und darüber hinaus ggf. zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen der Braunkohlewirtschaft, um eine zusätzliche Emissionsminderung im Umfang von bis zu 1,5 Mio. t CO₂ bis 2020 zu realisieren.

Insgesamt ergibt sich dann für diesen Fall eine Emissionsreduktion um 40,4% im Vergleich zu 1990, womit das Minus-40%-Ziel in 2020 erreicht würde.

¹³⁵ Für die Berechnungen zum MMS wurde der Wert von 34 TWh für den Stromexport angenommen, welcher sich auf das Jahr 2013 bezieht, da dieser der aktuellste bekannte Statistikwert zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Teils des Berichts Anfang 2015 darstellt. Um eine Vergleichbarkeit der Betrachtungen zu gewährleisten, wurde dieser Wert auch als Referenz für die Sensitivitätsbetrachtungen zum MWMS ausgewählt.

¹³⁶ Die Sensitivitäten im Stromsektor (höhere Brennstoffpreise bzw. geringerer Export) wurden ohne Integration in den gesamten Energiesektor bzw. in die Gesamtemissionen berechnet, sodass an dieser Stelle lediglich die Unterschiede im Vergleich zum MMS dargestellt werden.

Tabelle 3-127: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen (MWMS)

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Emissionen im Energiesektor (inkl. int. Flugverkehr)								
MWMS	844,4	817,0	811,6	783,7	678,3	621,2	549,4	502,5
Sensitivität gesamtwirtschaftliche Entwicklung					665,2	602,6	522,8	465,7
Sensitivität demographische Entwicklung					679,9	624,9	555,0	508,6
Sensitivität Brennstoffpreise					681,2	627,8	555,3	509,3
Sensitivität Stromexport kombiniert					658,3			
Differenz zu den Emissionen im Energiesektor im MWMS								
Sensitivität gesamtwirtschaftliche Entwicklung					-13,1	-18,7	-26,5	-36,7
Sensitivität demographische Entwicklung					1,6	3,6	5,6	6,2
Sensitivität Brennstoffpreise					2,9	6,6	5,9	6,9
Sensitivität Stromexport kombiniert					-25,4			
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr)								
MWMS	994,5	946,4	939,1	906,4	789,1	721,0	641,3	591,5
Sensitivität gesamtwirtschaftliche Entwicklung					776,0	702,3	614,7	554,8
Sensitivität demographische Entwicklung					790,7	724,6	646,9	597,7
Sensitivität Brennstoffpreise					792,0	727,6	647,2	598,4
Sensitivität Stromexport					769,0			
Reduktion gegenüber den Gesamtemissionen in 1990, in %								
MWMS	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,4%	-36,8%	-42,2%	-48,6%	-52,6%
niedriges Wirtschaftswachstum					-37,8%	-43,7%	-50,7%	-55,6%
hohes Bevölkerungswachstum					-36,6%	-41,9%	-48,2%	-52,1%
Sensitivität Brennstoffpreise					-36,5%	-41,7%	-48,1%	-52,1%
Sensitivität Stromexport kombiniert					-38,4%			
Kombinierter Effekt Wirtschaftswachstum und Stromexport (maximale Emissionsreduktion)					-39,8%			
Kombinierter Effekt demographische Entwicklung und Brennstoffpreise (minimale Emissionsreduktion)					-36,4%			

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Reduktion gegenüber den Gesamtemissionen in 1990, incl. Paket vom 2. Juli 2015¹³⁷, in %								
MWMS	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,4%	-37,4%			
niedriges Wirtschaftswachstum					-38,4%			
hohes Bevölkerungswachstum					-37,2%			
Sensitivität Brennstoffpreise					-37,1%			
Sensitivität Stromexport kombiniert					-39,0%			
Kombinierter Effekt Wirtschaftswachstum und Stromexport (maximale Emissionsreduktion)					-40,4%			
Kombinierter Effekt demographische Entwicklung und Brennstoffpreise (minimale Emissionsreduktion)					-37,0%			

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

¹³⁷ Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

4 Quellenverzeichnis

- AGEB (2012–2014): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, Jahre 2005–2012. (Bearbeitungsstand 2012 für die Jahre 2005 bis 2010, Bearbeitungsstand 2013 für das Jahr 2011 und Bearbeitungsstand 2014 für das Jahr 2012).
- Arepo Consult (2012): Befreiungen der energieintensiven Industrie in Deutschland von Energieabgaben; Rosa Luxemburg Stiftung, Arepo Consult, Berlin.
- BAFA (2014): Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen zu den gesetzlichen Regelungen nach §§ 63 ff. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 einschließlich der Regelungen zur Zertifizierung des Energieverbrauchs und der Energieverbrauchsminderungspotenziale, Eschborn.
- BAFA (2012): Merkblatt für Anträge nach 3.1.1 der Richtlinie für Investitionszuschüsse zum Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien im Mittelstand: Einzelmaßnahmen. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn.
- Barthel, C. et al. (2010): Analyse der Vorstudien für Wohnungslüftung und Klimageräte – Veröffentlichung im Rahmen des Projektes "Materialeffizienz und Ressourcenschonung" (MaRes) - Arbeitspaket 14. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. UBA-Texte 30/2010. Online: <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/dateien/3946.htm>
- BDEW (2013): Stromverbrauch im Haushalt.**
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2 Beiblatt zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2%20Beiblatt%20zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf) (09.03.1015)
- BDH (2014): Bilanz Heizungsindustrie. Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V., Köln vom 28.01.2014. http://www.bdh-koeln.de/uploads/media/Bilanz_Heizungsindustrie_2013.pdf
- BEI/IZES (2009): Gutachten zur Außerbetriebnahme von elektrischen Nachtspeicherheizungen.
- BITKOM (Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e.V.) (2008): Die Zukunft der digitalen Consumer Electronics, Berlin.
- BMEL (2014): Rahmenplan der Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“ für den Zeitraum 2014 -2017. Berlin
- BMF (2013): 24. Subventionsbericht - Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2011 bis 2014, Bundesministerium der Finanzen, Berlin.
- BMU (Hg.) (2013): Projektionsbericht der Bundesregierung 2013 gemäß Entscheidung 280/2004/EG.
- BMU (2013): Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen an Kälte- und Klimaanlage in Unternehmen vom 16.12.2013.
- BMU (2012): Bundesumweltministerium verbessert die Förderung für Wärme aus erneuerbaren Energien – Neue Förderkonditionen für das Marktanreizprogramm. Pressemitteilung Nr. 107/12. Berlin, 08.08.2012.
http://www.bmu.de/pressemitteilungen/aktuelle_pressemitteilungen/pm/49027.php
- BMU (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Berlin, Oktober 2011.
- BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Online:
http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere.pdf. Dezember 2014.
- BMUB, NKI (2014): Bekanntmachung der Förderung von Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerken in Deutschland im Rahmen des Projekts „LEEN 100“, Karlsruhe.
- BMVBS (2013): Sozio-ökonomische und verkehrspolitische Rahmenbedingungen der Verkehrsprognose 2030.
- BMVI (Hg.) (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Schlussbericht. Intraplan Consult, BVU Beratergruppe Verkehr+Umwelt, Ingenieurgruppe IVV, Planco Consulting.
- BMWi (2014a). Mehr aus Energie machen - Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz. Berlin.
- BMWi (2014b): Frühjahrsprojektion der Bundesregierung vom 15.04.2014.
- BMWi (2014c): Herbstprojektion der Bundesregierung vom 14.10.2014.

BMWi (2014d): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). (Stand: August 2014). Online verfgrbar unter

http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

BMWi (2014e). Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft". M rz 2014.

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/MonitoringEnergiederZukunft/ZweiterMonitoringbericht/Zweitermonitoringberichtundoeffentlichediskussion-node.html

BMWi (2013) (Hrsg.): Bundesbericht Energieforschung 2013. Bundesministerium fr Wirtschaft und Technologie. Juli 2013.

BMWi (2007): Pressemitteilung vom 21.11.2007. BMWi und KfW F rderbank f rdern die betriebliche Energieeffizienz. Bundesministerium fr Wirtschaft und Technologie (BMWi).

BMWi; BAFA (2014): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung - Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014, Berlin.

Brigida, M. (2014): The switching relationship between natural gas and crude oil prices. *Energy Economics* 43, S. 48–55.

Bundesbank (2014): Pressenotiz: Deutsche Wirtschaft auf Wachstumskurs.

http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/BBK/2014/2014_06_06_wirtschaftsprognose.htm

Bundesinstitut fr Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) (2010): Marktentwicklung bei der Ausstellung von Energieausweisen im Geb uudebereich.

Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Stand: 29.10.2014. Online verfgrbar unter

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2014.xlsx

Bundesregierung (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz).

Bundesregierung (2014a): Die neue Hightech-Strategie Innovationen fr Deutschland. <http://www.hightech-strategie.de/>

Bundesregierung (2014b): Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur nderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. EEG-Entwurf.

Bundesregierung (2002): Perspektiven fr Deutschland. Unsere Strategie fr eine nachhaltige Entwicklung. Berlin.

B hlmann, C. (2014): Effizienzpolitik in der Schweiz. Energiepolitische Instrumente zur Erh hhung der Energieeffizienz.

Vortrag auf dem Fachgespr ch B ndnis 90 / Die Gr nen „Energieeffizienz fr die Energiewende“. Berlin, 23. Mai 2014.

B rger, V., Reitze, F., Fette, M., Herbst, A., Jochem, E., Schulz, W., Seebach, D., & Toro, F. (2012): Erarbeitung einer Integrierten W rme- und K ltestrategie Arbeitspaket 4 - Darstellung des aktuellen Rechts- und F rderrahmens und dessen Wirkungen. Forschungsbericht im Auftrag des Bundesministeriums fr Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 49(0), 1-154.

Butz, W. (2015): „Klimaschutz mit angepasster Deponietechnik- laufende Projekte des Umweltbundesamtes“, Vortrag zur Fachtagung: Stilllegung und Nachsorge von Deponien - Schwerpunkt Deponiegas, am 13. – 14. Januar 2015 in Trier

DEHSt (2014): VET-Bericht 2013. Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen stationren Anlagen in Deutschland im Jahr 2013. Berlin, Mai 2014.

De Jong (2010): Price sensitivity of European road freight transport – towards a better understanding of existing results. Delft.

dena (2012): Neues Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz in Kraft. Meldung vom 25.5.2012.

<http://www.dena.de/aktuelles/alle-meldungen/neues-envkg.html>

Destatis (Statistisches Bundesamt) (2012): Finanzen und Steuern – Luftverkehrsteuer 2011. Fachserie 14 Reihe 9.6. Wiesbaden.

Destatis (Statistisches Bundesamt) (2001-2012): Fachserie 19, Reihe 1 Abfallentsorgung.

Diefenbach, Nikolaus, Holger Cischinsky, Markus Rodenfels, und Klaus-Dieter Clausnitzer (2010): Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung Zur Energetischen Qualität Und Zu Den Modernisierungstrends Im Deutschen Wohngebäudebestand. Darmstadt.

Diekmann, J. et al. (1999): Energie-Effizienz-Indikatoren: statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis. Heidelberg: Physica-Verlag.

DIW (2014): Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets. Unter Mitarbeit von Jonas Egerer, Clemens Gerbaulet, Richard Ihlenburg, Friedrich Kunz, Benjamin Reinhard, Christian von Hirschhausen, Alexander Weber, Jens Weibezahn (Data Documentation 72). Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.440963.de/diw_datadoc_2014-072.pdf

DLR, Fraunhofer IWES, IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, BMU - FKZ 03MAP146.

EEA (2015): EU Emissions Trading System (ETS) data viewer, <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer>, Download 25.02.2015.

EEA (2012): Monitoring CO₂ emissions from new passenger cars in the EU: summary of data for 2012. Kopenhagen.

Energy Information Administration (EIA) (2014): Annual Energy Outlook 2014, Washington DC, April 2014.

Energy Information Administration (EIA) (2013): Annual Energy Outlook 2013, Washington DC, April 2013.

Energy Information Administration (EIA) (2012): Annual Energy Outlook 2012 Early Release Overview. Washington DC, January 2012.

Ernst & Young (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, abrufbar unter www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html (09/03/2015)

Europäische Kommission (KOM) (2014). Impact Assessment Accompanying the Communication "A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030". Verfügbar unter http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_impact_assessment.pdf, zuletzt abgerufen am 12.01.2015.

European Commission (2014b): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2015. Brussels, 17.06.2014.

European Commission (2013a): EU Energy, Transport and GHG Emissions - Trends to 2050 - Reference Scenario 2013. Verfügbar unter http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf, zuletzt abgerufen am 26.06.2014.

European Commission (2013b): Überblick über die Reform der GAP 2014-2020. Informationen zur Zukunft der Agrarpolitik N°5. http://ec.europa.eu/agriculture/policy-perspectives/policy-briefs/05_de.pdf

European Commission (2012): Recommendations for reporting on projections in 2013. Brussels, 2012.

European Commission (2011a): Energy Roadmap 2050. Impact Assessment. Part 1/2. SEC(2011) 1565/2. Brussels: European Commission.

Europäische Kommission (2011b): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat und den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss - Intelligenter Energiebesteuerung in der EU: Vorschlag für eine Änderung der Energiesteuerrichtlinie; KOM (2011) 168/3.

European Commission (2010): EU energytrends to 2030 —UPDATE 2009. Verfügbar unter http://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/trends_to_2030_update_2009_en.pdfhttp://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/trends_to_2030_update_2009_en.pdf, zuletzt abgerufen am 02.02.2014. doi:10.2833/21664

European Commission (2009): Gesundheitscheck der Gemeinsamen Agrarpolitik. http://ec.europa.eu/agriculture/healthcheck/index_de.htm

European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights – European-Carbon-Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights – Spot - EU emission allowances EEX, Leipzig.

EuP Preparatory Studies Lot 10 (2008): "Residential room conditioning appliances (airco and ventilation). Final Report. M rz 2009. Online: <http://www.ecoaircon.eu/>

Europ ischer Rat (ER) (2014). Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework (SN 79/14), Brussels. Verfgbar unter http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145356.pdf, zuletzt abgerufen am 06.11.2014.

Fleiter, Tobias; Gruber, Edelgard; Eichhammer, Wolfgang; Worrell, Ernst (2012): The German energy audit program for firms - a cost-effective way to improve energy efficiency? In: *Energy Effic.* 5 (4), S. 447–469.

Fleiter, Tobias; Schломann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang (Hg.) (2013): *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechniken - Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Fraunhofer Institut fr System- und Innovationsforschung. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Fleiter, Tobias; Hirzel, Simon; Jakob, Martin; Barth, Jan; Quandt, Laura; Reitze, Felix.; Toro, Felipe (Hg.) (2010): *Electricity demand in the European service sector: a detailed bottom-up estimate by sector and by end-use*. Frankfurt (Konferenzband der IE ECB 13-14.04.2010).

Fraunhofer ISI (2014a): *Kosten-/Nutzen-Analyse der Einfhrung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen und Bewertung von Instrumenten und mglicher Instrumentenkombinationen fr Deutschland*. Im Auftrag der BfEE und des (BMWi). Karlsruhe.

Fraunhofer ISI (2014b): *Kurzstudie zur Prfung der weiterfhrenden Forderung von Beleuchtungssystemen, die auf LED-Technik basieren im Rahmen des Forderprogrammes „Investitionszuschüsse zum Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien im Mittelstand“*, BfEE 14/05, Karlsruhe.

Fraunhofer ISI; Fraunhofer IFAM; Prognos; IFEU; HfWU (2014): *Ausarbeitung von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland auf Grundlage einer Kosten-/Nutzen-Analyse*. Wissenschaftliche Untersttzung bei der Erarbeitung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE). Zusammenfassung. Hg. v. Fraunhofer ISI, Fraunhofer IFAM, Prognos, IFEU und HfWU. Karlsruhe.

Fraunhofer IZM (Institut fr Zuverl ssigkeit und Mikrointegration), Fraunhofer ISI (Institut fr System- und Innovationsforschung) (2009): *Absch tzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft*. Studie im Auftrag des BMWi. Berlin, Karlsruhe, 2009.

GfK (Gesellschaft fr Konsumforschung) (2002-2010): *GfK Retail Panel Haushaltsger te Deutschland 1998-2008 – Waschmaschinen, Wschetrockner, Geschirrsp lmaschine, K hlschrank, Gefrierschrank, Kochen und Klimaanlage*, N rnberg.

Gores, Sabine; Emele, Lukas (2013): *BHKW-Markt unter Druck*. In: *Energie&Management* (15. Dezember), zuletzt geprft am 21.01.2015.

Hautzinger, Heinz und Karin Mayer (2004): *Analyse von nderungen des Mobilit tsverhaltens - insbesondere der Pkw-Fahrleistung - als Reaktion auf ge nderte Kraftstoffpreise*. Heilbronn.

Harthan, Ralph Oliver (2015): *Integration of Renewable Energies into the German Power System and Their Influence on Investments in New Power Plants – Integrated Consideration of Effects on Power Plant Investment and Operation*. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:15-qucosa-160117>

ICE ECX EUA Futures: Results EUA Futures, London.

International Energy Agency (IEA) (2013): *World Energy Outlook 2013*. Paris.

Ifeu (Institut fr Energie und Umweltforschung Heidelberg) (2003): *Detzel, A., Vogt, R., Fehrenbach, H., Knappe, F., Gromke, U., IFEU - Institut fr Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH: Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationale Richtlinien. Teil Abfall/Abwasser, Februar 2003*.

IPCC (2007): *IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4)*

IPCC (2006): *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Online: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>

IPCC (2001): *IPCC Third Assessment Report: Climate Change 2001 (TAR)*

- IPCC (1996): Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Online: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.html>
- IPCC (1995): IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995 (SAR).
- IREES; Fraunhofer ISI (2014): Evaluation des Förderprogramms „Energieberatung im Mittelstand“. Unter Mitarbeit von Michael Mai, Edelgard Gruber, Edith Holländer, Annette Roser, Andreas Gerspacher, Tobias Fleiter et al. Hg. v. Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.
- IREES; Fraunhofer ISI (2010): Evaluierung des Förderprogramms "Energieeffizienzberatung" als Komponente des Sonderfonds "Energieeffizienz in kleinen und mittleren Unternehmen (KMU)", Karlsruhe: Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH (IREES); Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI.
- Jäger, C., Jochem, E. et al. (2008): Investitionen für ein klimafreundliches Deutschland. Studie im Auftrag des BMU. http://www.bmu.bund.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_klimadeutschland.pdf
- Jochem, E.; Idrissova, F. (2014): Bericht über die Auswertungen der Daten der Initialberatungen aus dem Projekt „30 Pilot-Netzwerke“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Karlsruhe, 21.7.2014.
- Jochem, E.; Mai, M.; Ott, V. (2010): Energieeffizienznetzwerke - beschleunigte Emissionsminderung in der mittelständischen Wirtschaft. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 34, pp. 21-28.
- KEMA (2009): Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering). Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Bonn, Juni 2009.
- Koch, M., Bauknecht, D. 2010: Modellgestützte Analyse von flexiblen Verbrauchern in intelligenten Stromnetzen. Solarzeitalter 22, S. 28-34.
- Kless, S.; Veldues, B. (2008): Auszug aus Wirtschaft und Statistik: Ausgewählte Ergebnisse für kleine und mittlere Unternehmen in Deutschland 2005. Statistisches Bundesamt: Wiesbaden.
- Knörr, Wolfram (2011): Aktualisierung „Daten - und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030“ (TREMOD , Version 5.2) für die Emissionsberichtserstattung 2012 (Berichtsperiode 1990-2010. Heidelberg.
- Kranzl, Lukas, Marcus Hummel, Andreas Müller, und Jan Steinbach (2013): „Renewable heating: perspectives and the impact of policy instruments“. Energy Policy 59:44–58.
- Loungani, P. & Matsumoto, A. (2012): Oil and Natural Gas Prices: Together Again? Working paper (International Monetary Fund (IMF), Hrsg.). International Monetary Fund (IMF). Verfügbar unter http://www.usaee.org/usaee2012/submissions/OnlineProceedings/USAEE_PP.pdf, zuletzt abgerufen am 07.07.2014.
- Medlock, K. B. (2012): U.S. LNG Exports - Truth and Consequence. James A. Baker Institute, Rice University. Verfügbar unter https://bakerinstitute.netfu.rice.edu/media/files/Research/da5493d4/US_LNG_Exports_-_Truth_and_Consequence_Final_Aug12-1.pdf, zuletzt abgerufen am 11.09.2014.
- Mock, Peter, Uwe Tietge, Vicente Franco und John German (2014): FROM LABORATORY TO ROAD: A 2014 UPDATE OF OFFICIAL AND "REAL-WORLD" FUEL CONSUMPTION AND CO₂ VALUES FOR PASSENGER CARS. Berlin. http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_LaboratoryToRoad_2014_Report_English.pdf
- Müller, Andreas, und Peter Biermayr (2011): „Die Zukunft des Wärmebedarfs für Heizung und Brauchwassererwärmung in österreichischen Gebäuden bis 2050“. S. 1–17 in 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT. Wien: Energy Economics Group, Vienna University of Technology.
- Nick, S. & Thoenes, S. (2013): What Drives Natural Gas Prices? A Structural VAR Approach. EWI Working Paper No. 13/02. Köln: Institute of Energy Economics, University of Cologne. Verfügbar unter <https://www.econstor.eu/dspace/bitstream/10419/74410/1/746670524.pdf>, zuletzt abgerufen am 07.07.2014.
- OECD (2014a): OECD Economic Outlook 95 Database (May 2014).
- OECD (2014b): OECD Economic Outlook 95 Long-term baseline projections Database (May 2014).

- Offermann, F. et al. (2014): Thünen-Baseline 2013-2023: Agrar6konomische Projektionen fr Deutschland. Braunschweig: Johann Heinrich von Th6nen-Institut, 112 Seiten, Th6nen Report 19.
- 6ko-Institut und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde.
- 6ko-Institut (2014a): eMobil 2050 – Szenarien zum m6glichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Studie im Auftrag des Bundesministeriums fr Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin.
- 6ko-Institut (2014b): Quantifizierung der Ma6nahmen fr das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020.
http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/oekoinsitiut_quantifizierung_massnahmen_bf.pdf
- 6ko-Institut (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Berlin.
- 6ko-Institut (2012): Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and raising climate ambition, Juni 2012, Berlin.
- 6ko-Institut (2010): Energiepreise fr aktuelle Modellierungsarbeiten. Regressionsanalytisch basierte Projektionen. Teil 1: Preise fr Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe. Berlin, M6rz 2010.
- 6ko-Institut et al. (2014): Luftqualit6t 2020/2030: Weiterentwicklung von Prognosen fr Luftschadstoffe unter Ber6cksichtigung von Klimastrategien. Online:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_35_2014_komplett.pdf
- 6ko-Institut et al. (2013): Politiksznarien fr den Klimaschutz VI – Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Untersuchung von 6ko-Institut, FZ J6lich IEF-STE, DIW Berlin, Fraunhofer ISI im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Climate Change 04/2013. Dessau-Ro6blau, M6rz 2013. Online:
<http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4412.pdf>
- 6ko-Institut; Fraunhofer ISI; Ziesing, H.-J. (2011): Energieeffizienz in Zahlen, Dessau: Umweltbundesamt.
- 6ko-Institut et al. (2009): Politiksznarien fr den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Untersuchung von 6ko-Institut, DIW Berlin, FZ J6lich IEF-STE, Fraunhofer ISI, Ziesing, H.-J. im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Climate Change 16/2009. Dessau-Ro6blau, Oktober 2009. online:
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/politiksznarien-fuer-den-klimaschutz-v-auf-weg>
- 6ko-Institut und Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050 – 1. Modellierungsrunde; Studie im Auftrag des Bundesministeriums fr Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. <http://www.oeko.de/oekodoc/2019/2014-604-de.pdf>
- 6ko-Institut (2012): Evaluierung des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums fr Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Anhang A-6 zum Endbericht. Einzelprojektevaluierung Impulsprogramm „Gewerbliche K6lteanlagen“.
- 6ko-Recherche (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF6 fr Deutschland bis zum Jahr 2050. UBA Climate Change Nr. 21/2011.
- 6ko-Recherche & 6ko-Institut (2015): Barbara Gschrey, Winfried Schwarz, Thomas Kimmel (6ko-Recherche), Wolfram J6r6f, Katja Schumacher, Johanna Cludius (6ko-Institut): Ma6nahmen zur Verbesserung der Marktdurchdringung klimafreundlicher Technologien ohne halogenierte Stoffe vor dem Hintergrund der Revision der Verordnung (EG) Nr. 842/2006; Climate Change 06/2015. Dessau-Ro6blau, Mai 2015 (Abschlussdatum Juni 2014). online:
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_06_2015_massnahme_n_zur_verbesserung_der_marktdurchdringung.pdf.
- Peter, Martin (2012): Auswirkungen der Einf6hrung der Luftverkehrssteuer auf die Unternehmen des Luftverkehrssektors in Deutschland. Ex-Post-Analyse nach einem Jahr. Z6rich.
- Platts (2013): World Electric Power Plants Database.
- Prognos (2014a): Letztverbrauch 2019 Planungspr6missen fr die Berechnung der EEG-Umlage. Berlin

Prognos (2014b): Ermittlung der Förderwirkungen des KfW-Energieeffizienzprogramms für den Förderjahrgang 2012. Unter Mitarbeit von Nils Thamling, Karsten Weinert und Markus Hoch. Hg. v. Prognos. Berlin.

Prognos, EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Köln, Basel, 2006.

Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Endbericht. Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel, Köln, Osnabrück.

Prognos (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Berlin September 2011.

Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) (2011): Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Basel, Köln, Osnabrück, Juli 2011.

Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Basel, Köln, Osnabrück, 27. August 2010.

R2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt, Köln.

Schleich, J. et al. (2011): Smart metering in Germany – Results from feedback information in a field trial. Paper prepared for the eceee summer study 2011. <http://www.eceee.org>

Schlomann, B.; Geiger, B.; Gruber, E.; Kleeberger, H. (Hg.) (2014): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2006 bis 2011. ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Schlomann, Barbara et al. (2013): Energieverbrauch Des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland Für Die Jahre 2007 Bis 2010. Karlsruhe, München, Nürnberg.

Schlomann, Barbara et al. (2011): Energieverbrauch Des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland Für Die Jahre 2007 Bis 2010 [Energy Consumption of the Trade, Commerce, Services Sector 2007 to 2010].

Statistik der Kohlenwirtschaft (2014): Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Herne/Köln.
http://www.kohlenstatistik.de/index.php?article_id=17

Statistisches Bundesamt (2014a): Bevölkerungsstatistik lange Reihe.

Statistisches Bundesamt (2014b): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen.

Statistisches Bundesamt (2014c): Genesis Online Datenbank Code 8100-0103, VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt) Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche.

Statistisches Bundesamt (2014d): Kostenstrukturerhebung im Verarbeitenden Gewerbe.

Statistisches Bundesamt (2013a): Bruttoinlandsprodukt 2012 für Deutschland.

Statistisches Bundesamt (2013b): Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Tabelle 66. Berichtszeitraum: Kumulierte Monate bis Dezember 2012.

Statistisches Bundesamt (2013c): Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe. 2012 (Fachserie 4 Reihe 6.4). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Energie/Struktur/Stromerzeugungsanlagen2040640127004.pdf?__blob=publicationFile

Statistisches Bundesamt (2012): Genesis Online Datenbank Code 8100-0103, VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt) Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche.

Statistisches Bundesamt (2010): Produktionsdatenbank (Prodcom), <http://www.eds-destatis.de/de/theme4/prodcom.php>, Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (2009): 12. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung.

Steinbach, Jan (2013): „Akteursspezifische Untersuchung von Strategien zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau erneuerbarer Energien im Wohngebäudebereich“. Proceedings of the 8. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) (1):48–50.

Thomson Reuters Point Carbon (2014): Long term EUA price outlook: Abatement in sight. Carbon Market Analyst, A Point Carbon Publication, 2014.

Tschach Solutions (2015): Which design fort he MSR? The price sensitivities of key stakeholders' MSR proposals. Updated: 06 February 2015, initial publication: 15 January 2015, Analysts: Jan Frommeyer, Philipp Ruf, Yann Andreassen.

UBA (2014a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2012. Climate Change 24/2014. Dessau-Roßlau, Juli 2014. Sowie CRF-Inventarmeldung an UNFCCC vom April 2014.

http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/deu-2014-crf-15apr.zip

UBA (2014b): Datenauszug aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE) vom 05.11.2014. Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (2014c): Kraftwerke in Deutschland ab 100 Megawatt elektrischer Leistung. August 2014. Online verfügbar unter

www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/kraftwerke_in_deutschland_ab_100_megawatt_elektrischer_leistung_2014_08.xls

UNFCCC (2000): UNFCCC guidelines on reporting and review. Review of the implementation of commitments and of other provisions of the convention. FCCC/CP/1999/7, 16. February 2000. <http://unfccc.int/resource/docs/cop5/07.pdf>

US Bureau of Economic Analysis (BEA): Current-Dollar and "Real" Gross Domestic Product. Washington DC.

<http://www.bea.gov/national/xls/gdplev.xls>

Übertragungsnetzbetreiber (2014): Kraftwerksliste zum NEP 2015. Online verfügbar unter

http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/20140430_Entwurf_NEP2015_KW-Liste.pdf

Übertragungsnetzbetreiber (2013): Kraftwerksliste zum NEP 2014. Online verfügbar unter

http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP_2014_Kraftwerksliste.pdf

Vattenfall Europe Mining AG (VEM 2011): Jahresabschluss zum 31. Dezember 2010, Auszug aus dem Unternehmensregister, Tag der Erstellung: 04.08.2011, Cottbus.

ZVEI (2006-2009): Zahlenspiegel des deutschen Elektro-Hausgerätemarktes 2005-2008, Frankfurt.

Anhang

A1 Instrumententypen

Tabelle A-4-1: Klassifikation der Instrumententypen

Instrumententyp		Erluterung, Beispiele
Ökonomische Instrumente	E	Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen: Umwelt-abgaben-/Steuern, Handelbare Zertifikate, Handelbare Quoten, Tarifpolitik, Marktreform/-öffnung
Fiskalische Instrumente	F	Subventionen und öffentliche Infrastrukturausgaben: Zuschüsse, verbilligte Kredite, Steuererleichterungen, Staatliche Investitionen
Verpflichtungserklärungen	V	Freiwillige und verhandelte Selbstverpflichtungen: Vereinbarungen von Wirtschaftsbereichen, Branchen oder Unternehmen
Regulierung	R	Ordnungsrechtliche Vorschriften: Ver- und Gebote, technische Standards, Produktkennzeichnung
Information	I	Allgemeine Information und Beratung: Broschüren, Informationszentralen, Agenturen, Beratungsstellen
Bildung	ET	Regelung und Förderung der Bildung: Aus-, Fort- und Weiterbildung
Forschung und Entwicklung	D	Förderung der Forschung, Entwicklung und Demonstration: Grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung, Projektförderung
Andere	O	Andere Instrumente: Appelle, indikative Zielvorgaben/Planung, Hemmnisabbau

Quelle: UNFCCC (2000)

A2 Ergnzennde Informationen zur Entwicklung des Kraftwerksparks

Tabelle A-4-2: Kraftwerke in Bau, 2013-2016, MWMS

Kraftwerk	Brennstoff	Inbetrieb-nahmejahr	Leistung (MW)
BNA1404_Boxberg_R	Braunkohle	2013	640
BNA0548b_Knapsack_Gas_II	Erdgas	2013	430
BNA0418_GKL_GKL	Erdgas	2013	250
BNA0918b_Dow_Stade_Cogen_Dow_Stade	Erdgas	2014	163
BNAP052_GuD_Industriepark_Zeit	Erdgas	2014	130
BNAP001_KW_Mittelsbueren_GuD_MiBUe	Erdgas	2015	445
BNAP043_Lichterfelde	Erdgas	2016	300
BNAP028_Niehl_III	Erdgas	2016	450
BNA1508_Trianel_Kohlekraftwerk_Luene	Steinkohle	2013	746
BNA0216b_KW_Walsum_Walsum_10	Steinkohle	2013	725
BNA0518b_Rheinhafen-Dampfkraftwerk_RDK_8	Steinkohle	2014	842
BNA0413c_Westfalen_E	Steinkohle	2014	765
BNA0413b_Westfalen_D	Steinkohle	2015	765
BNAP012_Moorburg_B	Steinkohle	2015	760
BNAP013_Moorburg_A	Steinkohle	2015	760
BNAP029_Datteln_4	Steinkohle	2016	1.055
BNAP026_GKM_Block_9	Steinkohle	2016	843
BNAP014_Wilhelmshaven_Wilhelmshaven	Steinkohle	2016	731
BNAP023_Lausward_GuD_Block_F	Erdgas	2016	595

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle A-4-3: Im Bereich der KWKG-Neubauforderung unterstellter Bau von zusatzlichen Erdgas-GuD-KWK-Anlagen, 2016-2019 (MWMS)

Kraftwerk	Inbetrieb-nahmejahr	Leistung (MW)
BNAP066_Blockdammweg	2019	250
BNAP060_Wedel	2019	210
BNAP101_Gasmotorenheizkraftwerk_Kiel_Motoren_1-20	2019	200
BNAP024_Heizkraftwerk_Flensburg_Block_12	2019	73
BNAP065_Trianel_Kraftwerk_Krefeld	2019	1.160
BNAP_Leverkusen_Repower	2019	430
BNP_zusatzliches_Projekt	2019	~500

Quelle: Bundesnetzagentur, Abschatzungen des Oeko-Instituts

Tabelle A-4-4: In die Sicherheitsbereitschaft berfhrte Braunkohle-Kraftwerke (MWMS)

Kraftwerk	Leistung (MW)
BNA0789_KW_Jaenschwalde_E	465
BNA0790_KW_Jaenschwalde_F	465
BNA0439_Buschhaus_D	352
BNA0698_Neurath C	292
BNA0313_Frimmersdorf_P	284
BNA0314_Frimmersdorf_Q	278
BNA0713_Niederaussem_E	295
BNA0706_Niederaussem_F	299
Summe	2.730

Quelle: Bundesregierung (2015), S. 24

A3 Bruttostromerzeugung

Tabelle A-4-5: Bruttostromerzeugung im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2008-2035

	2008	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh						
Kernenergie	149	99	100	67	0	0	0
Braunkohle	151	161	169	153	144	130	79
Steinkohle	125	116	122	108	102	67	80
Öl	10	8	3	3	3	1	1
Erdgas	89	76	33	36	40	42	57
Gichtgas	0	0	8	8	7	7	7
Kokereigas	0	0	2	2	2	2	2
Müll	23	25	8	8	8	8	8
Sonstige	0	0	1	1	1	1	1
Erneuerbare	89	138	188	248	302	339	351
Wasser	20	22	21	22	23	23	24
Wind	41	51	83	131	176	216	232
davon onshore	41	51	74	110	138	160	172
davon offshore			9	21	39	56	61
PV	4	26	34	41	50	56	59
Biomasse	23	40	50	51	49	36	26
Geothermie	0	0	0	2	4	7	10
Pumpspeicher (inländisch)	6	6	4	3	3	3	4
Bruttostromerzeugung	637	630	637	636	610	599	587
Veränderung zu 2008	0%	-1%	0%	0%	-4%	-6%	-8%
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-23	-34	-53	-48	-43	-28
Exportanteil der Bruttostromerzeugung	4%	4%	5%	8%	8%	7%	5%
Bruttostromverbrauch	615	607	603	583	562	556	560
Veränderung zu 2008	0%	-1%	-2%	-5%	-9%	-10%	-9%

Quelle: AGEb (2012–2014), Modellrechnungen Fraunhofer-ISI und Öko-Institut

Tabelle A-4-6: Bruttostromerzeugung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2008-2035

	2008	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	TWh						
Kernenergie	149	99	100	67	0	0	0
Braunkohle	151	161	169	136	121	86	67
Steinkohle	125	116	122	86	80	69	58
Öl	10	8	3	1	1	0	0
Erdgas	89	76	33	67	69	71	74
Gichtgas	0	0	8	8	7	7	7
Kokereigas	0	0	2	2	2	2	2
Müll	23	25	8	7	7	6	6
Sonstige	0	0	1	1	1	1	1
Erneuerbare	89	138	188	247	300	331	341
Wasser	20	22	21	22	23	23	24
Wind	41	51	83	131	176	213	226
davon onshore	41	51	74	110	137	160	171
davon offshore	0	0	9	21	39	53	55
PV	4	26	34	41	50	56	59
Biomasse	23	40	50	51	47	32	22
Geothermie	0	0	0	2	4	7	10
Pumpspeicher (inländisch)	6	6	4	3	3	3	3
Bruttostromerzeugung	637	630	637	626	589	575	557
Veränderung zu 2008	0%	-1%	0%	-2%	-7%	-10%	-13%
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-23	-34	-60	-55	-55	-39
Exportanteil der Bruttostromerzeugung	4%	4%	5%	10%	9%	10%	7%
Bruttostromverbrauch	615	607	603	566	535	519	518
Veränderung zu 2008	0%	-1%	-2%	-8%	-13%	-16%	-16%

Quelle: AGEB (2012–2014), Modellrechnungen Fraunhofer-ISI und Öko-Institut

A4 Endenergie nach Verkehrsträgern

Tabelle A-4-7: Endenergie nach Verkehrsträgern im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2012-2035

	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ					
Güterverkehr	672	698	717	730	748	759
Bahn (GV)	17	17	18	19	20	21
Binnenschiff	23	24	25	26	27	28
Straßengüterverkehr	632	656	673	684	699	709
Flugzeug (GV)	1	1	1	1	1	1
Personenverkehr	1.540	1.531	1.457	1.342	1.243	1.173
MIV	1.434	1.425	1.351	1.238	1.143	1.077
Bahn	39	39	40	40	40	40
Bus	43	44	44	42	39	37
Flugzeug (PV)	24	23	23	22	21	20
gesamt	2.212	2.229	2.174	2.072	1.991	1.932

Tabelle A-4-8: Endenergie nach Verkehrsträgern im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2012-2035

PJ	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	PJ					
Güterverkehr	672	698	672	663	674	683
Bahn (GV)	17	17	23	27	27	28
Binnenschiff	23	24	26	27	29	30
Straßengüterverkehr	632	656	622	608	617	625
Flugzeug (GV)	1	1	1	1	1	1
Personenverkehr	1.540	1.531	1.412	1.291	1.197	1.137
MIV	1.434	1.425	1.293	1.175	1.084	1.028
Bahn	39	39	46	46	46	46
Bus	43	44	50	49	46	42
Flugzeug (PV)	24	23	23	22	21	20
gesamt	2.212	2.229	2.084	1.954	1.871	1.820

A5 Sektorale Emissionsentwicklung im Sektorzuschnitt des BMUB

Der Hauptteil dieses Berichts verwendet Sektoren und Quellgruppen, die im Wesentlichen denen des Nationalen Inventarberichts (UBA 2014a) entsprechen.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) verwendet (teilweise) einen anderen Sektorzuschnitt: Insbesondere werden hier die flüchtigen Emissionen aus Energiesektoren der Energiewirtschaft und prozessbedingte Emissionen sowie Emissionen aus Lösungsmitteln und Produktverwendung dem Industriesektor zugeschlagen. Tabelle A-4-9 und Tabelle A-4-10 zeigt die in diesem Bericht ermittelten Treibhausgasemissionen, umgerechnet auf den Sektorzuschnitt des BMUB.¹³⁸

Tabelle A-4-9: Sektorale Emissionsentwicklung des MMS im Sektorzuschnitt des BMUB

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Energiewirtschaft	396,5	368,1	376,6	350,1	312,9	297,7	254,5	212,8
Industrie	185,3	186,6	185,1	188,8	181,4	169,2	157,0	151,5
Haushalte	111,9	106,8	94,5	87,9	77,1	67,7	60,5	54,6
Verkehr	157,5	150,9	151,3	151,0	144,3	136,2	128,8	122,6
GHD	45,7	45,6	43,9	44,1	40,2	35,9	31,8	27,7
Landwirtschaft	76,2	73,1	74,0	74,8	75,7	75,9	76,2	76,2
Übrige	21,3	15,3	13,6	10,7	8,9	7,7	6,8	6,1
Gesamt	994,5	946,4	939,1	907,4	840,5	790,2	715,6	651,4
ggü. 2005	-	-4,8%	-5,6%	-8,8%	-15,5%	-20,5%	-28,0%	-34,5%
ggü. 1990	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,3%	-32,7%	-36,7%	-42,7%	-47,8%
ggü. Basisjahr ^a	-20,6%	-24,4%	-25,0%	-27,5%	-32,9%	-36,9%	-42,8%	-48,0%
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamt incl. nachrichtlich	1.025,8	980,1	972,9	943,4	879,5	831,8	759,2	696,3
ggü. 2005	-	-4,5%	-5,2%	-8,0%	-14,3%	-18,9%	-26,0%	-32,1%
ggü. 1990	-17,5%	-21,2%	-21,8%	-24,1%	-29,3%	-33,1%	-39,0%	-44,0%
ggü. Basisjahra	-17,8%	-21,4%	-22,0%	-24,4%	-29,5%	-33,3%	-39,1%	-44,2%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

Quelle: UBA (2014a+b), Modell- und Umrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

¹³⁸ Nicht umgesetzt werden konnte die für die BMUB-Darstellung eigentlich notwendige Umgruppierung der energiebedingten Emissionen aus Land-, Forstwirtschaft und Fischerei in den BMUB-Sektor Landwirtschaft. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese Emissionen nicht gesondert modelliert werden, sondern nur als Teilmenge der gesamten GHD-Emissionen enthalten sind.

Tabelle A-4-10: Sektorale Emissionsentwicklung des MWMS im Sektorzuschnitt des BMUB

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Energiewirtschaft	396,5	368,1	376,6	350,0	295,8	272,5	224,5	196,3
Industrie	185,3	186,6	185,1	188,5	173,5	158,0	146,8	140,1
Haushalte	111,9	106,8	94,5	87,8	63,3	52,0	44,8	39,8
Verkehr	157,5	150,9	151,3	151,0	137,4	126,8	119,3	114,1
GHD	45,7	45,6	43,9	44,1	38,4	32,5	27,6	23,7
Landwirtschaft	76,2	73,1	74,0	74,8	72,2	71,9	71,9	71,7
Übrige	21,3	15,3	13,6	10,3	8,5	7,3	6,4	5,7
Gesamt	994,5	946,4	939,1	906,4	789,1	721,0	641,3	591,5
ggü. 2005	-	-4,8%	-5,6%	-8,9%	-20,7%	-27,5%	-35,5%	-40,5%
ggü. 1990	-20,3%	-24,2%	-24,8%	-27,4%	-36,8%	-42,2%	-48,6%	-52,6%
ggü. Basisjahr ^a	-20,6%	-24,4%	-25,0%	-27,6%	-37,0%	-42,4%	-48,8%	-52,7%
Gesamt incl. Paket vom 2. Juli 2015^b					782,1			
ggü. 1990					-37,4%			
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	31,4	33,7	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,9
Gesamt incl. nachrichtlich	1.025,8	980,1	972,9	942,4	828,1	762,6	684,9	636,3
ggü. 2005	-	-4,5%	-5,2%	-8,1%	-19,3%	-25,7%	-33,2%	-38,0%
ggü. 1990	-17,5%	-21,2%	-21,8%	-24,2%	-33,4%	-38,7%	-44,9%	-48,8%
ggü. Basisjahr ^a	-17,8%	-21,4%	-22,0%	-24,4%	-33,6%	-38,9%	-45,1%	-49,0%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

^b Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

Quelle: UBA (2014a+b), Modell- und Umrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

A6 Emissionsentwicklung mit GWPs aus dem IPCC AR4

Die diesem Bericht zugrundeliegenden Berechnungen erfolgten entsprechend den „Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“ (IPCC 1996). Daher wurden Treibhausgaspotentiale (GWP = global warming potential) entsprechend dem Zweiter Sachstandsbericht (SAR) des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 1995) verwendet. Dies ist methodisch konsistent mit den zum Zeitpunkt der Modellierung vorliegenden Treibhausgasinventare (UBA 2014a+b). Für die Berichterstattung gelten hingegen ab dem Jahr 2015 die „2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“ (IPCC 2006) unter Verwendung der Treibhausgaspotentiale aus dem Vierten Sachstandsbericht (AR4) des IPCC. Eine vollständige und inventarkonsistente Umstellung der angewendeten Methoden und Ergebnisse dieses Berichts auf die IPCC 2006 Guidelines ist – unter anderem auf Grund der zum Zeitpunkt der Finalisierung dieses Berichts noch nicht veröffentlichten Treibhausgasinventare des Berichtsjahres 2015 – nicht möglich. Um dennoch der Berichtspflicht soweit wie möglich zu genügen, erfolgte eine Ex-post-Umrechnung der Modellierungsergebnisse auf GWPs aus dem AR4. Da obwohl die neuen Inventare noch nicht veröffentlicht sind, bereits abzusehen ist, dass sich durch die Umstellung von den „Revised 1996 Guidelines“ auf die 2006 Guidelines für die Lachgasemissionen aus der Landwirtschaft sowie die Methanemissionen der Abfallwirtschaft beträchtliche Änderungen ergeben, wurde hier eine zusätzliche Korrekturrechnung eingefügt.¹³⁹

Tabelle A-4-11 bis Tabelle A-4-14 stellen die Modellierungsergebnisse nach den genannten Umrechnungen und Korrekturen dar. Hierbei ist zu betonen, dass diese Tabellen nicht den Anspruch haben, mit den im Berichtsjahr 2015 zu veröffentlichenden Treibhausgasinventardaten konsistent zu sein. Tabelle A-4-15 stellt dabei die für die Umrechnung notwendigen GWPs aus dem SAR und dem AR4 gegenüber.

Tabelle A-4-11: Entwicklung der gesamten Treibhausgase im MMS nach Gasen unter Verwendung von GWPs aus dem IPCC AR4, 2005-2035

	1990	2005	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Kohlendioxid	1.042,1	861,7	821,7	794,2	730,5	685,1	617,5	554,8
Methan	124,0	68,0	56,5	52,0	48,5	47,1	45,4	43,9
Lachgas	66,8	45,4	40,8	39,8	39,9	39,8	39,4	39,1
HFKW	5,2	9,6	10,6	11,1	9,9	7,7	3,7	3,9
FKW	3,2	0,9	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SF ₆	4,4	3,3	3,2	3,4	4,2	2,6	1,0	0,9
Gesamt	1.245,7	989,0	933,0	900,8	833,2	782,6	707,3	642,9
ggü. 2005	26,0%	-	-5,7%	-8,9%	-15,7%	-20,9%	-28,5%	-35,0%
ggü. 1990	-	-20,6%	-25,1%	-27,7%	-33,1%	-37,2%	-43,2%	-48,4%
ggü. Basisjahr ^a	-0,3%	-20,9%	-25,3%	-27,9%	-33,3%	-37,4%	-43,4%	-48,5%
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftver-	20,1	31,4	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,8

¹³⁹ Aus noch sehr vorläufigen, im Rahmen der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung gestellten Daten, wurde abgeleitet, dass die Lachgasemissionen des Jahres 2012 um 30,6 % niedriger und die Methanemissionen der Abfallwirtschaft des Jahres 2012 um 11,5 % niedriger ausfallen werden als in der Berichterstattung des Jahres 2014 (UBA 2014a). Diese beiden Korrekturfaktoren wurden auf alle historischen sowie alle Projektionsjahre angewendet.

	1990	2005	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
kehr und internat. Seeverkehr								
Gesamt incl. nachrichtlich	1.265,9	1.020,3	966,8	936,8	872,3	824,1	750,9	687,7
ggü. 2005	24,1%	-	-5,2%	-8,2%	-14,5%	-19,2%	-26,4%	-32,6%
ggü. 1990	-	-19,4%	-23,6%	-26,0%	-31,1%	-34,9%	-40,7%	-45,7%
ggü. Basisjahr ^a	-0,3%	-19,6%	-23,9%	-26,2%	-31,3%	-35,1%	-40,9%	-45,8%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle A-4-12: Entwicklung der gesamten Treibhausgase im MMS nach Quellbereichen unter Verwendung von GWPs aus dem IPCC AR4, 2005-2035

	1990	2005	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Energiewirtschaft	426,9	380,8	365,0	339,5	304,3	289,3	246,4	205,1
Industrie	177,2	104,7	115,1	119,2	114,8	108,8	104,1	100,3
GHD	89,0	47,8	45,6	46,1	42,1	37,4	33,0	28,4
Haushalte	131,7	112,0	94,6	88,0	77,2	67,8	60,7	54,8
Verkehr	164,9	161,8	155,5	154,8	148,1	140,0	132,7	126,5
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	35,3	16,5	12,4	11,3	8,8	8,6	8,1	7,5
Industrieprozesse	94,2	79,4	69,3	69,0	65,8	59,3	51,5	49,8
Produktverwendung	4,5	2,1	1,7	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8
Landwirtschaft	77,6	61,8	59,9	60,3	61,3	61,7	62,1	62,5
Abfallwirtschaft	44,6	22,2	14,0	11,0	9,1	7,8	6,9	6,1
Gesamt	1.245,7	989,0	933,0	900,8	833,2	782,6	707,3	642,9
ggü. 2005	26,0%	-	-5,7%	-8,9%	-15,7%	-20,9%	-28,5%	-35,0%
ggü. 1990	-	-20,6%	-25,1%	-27,7%	-33,1%	-37,2%	-43,2%	-48,4%
ggü. Basisjahr ^a	-0,3%	-20,9%	-25,3%	-27,9%	-33,3%	-37,4%	-43,4%	-48,5%
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	20,1	31,4	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,8

	1990	2005	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Gesamt incl. nachrichtlich	1.265,9	1.020,3	966,8	936,8	872,3	824,1	750,9	687,7
ggü. 2005	24,1%	-	-5,2%	-8,2%	-14,5%	-19,2%	-26,4%	-32,6%
ggü. 1990	-	-19,4%	-23,6%	-26,0%	-31,1%	-34,9%	-40,7%	-45,7%
ggü. Basisjahr ^a	-0,3%	-19,6%	-23,9%	-26,2%	-31,3%	-35,1%	-40,9%	-45,8%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle A-4-13: Entwicklung der gesamten Treibhausgase im MWMS nach Gasen unter Verwendung von GWPs aus dem IPCC AR4, 2005-2035

	1990	2005	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Kohlendioxid	1.042,1	861,7	821,7	793,7	683,8	622,8	548,9	500,7
Methan	124,0	68,0	56,5	51,6	47,6	46,0	44,1	42,5
Lachgas	66,8	45,4	40,8	39,8	37,3	36,9	36,1	35,9
HFKW	5,2	9,6	10,6	11,1	9,7	5,7	3,7	3,9
FKW	3,2	0,9	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SF ₆	4,4	3,3	3,2	3,4	4,2	2,6	1,0	0,9
Gesamt	1.245,7	989,0	933,0	899,8	782,8	714,2	634,1	584,1
ggü. 2005	26,0%	-	-5,7%	-9,0%	-20,8%	-27,8%	-35,9%	-40,9%
ggü. 1990	-	-20,6%	-25,1%	-27,8%	-37,2%	-42,7%	-49,1%	-53,1%
ggü. Basisjahr ^a	-0,3%	-20,9%	-25,3%	-28,0%	-37,4%	-42,8%	-49,3%	-53,3%
Gesamt incl. Paket vom 2. Juli 2015^b					775,8			
ggü. 1990					-37,7%			
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	20,1	31,4	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,8
Gesamt incl. nachrichtlich	1.265,9	1.020,3	966,8	935,8	821,8	755,8	677,7	629,0
ggü. 2005	24,1%	-	-5,2%	-8,3%	-19,5%	-25,9%	-33,6%	-38,4%
ggü. 1990	-	-19,4%	-23,6%	-26,1%	-35,1%	-40,3%	-46,5%	-50,3%

	1990	2005	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
ggü. Basis-jahr ^a	-0,3%	-19,6%	-23,9%	-26,3%	-35,3%	-40,5%	-46,6%	-50,5%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

^b Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle A-4-14: Entwicklung der gesamten Treibhausgase im MWMS nach Quellbereichen unter Verwendung von GWPs aus dem IPCC AR4, 2005-2035

	1990	2005	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
Energiewirtschaft	426,9	380,8	365,0	339,4	287,7	264,8	217,3	189,6
Industrie	177,2	104,7	115,1	118,9	109,2	101,7	96,2	91,3
GHD	89,0	47,8	45,6	46,0	40,0	33,7	28,5	24,2
Haushalte	131,7	112,0	94,6	87,9	63,5	52,1	44,9	40,0
Verkehr	164,9	161,8	155,5	154,8	141,3	130,7	123,2	118,0
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	35,3	16,5	12,4	11,3	8,2	7,8	7,1	6,4
Industrieprozesse	94,2	79,4	69,3	69,0	63,5	55,0	49,1	47,4
Produktverwendung	4,5	2,1	1,7	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8
Landwirtschaft	77,6	61,8	59,9	60,3	59,0	59,2	59,5	59,8
Abfallwirtschaft	44,6	22,2	14,0	10,6	8,7	7,4	6,5	5,7
Gesamt	1.245,7	989,0	933,0	899,8	782,8	714,2	634,1	584,1
ggü. 2005	26,0%	-	-5,7%	-9,0%	-20,8%	-27,8%	-35,9%	-40,9%
ggü. 1990	-	-20,6%	-25,1%	-27,8%	-37,2%	-42,7%	-49,1%	-53,1%
ggü. Basisjahr ^a	-0,3%	-20,9%	-25,3%	-28,0%	-37,4%	-42,8%	-49,3%	-53,3%
Gesamt incl. Paket vom 2. Juli 2015^b					775,8			
ggü. 1990					-37,7%			
<i>Nachrichtlich:</i>								
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	20,1	31,4	33,8	36,0	39,0	41,6	43,6	44,8
Gesamt incl. nachrichtlich	1.265,9	1.020,3	966,8	935,8	821,8	755,8	677,7	629,0

	1990	2005	2012	2015	2020	2025	2030	2035
	Mio. t CO ₂ -Äqu.							
ggü. 2005	24,1%	-	-5,2%	-8,3%	-19,5%	-25,9%	-33,6%	-38,4%
ggü. 1990	-	-19,4%	-23,6%	-26,1%	-35,1%	-40,3%	-46,5%	-50,3%
ggü. Basisjahr ^a	-0,3%	-19,6%	-23,9%	-26,3%	-35,3%	-40,5%	-46,6%	-50,5%

Anmerkung: ^a das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, die Basisjahremission wurde entsprechend berechnet

^b Unter zusätzlicher Berücksichtigung der noch nicht konkret unterlegten Beiträge aus dem Paket vom 2. Juli 2015 (bis zu 7 Mio. t aus Effizienzmaßnahmen und weiteren Maßnahmen der Braunkohlebranche).

Quelle: UBA (2014a+b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle A-4-15: Gegenüberstellung der GWPs von Treibhausgasen aus dem IPCC SAR und AR4

Treibhausgas	Chemische Formel	GWP laut SAR	GWP laut AR4
Kohlendioxid	CO ₂	1	1
Methan	CH ₄	21	25
Lachgas	N ₂ O	310	298
Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe			
HFKW-23	CHF ₃	11.700	14.800
HFKW-32	CH ₂ F ₂	650	675
HFKW-41	CH ₃ F	150	92
HFKW-43-10mee	C ₅ H ₂ F ₁₀	1.300	1.640
HFKW-125	C ₂ HF ₅	2.800	3.500
HFKW-134	CHF ₂ CHF ₂	1.000	1.100
HFKW-134a	CH ₂ FCF ₃	1.300	1.430
HFKW-143	CHF ₂ CHF ₂	300	353
HFKW-143a	CH ₃ CF ₃	3.800	4.470
HFKW-152a	H ₃ CHF ₂	140	124
HFKW-227ea	C ₃ HF ₇	2.900	3.220
HFKW-236fa	C ₃ H ₂ F ₆	6.300	9.810
HFKW-245ca	C ₃ H ₃ F ₅	560	693
Perfluorierte Kohlenwasserstoffe			
Tetrafluormethan (Perfluormethan)	CF ₄	6.500	7.390
Hexafluoroethan (Perfluorethan)	C ₂ H ₆	9.200	12.200
Octafluorpropan (Perfluorpropan)	C ₃ F ₈	7.000	8.830
Decafluorbutan (Perfluorbutan))	C ₄ F ₁₀	7.000	8.860
Octafluorcyclobutan (Perfluorcyclobutan)	c-C ₄ F ₈	8.700	10.300
Dodecafluorpentan (Perfluorpentan)	C ₅ F ₁₂	7.500	9.160
Tetradecafluorhexan (Perfluorhexan))	C ₆ F ₁₄	7.400	9.300
Schwefelhexafluorid	SF ₆	23.900	22.800
Weitere Treibhausgase			
HFKW-245fa	CHF ₂ CH ₂ CF ₃	950*	1.030
HFKW-365mfc	CF ₃ CH ₂ CF ₂ CH ₃	890*	794
Stickstofftrifluorid	NF ₃	10.800*	17.200

* GWPs aus IPCC TAR.

Quelle: IPCC (1995, 2001, 2007)

A7 Brennstoffzuordnungen für Emissionstabellen

Die Brennstoffe in Tabellen *Emissionsentwicklungen für die jeweiligen Sektoren nach Brennstoffen* sowie in der Darstellung des Primärenergieverbrauchs in Kapitel 3.2 wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit und der Vergleichbarkeit entsprechend Tabelle A-4-16 in größere Brennstoffkategorien aggregiert.

Tabelle A-4-16: Übergeordnete Brennstoffkategorien

Übergeordnete Brennstoffkategorie	Brennstoffe
Braunkohlen	Braunkohle
Steinkohle	Steinkohle Gichtgas Kokereigas Stadtgas
Mineralöl	Öl (allgemein) Heizöl leicht Heizöl schwer Dieselkraftstoff Benzin/Ottokraftstoff Flugtreibstoff/Kerosin LPG Methanol Raffineriegas Andere Mineralölprodukte
Fossile Gase	Erdgas Sonstige Gase
Müll	(Fossiler) Müll
Biomasse	Biogas Feste Biomasse Biogener Anteil des Abfalls Flüssige Biomasse Biokraftstoffe Pflanzenöl Fettsäuremethylester (FAME) Bioethanol Nicht weiter definierte erneuerbare Energieträger

Quelle: Öko-Institut

A8 Abkürzungsverzeichnis

\$	Dollar	CO ₂ e	Kohlendioxid-Äquivalent
€	Euro	CP	Current Policy Scenario
°C	Grad Celsius	CRF	Common Reporting Format
a	Jahr („annum“)	ct	Cent
AbfAbIV	Abfallablagungsverordnung	D	Forschung und Entwicklung
AEO	Annual Energy Outlook	DB	Deutsche Bahn
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen	DENA	Deutsche Energie-Agentur
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik	DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag
AR4	4. IPCC Assessment Report	E	Ökonomische Instrumente
AS	Alternative Systeme	EAF	electric arc furnace (Elektrolichtbogenofen)
AtG	Atomgesetz	EBS	Ersatzbrennstoff
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	EC	European Commission
BAM	Bundesanstalt für Materialprüfung und Forschung	EDL	Energiedienstleistungen
bbI	Barrel	EDV	Elektronische Datenverarbeitung
BEA	U.S. Bureau of Economic Analysis	EE	Erneuerbare Energien
BesAr	Besondere Ausgleichsregelung	EEA	European Environment Agency (Europäische Umweltagentur)
BHKW	Blockheizkraftwerk	EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt	EEV	Endenergieverbrauch
BMF	Bundesministerium der Finanzen	EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit	EEX	European Energy Exchange
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur	EG	Europäische Gemeinschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	EIA	U. S. Energy Information Administration
boe	Barrel-Öleinheit	EKF	Energie- und Klimafonds
BVerfG	Bundesverfassungsgericht	EKFG	Gesetz zur Einrichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG)
bzw.	beziehungsweise	ELIAS	Electricity Investment Analysis
ccm	Kubikzentimeter	EMAS	Eco Management and Audit Scheme
CCS	Carbon (Dioxide) Capture and Storage	EMS	Energiemanagementsysteme
CH ₄	Methan	EnEff	Energieeffiziente Stadt
CO ₂	Kohlendioxid	EnEG	Energieeinsparungsgesetz
CO ₂ -Äqu.	Kohlendioxid-Äquivalent	EnergieStG	Energiesteuergesetz

EnEV	Energieeinsparverordnung	GWh	Gigawattstunde
EnOB	Forschung für energieoptimiertes Bauen	GWP	Global Warming Potential
EnUSEM	EnergieUmwandlungs-Sektor-Modell	GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturfor-
EnVKG	Energieverbrauchskennzeichnungs-	h	Stunde
	gesetzes	HFKW	teilflourierte Kohlenwasserstoffe
EnVKV	Energieverbrauchskennzeichnungs-	HH	(Private) Haushalte
	verordnung	Ho bzw. HCV	oberer Heizwert
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	Hu bzw. NCV	unterer Heizwert
ESD	Effort-Sharing-Decision	I	Information
ESVG	Europäischen Systems der volkswirt-	ICAO	Internationale Zivilluftfahrt-
	schaftlichen Gesamtrechnung		Organisation
ET	Bildung	IE	included elsewhere
ETS	Emissions Trading System (Emissi-	IEA	Internationalen Energieagentur
	onshandelssystem	IKK	Investitionskredit Kommunen
EU	Europäische Union	IKT	Informations- und Kommunikations-
EUA	Europäische Umweltagentur		technik
EUA	EU-Allowance	IKU	Investitionskredit Kommunale und
EUR	Euro		Soziale Unternehmen
EVPG	Energieverbrauchsrelevante-	incl.	inclusive
	Produkte-Gesetz	inkl.	inklusive
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der	Inst.	Institut
	Universität zu Köln	Internat.	International
EWR	europäischen Wirtschaftsraums	KfW-EH	KfW Effizienzhaus
F	Fiskalische Instrumente	Kfz	Kraftfahrzeug
FAME	Fettsäuremethylester	kg	Kilogramm
F-Gase	fluorierte Treibhausgase	km	Kilometer
FKW	perfluorierten Kohlenwasserstoffe	KMU	kleinen und mittleren Unternehmen
FW	Fernwärme	KrW-/AbfG	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz
g	Gramm	kt	Kilotonne
GAP	Gemeinsamen Agrarpolitik der EU	kW	Kilowatt
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	kWh	Kilowattstunde
GJ	Gigajoule	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
GT	Gasturbine	KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
GuD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk	Lkw	Lastkraftwagen
GW	Gigawatt	LNF	leichte Nutzfahrzeuge
GWh	Gigawattstunde	LNG	liquified natural gas

LPG	Liquified pressurized gas	OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
LuftVStG	Luftverkehrsteuergesetzes	ORC	Organic Rankine Cycle
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry	ÖV	öffentlicher Verkehr
m ²	Quadratmeter	p.a.	per annum / jährlich
m ³	Kubikmeter	PB	Projektionsbericht
MAC-Richtlinie	Richtlinie 2006/40/EG	PC	Personal Computer
MAP	Marktanreizprogramm	Pers.	Personen
MBA	mechanisch-biologische Abfallbehandlung	PEV	Primärenergieverbrauch
MFH	Mehrfamilienhaus	PFC	perfluorierte Kohlenwasserstoffe
Mg	Megagramm	PJ	Petajoule
MinöStG	Mineralölsteuergesetz	pkm	Personenkilometer
Mio.	Millionen	Pkw	Personenkraftwagen
MIV	motorisierter Individualverkehr	ppm	parts per million
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario	PV	Photovoltaik
Mrd.	Milliarden	QT	Transmissionswärmeverlust
Mt	Megatonne	R	Regulierung
MWh	Megawattstunde	REA	Rauschgasentschwefelungsanlage
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario	RL	Richtlinie
N	Stickstoff	RV	Rentenversicherung
N ₂ O	Lachgas	SAR	2. IPCC Assessment Report
NA	not applicable	SF ₆	Schwefelhexafluorid
NE-Metalle	Nicht-Eisen-Metalle	SKE	Steinkohleeinheit
NIR	Nationalen Inventarbericht	SKI	Stromkostenintensität
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative	sog.	sogenannt
NMVOG	non methane volatile organic compounds (Flüchtige organische Verbindungen außer Methan)	SpaEfV	Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung
NO	not occurring	SSU	Straßen-, Stadt- und U-Bahnen
nom.	nominal	StBA	Statistisches Bundesamt
NP	New Policy Scenario	StromStG	Stromsteuergesetz
NWG	Nichtwohngebäude	SystEEm	Regenerative Energieversorgungssysteme und Integration der erneuerbaren Energien
O	Andere	t	Tonne
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development	TASi	TA Siedlungsabfall
OMS	Ohne-Maßnahmen-Szenario	TDI	Toluol-2,4-diisocyanat

TEMPS	Transport Emissions and Policy Scenarios
THG	Treibhausgas
TI	Thünen Institut
TJ	Terajoule
tkm	Tonnenkilometer
TREMOD	Transport Emission Model
TWh	Terawattstunde
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USD	US-Dollar
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
U-Wert	Wärmedurchgangskoeffizient
V	Verpflichtungserklärungen
VEM	Vattenfall Europe Mining AG
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
VgV	Vergabeordnung
VO	Verordnung
VP 2030	Verkehrsverflechtungsprognose 2030
vTI	Von-Thünen-Institut
vzbv	Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.
WG	Wohngebäude
Whg	Wohnung
WZ 2003	Klassifikation der Wirtschaftszweige
ZDH	Zentralverband des Deutschen Handwerks
ZSE	Zentrales System Emissionen