

## II Quantitative Szenarien

### 3 Gemeinsame Rahmendaten für die Szenarien

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

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

#### 3.1 Sozioökonomische Rahmendaten

##### 3.1.1 Bevölkerung, Altersstruktur

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

Die übrigen Annahmen zur Bevölkerungsfortschreibung entsprechen denen des Statistischen Bundesamtes:

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

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

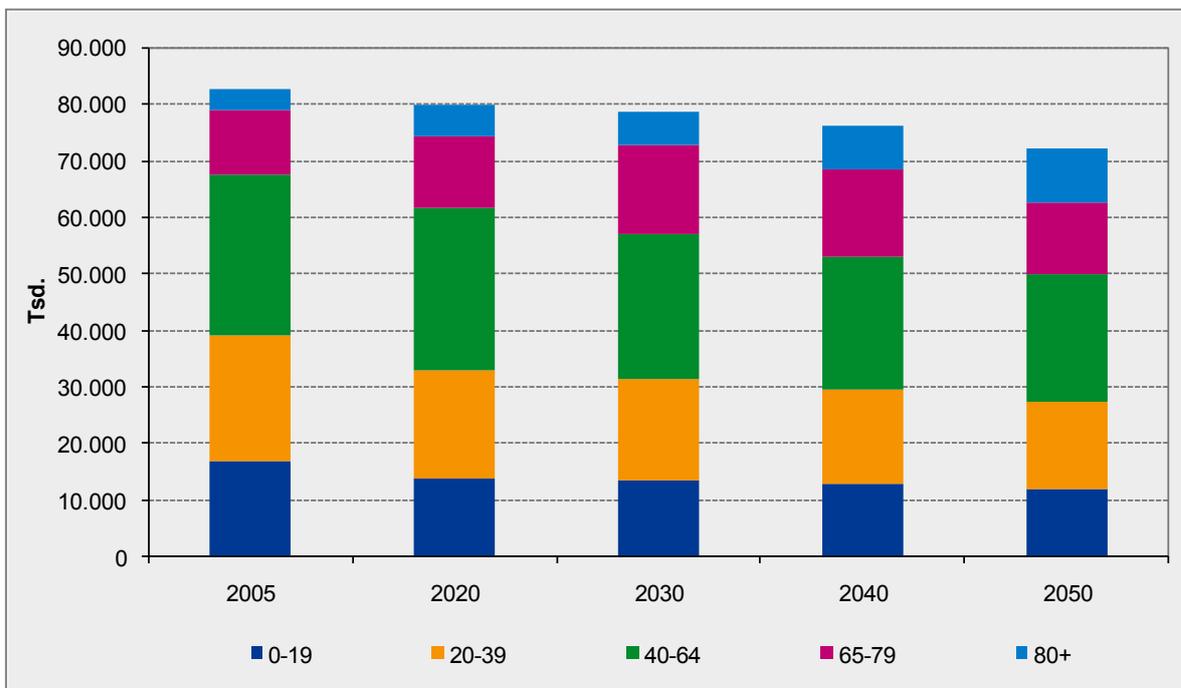
Tabelle 3.1-1: Bevölkerung nach Altersstufen 2005 – 2050 (Jahresmitte, in Tsd.) und jährliche Veränderungen in %

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

Quelle: Prognos 2009

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

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

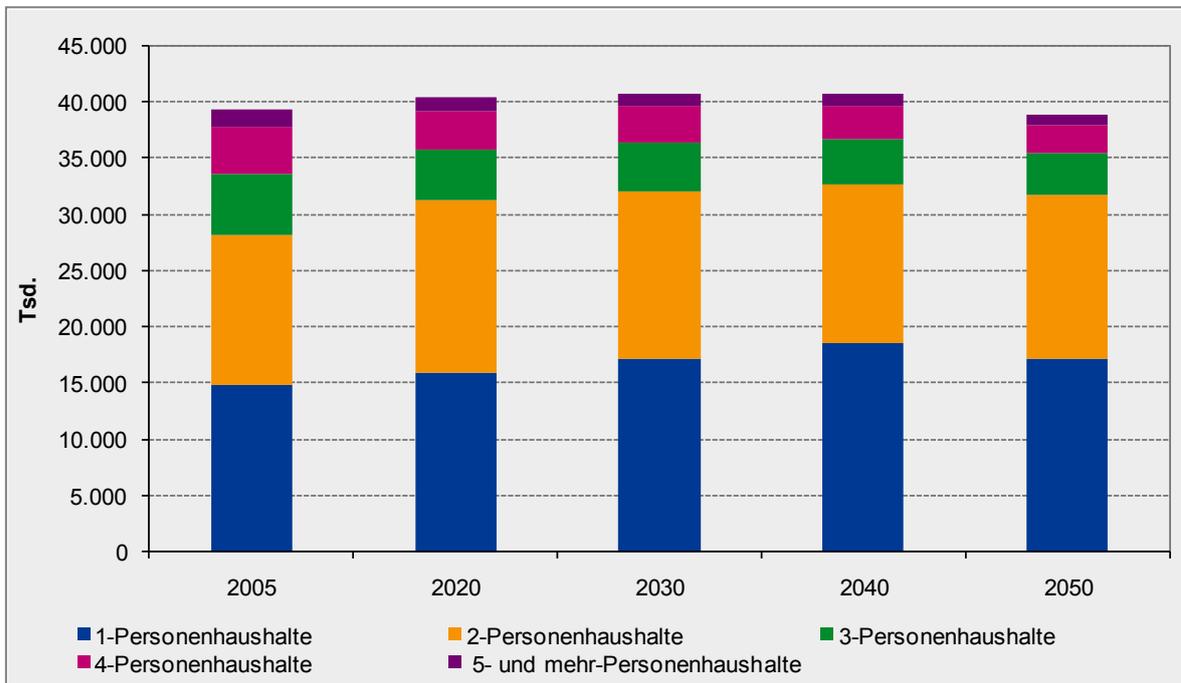
Der Anteil der Ein- und Zweipersonenhaushalte nimmt im Betrachtungszeitraum um annähernd 10 %-Punkte zu, während sich die Zahl der Haushalte mit 5 oder mehr Personen beinahe halbiert (-42 %). Als Folge dieser Entwicklung sind im Jahr 2050 rund 82 % aller Haushalte Ein- oder Zweipersonenhaushalte, im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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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

Tabelle 3.1-3: Zugang an Wohnfläche (netto) und bewohnte Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m<sup>2</sup>

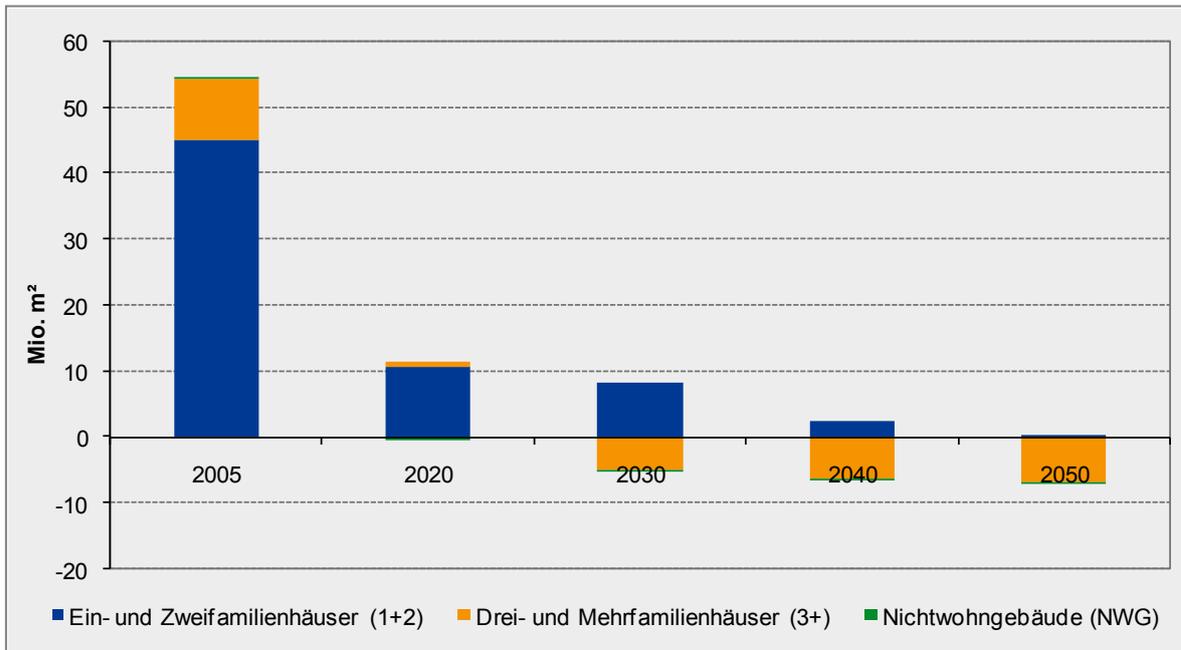
	2005	2020	2030	2040	2050
<b>Nettozugang Wohnfläche</b>					
Insgesamt	54,8	11,5	3,2	-3,9	-6,6
Ein- und Zweifamilienhäuser (1 + 2)	45,2	10,6	8,4	2,6	0,5
Drei- und Mehrfamilienhäuser (3+)	9,1	0,9	-5,0	-6,3	-6,9
Nichtwohngebäude (NWG)	0,4	0,0	-0,1	-0,2	-0,2
<b>Wohnfläche bewohnt</b>					
Insgesamt	3.223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

Quelle: Prognos 2009

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

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

Abbildung 3.1-3: Netto-Zugang an Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m<sup>2</sup>



Quelle: Prognos 2009

### 3.1.2 Wirtschaftliche Entwicklung

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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

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

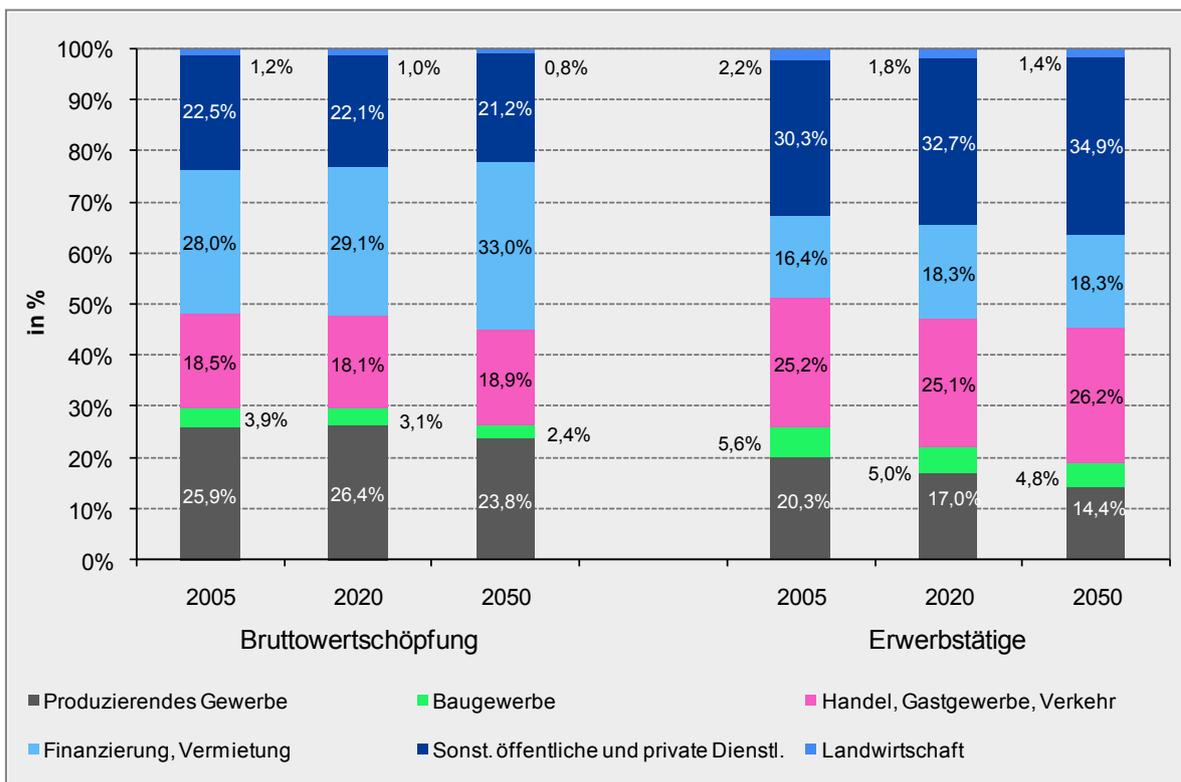
Quelle: Prognos 2009

3.1.2.1 Strukturwandel

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

### 3.1.2.2 Verarbeitendes Gewerbe (Industrie)

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

### 3.2 Energiepreise

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

Ausgangspunkt für die heimischen Verbraucherpreise sind die Grenzübergangspreise der Energieträger. Aus diesen Preisen werden unter Berücksichtigung der Kosten für Verarbeitung, Transport, Speicherung, Vertrieb sowie von Gewinnaufschlägen, Steuern und CO<sub>2</sub>-Zuschlägen die Verbraucherpreise abgeleitet.

Die in den Preisen enthaltenen CO<sub>2</sub>-Zuschläge steigen linear von 10 EUR/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2010 auf 50 EUR/t CO<sub>2</sub> (real, in Preisen von 2007). Die CO<sub>2</sub>-Zuschläge können theoretisch über Zertifikate oder CO<sub>2</sub>-Steuern implementiert werden. In den Szenarien wird unterstellt, dass die CO<sub>2</sub>-Zuschläge entsprechend den CO<sub>2</sub>-Faktoren der Energieträger ab 2010 auf die Energieträgerpreise aufgeschlagen werden. Für beide Szenarien gelten die gleichen CO<sub>2</sub>-Preise: Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass der CO<sub>2</sub>-Handel vor allem ein europäisches Modell bleibt und durch weitere internationale Instrumente wie CDM und JI ergänzt wird. Bei auch dann moderat verschärften Zielen werden die Caps allmählich angepasst und die CO<sub>2</sub>-Preise steigen. Im Innovationsszenario wird angenommen, dass der CO<sub>2</sub>-Handel zum anerkannten Ausgleichsprinzip wird. Die großen

Emittenten USA, Australien, Kanada, China und Japan haben vergleichbare Regulationen der Treibhausgas-Emissionen mit spezifischen Mechanismen zur Abfederung von Härten für Entwicklungs- und Schwellenländer. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass die globalen Ziele im Innovationsszenario in vergleichbarer Weise verschärft werden wie das für Deutschland der Fall ist. Damit werden zwar die Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Reduktion ausgeweitet, das globale Cap wird aber ebenfalls anspruchsvoller.

Wir gehen, gestützt auf die Dynamiken der Arbeit [GWS/Prognos 2007] zu internationalen Klimaverhandlungen davon aus, dass diese beiden Effekte sich gegenseitig etwa kompensieren und daher die CO<sub>2</sub>-Preispfade in beiden Szenarien ähnlich sind. Im Innovationsszenario wird für Deutschland angenommen, dass die Handelsmechanismen auf weitere Branchen im Industriesektor ausgedehnt und durch zusätzliche passgenaue und effektive Instrumente in den anderen Sektoren ergänzt werden.

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

Die Preise für Industriekunden bewegen sich in dieselbe Richtung. Die relativen Veränderungen zwischen 2005 und 2050 fallen aber stärker aus als bei den Haushalten, bei denen die auf den Energieträgern lastenden höheren Abgaben und Steuern den Preisanstieg dämpfen. Für die Industriekunden verteuert sich Heizöl um 210 %, Erdgas um 236 % und Steinkohle um 380 %. Der Anteil der CO<sub>2</sub>-Kosten an den Preissteigerungen liegt (wiederum im Zeitverlauf abnehmend) bei 15 bis 22,5 Prozent für leichtes Heizöl, 14 bis 18 Prozent für schweres Heizöl, 17 bis 20 Prozent für Erdgas sowie bei 52 bis 63 Prozent für Steinkohle. Auch hier wird die Preiserhöhung durch die steigenden Beschaffungskosten für fossile Energieträger dominiert, nur bei Steinkohle wird der Preisanstieg zum (leicht) überwiegenden Teil durch die CO<sub>2</sub>-Kosten bestimmt.

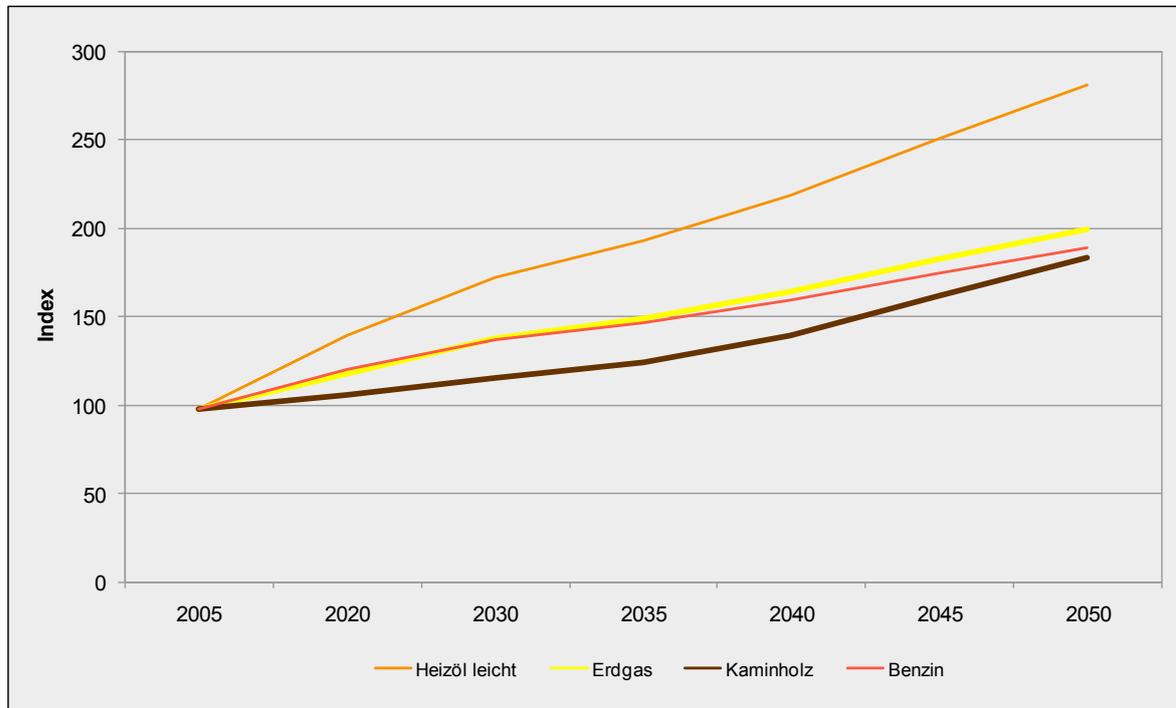
Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung und Einsatzstruktur des Kraftwerkparks weichen die Endkundenpreise für Strom im Referenzszenario und im Innovationsszenario voneinander ab. Die Beschreibung dieser Entwicklungen erfolgt in den Kapiteln der jeweiligen Szenarien.

**Tabelle 3.2-2: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas, Steinkohle und Kaminholz 2005 – 2050, mit CO<sub>2</sub>-Zuschlag ab 2010**

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

### 3.3 Klima

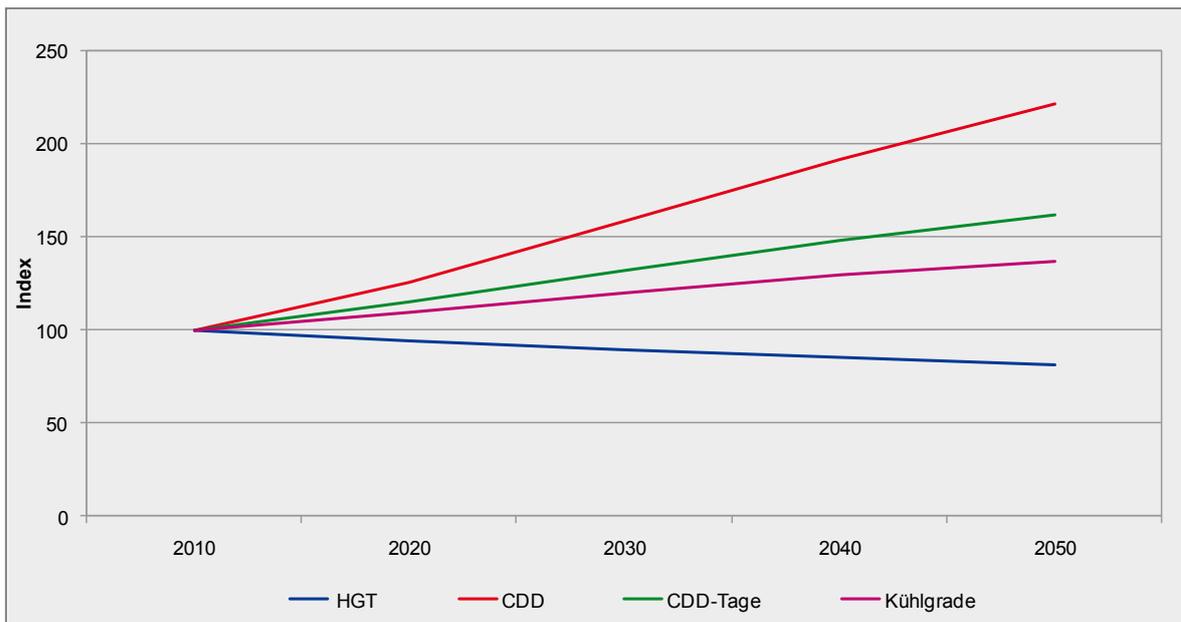
Der Anstieg der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre führt zu einem kontinuierlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur. In Anlehnung an die in der Arbeit [Prognos 2007 b] durchgeführten Arbeiten auf der Basis der detaillierten regionalen Klimaszenarien von [OcCC 2004] gehen wir zur Operationalisierung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

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

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

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

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



Quelle: IEA 2008, BFE 2007

## 4 Referenzszenario

### 4.1 Das Szenario im Überblick

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

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

Quelle: Prognos / prograns 2009

## 4.2 Allgemeine Szenarienannahmen

### 4.2.1 Szenariobeschreibung

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

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

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

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

### 4.2.2 Energie- und Klimaschutzpolitik

- Das integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP) wird kontinuierlich weitergeführt und ausgebaut, insbesondere in den Bereichen des Ordnungsrechts beim Bau und bei der Flankierung mit Förderprogrammen. Es erfolgen kontinuierlich (2012, 2015) moderate Verschärfungen der Energieeinsparverordnung (EnEV), die insbesondere beim Neubau greifen, bis hin zu Passivhausstandard (spezifischer Energiebedarf für Raumwärme kleiner oder gleich  $15 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ ) für Neubauten bis 2050. Die Sanierungsraten erhöhen sich nicht, aber die Qualität der durchgeführten energetischen Sanierungen steigt. Es wird keine Sanierungspflicht eingeführt.
- Bei Geräten wird die Energieverbrauchs-Kennzeichnung (Labelling) fortgeführt und sukzessive verschärft, die Qualität der besten Klassen wird kontinuierlich entlang von Best-Practice-Evaluationen nachgeführt.
- Intelligente Stromzähler (Smart Metering) werden allmählich eingeführt, jedoch noch nicht als aktives Steuerungsinstrument verwendet.

- Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird fortgeführt; das Ziel 2020 (25 % bis 30 % Anteil an der Nettostromerzeugung) wird erreicht; die Kostendegressionsvorgaben für Neuanlagen werden weiterhin ambitioniert ausgestaltet und überprüft; einige Offshore-Windparks werden gebaut.
- Kontinuierliche Zunahme der Wärme aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG mit stetigen Erweiterungen).
- CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel, Auktionierung; diese bleibt als Handelssystem vor allem auf Europa beschränkt, internationale Aushandlungsprozesse bleiben schleppend.
- In der Variante „mit CCS“ wird diese Technologie ab 2020 „grundsätzlich zugelassen“, sie kommt nach der Grenzkostenlogik entsprechend der Kosten und Notwendigkeit von Kraftwerkszubauten in den Kraftwerkspark.
- Die Förderangebote für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden fortgeführt.
- Der Kernenergieausstieg wird wie beschlossen umgesetzt, keine Übertragung von Reststrommengen auf alte Kraftwerke.
- Angeregt durch die Effizienzdienstleistungsrichtlinie der EU (und Folgeprojekte) unterstützen Energieversorgungsunternehmen (EVU) verstärkt Anstrengungen, gemeinsam mit ihren Kunden, auch im gewerblichen Bereich, Effizienzpotenziale zu heben.

#### **4.2.3 Technologieentwicklung**

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

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

## 4.3 Ergebnisse

### 4.3.1 Energieverbrauch der privaten Haushalte

#### 4.3.1.1 Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme

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

- die Zahl der Wohnungen und die beheizte Wohnfläche,
- die energetische Qualität der Wohngebäude, ausgedrückt durch den Wärmeleistungsbedarf (in Watt/m<sup>2</sup>) oder den spezifischen Energieverbrauch (in kWh/m<sup>2</sup>a),
- das Verhalten der Bewohner,
- die Qualität der Heizanlagen, ausgedrückt als Relation von Nutzenergie zu Endenergie (technischer Wirkungsgrad in %).

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

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

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

Tabelle 4.3-1: Szenario „Referenz“: Wohnflächenbestand zur Jahresmitte 2005, in Mio. m<sup>2</sup>

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

Quelle: Statistisches Bundesamt, Prognos (eigene Berechnungen)

#### 4.3.1.2 Entwicklung von Wohnflächen und Beheizungsstruktur

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

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

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

Insgesamt setzt sich der Trend weg von den Öl- und Kohleheizungen sowie den elektrischen Widerstandsheizungen fort. Die ölbeheizte Wohnfläche reduziert sich bis 2050 um 23 % auf rund 829 Mio. m<sup>2</sup>, die mit elektrischen Widerstandsheizungen beheizte Fläche geht um 66 % zurück.

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

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

Der größte Zuwachs ergibt sich bei den Wärmepumpen (WP). Die entsprechend beheizte Wohnfläche nimmt von 18 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2005 auf beinahe 286 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2050 zu. Der Großteil des Zuwachses entfällt auf Ein- und Zweifamilienhäuser.

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

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

Quelle: Prognos 2009

Die fernwärmebeheizte Wohnfläche nimmt im Betrachtungszeitraum um 118 Mio. m<sup>2</sup> zu, die holzbeheizte um 109 Mio. m<sup>2</sup> und die mit Solarwärme beheizte um 68 Mio. m<sup>2</sup>.

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

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

**Tabelle 4.3-3: Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in Mio. m<sup>2</sup>**

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

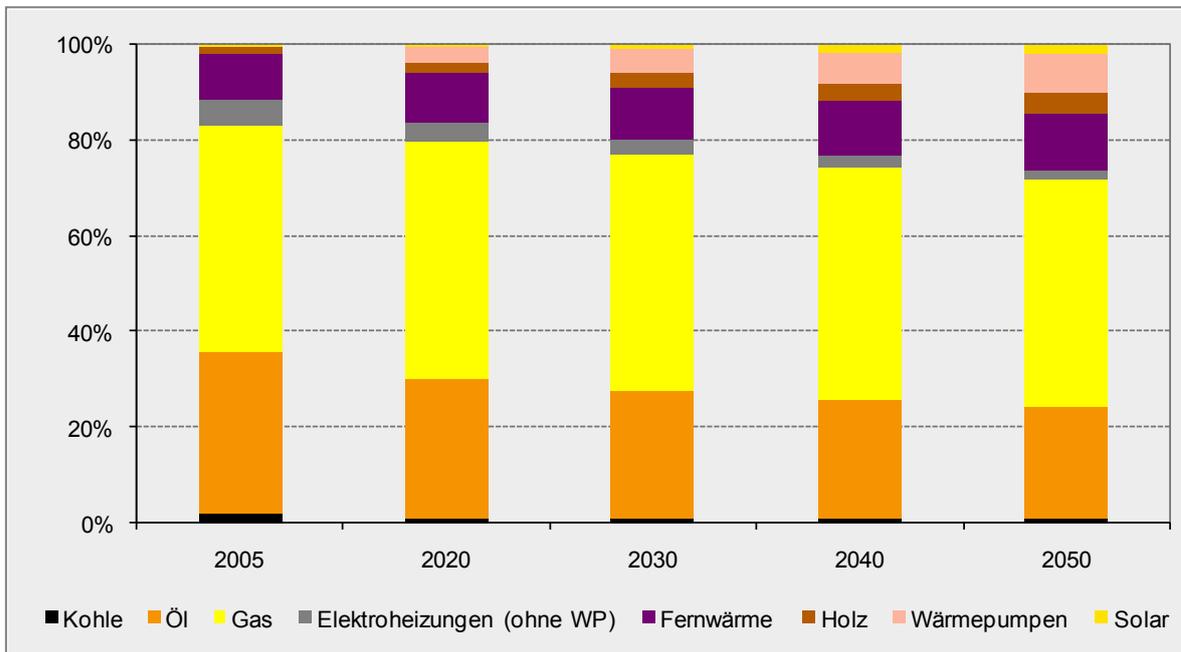
Quelle: Prognos 2009

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.1.3 Die energetische Qualität von Wohnflächen und Heizanlagen

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

Für die Veränderung des durchschnittlichen Heizenergiebedarfs sind die Neubauten und die Veränderungen im Wohngebäudebestand von Bedeutung. Durch die energetische Sanierung der Gebäudehüllen und durch den Ersatz alter Heizanlagen (zum Teil bei gleichzeitigem Wechsel des Energieträgers) kann der Heizenergiebedarf abgesenkt werden. Im Referenzszenario wird von stabilen Sanierungsraten ausgegangen, und die jährliche Neubaufäche geht von 25 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2005 auf rund 9 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2050 zurück. Daher gewinnt der Einfluss der energetischen Sanierungen innerhalb des Betrachtungszeitraums zunehmend an Bedeutung.

Für Neubauten wird im Referenzszenario eine weitere deutliche Absenkung des Wärmeleistungsbedarfs unterstellt, unter anderem aufgrund der Umsetzung der geplanten Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009 sowie einer weiteren EnEV-Verschärfung im Jahr 2015. Bis ins Jahr 2050 wird alle fünf Jahre eine Verschärfung umgesetzt (absteigend von 25 % auf 5 %), bis bei den Neubauten der Passivhausstandard erreicht wird, was einem jährlichen Heizenergiebedarf von 15 kWh/m<sup>2</sup> entspricht.

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

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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

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

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

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

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

	Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050
Heizenergiebedarf (MJ/m <sup>2</sup> )	473	385	328	280	236
Nutzungsgrad %	83	92	97	100	102
Endenergieverbrauch (MJ/m <sup>2</sup> )	573	417	337	280	231

Quelle: Prognos 2009

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

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

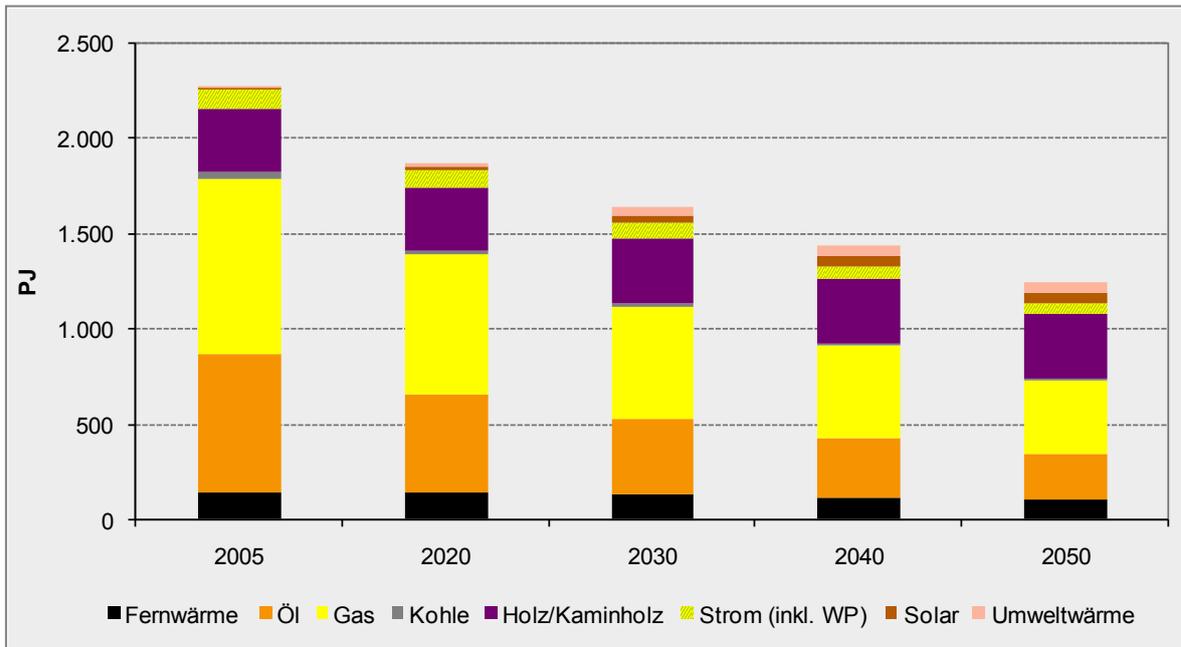
	Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050
Fernwärme	137	132	124	112	99
Öl	730	519	403	313	241
Gas	919	733	589	480	383
Kohle	38	19	14	12	9
Holz/Kaminholz	326	333	339	342	342
Strom (inkl. WP)	113	97	81	67	54
Solar	1	12	38	49	53
Umweltwärme	4	24	44	54	61
<b>Summe</b>	<b>2.268</b>	<b>1.869</b>	<b>1.632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

Quelle: Prognos 2009

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

#### 4.3.1.4 Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Warmwasser

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

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

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

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

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

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

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

\* umgerechnet auf Vollversorgung

Quelle: Prognos 2009

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

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

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

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

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

\* umgerechnet auf Vollversorgung

Quelle: Prognos 2009

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

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

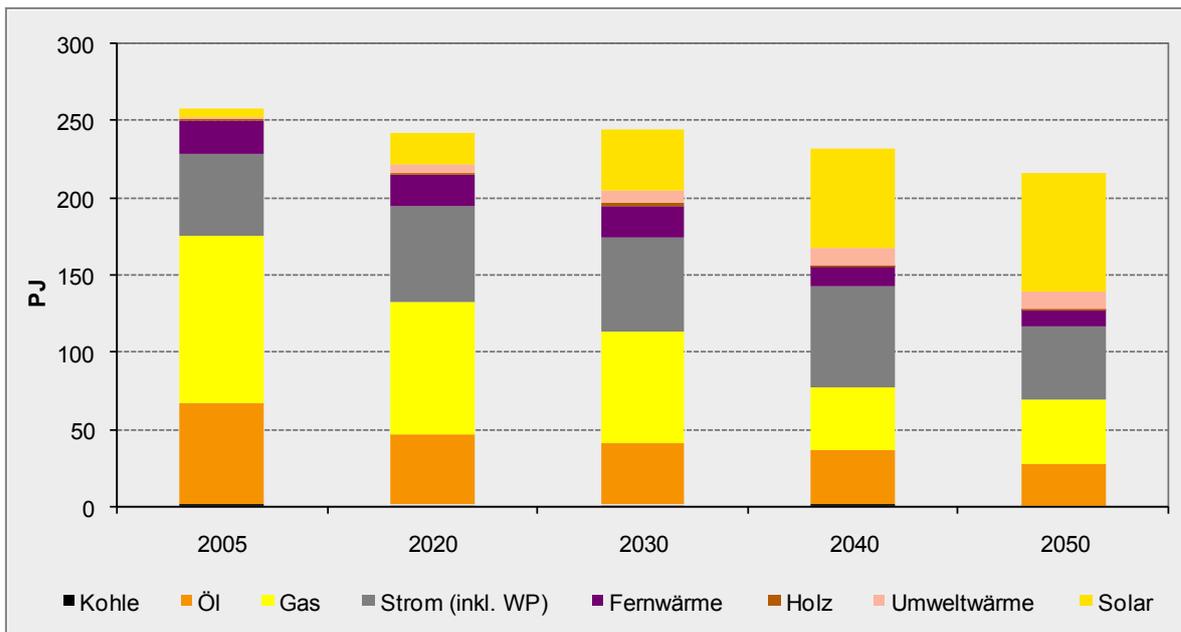
<sup>3</sup> Diese Wassermenge ist in der täglichen Pro-Kopf-Verbrauchsmenge von 45 l - 50 l noch nicht berücksichtigt.

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.1.5 Endenergieverbrauch für das Kochen

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

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.1.6 Stromverbrauch der Elektrogeräte

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

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

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

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

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

**Tabelle 4.3-12:** Szenario „Referenz“: Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2005 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand)

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

Quelle: Prognos 2009

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

Als Folge der Klimaerwärmung verstärkt sich die Nachfrage nach Gebäudekühlung. Die Zahl der Klimageräte steigt im Betrachtungszeitraum deshalb deutlich an. Im Jahr 2050 sind 45 % der Wohnfläche klimatisiert, die spezifische Kühlleistung steigt von 25 W/m<sup>2</sup> auf 40 W/m<sup>2</sup>.

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

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

Quelle: Prognos 2009

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

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

Quelle: Prognos 2009

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

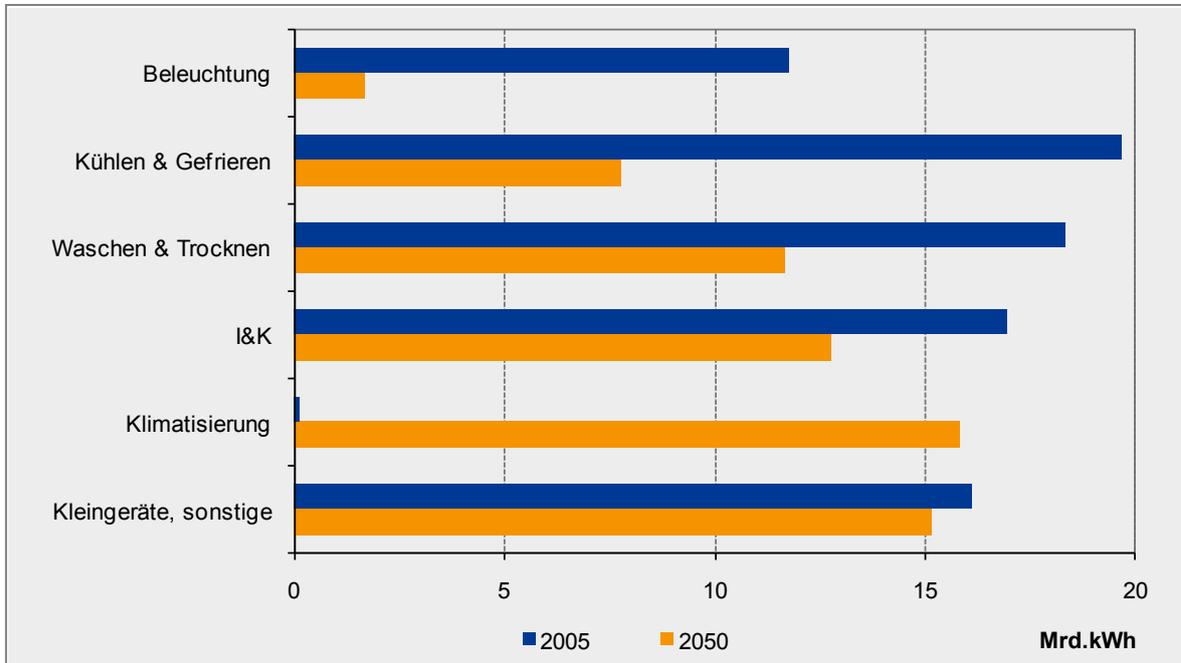
Der Rückgang des Stromverbrauchs von Elektrogeräten wird teilweise durch die Ausweitung der Raumklimatisierung kompensiert. Im Jahr 2050 werden rund 15 % des von den privaten Haushalten bezogenen Stroms hierfür eingesetzt (15,9 TWh).

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

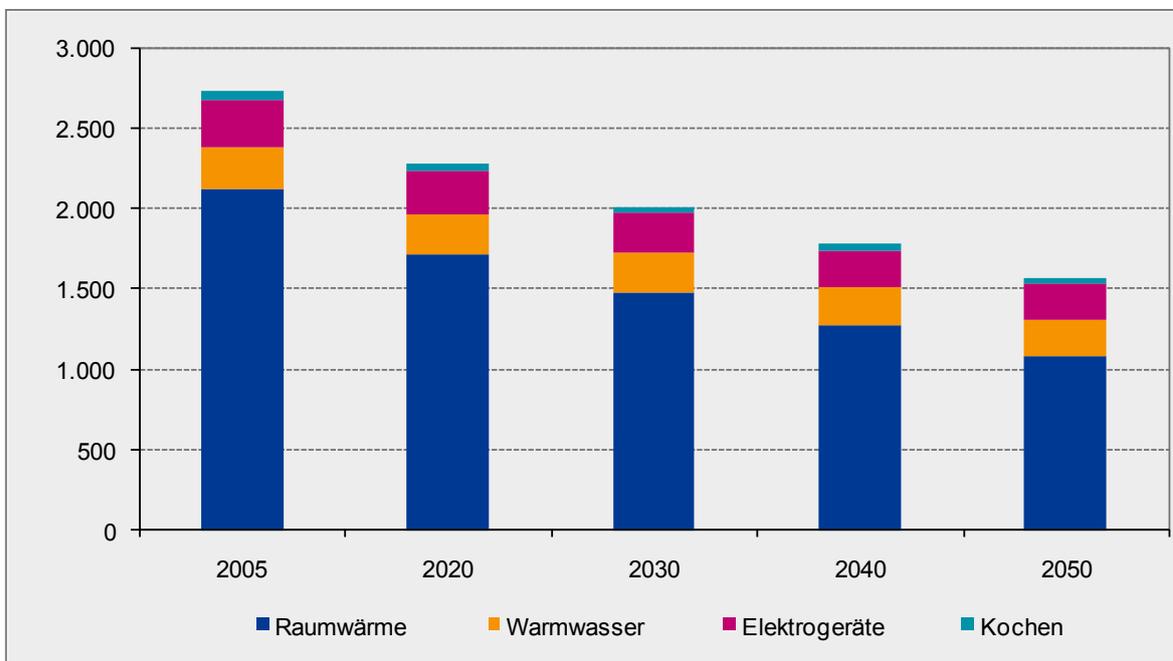
#### 4.3.1.7 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte

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

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

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

Quelle: Prognos 2009

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

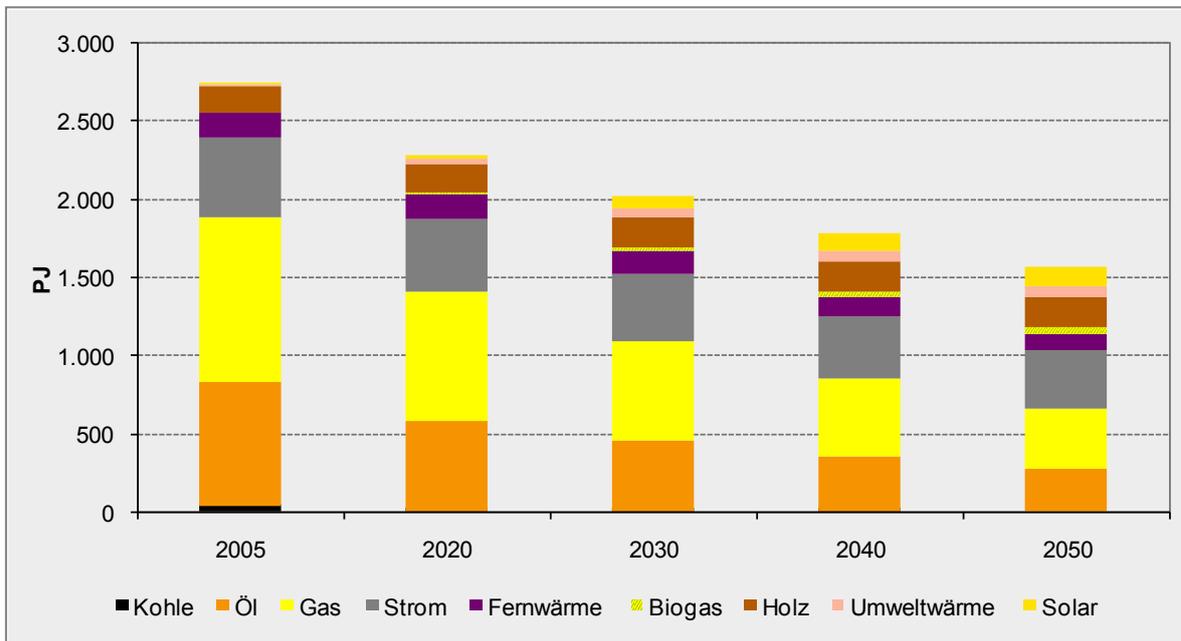
Tabelle 4.3-17: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in %

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

Quelle: Prognos 2009

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

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



Quelle: Prognos 2009

### 4.3.2 Energieverbrauch des Dienstleistungssektors

#### 4.3.2.1 Rahmendaten

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

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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

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

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

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

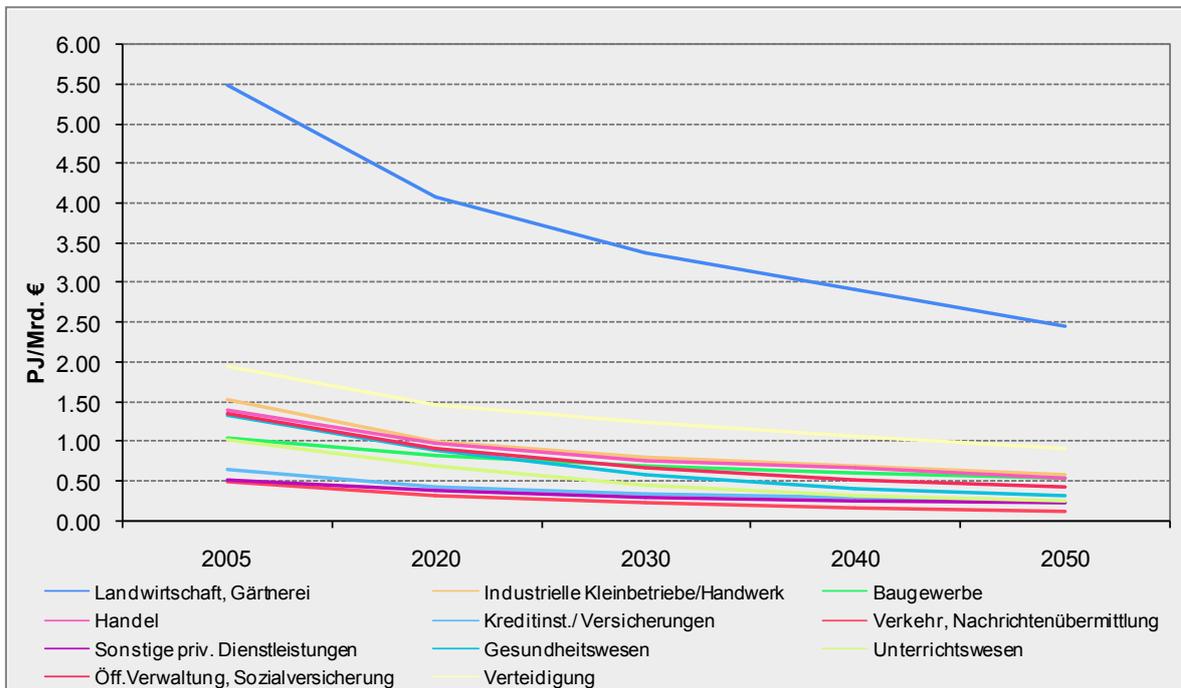
In den Branchen Landwirtschaft und Gärtnereien, Kleinbetriebe und Handwerk, Baugewerbe sowie Verteidigung wird Energie überwiegend für die Bereitstellung von Prozesswärme und die Krafterzeugung (mechanische Arbeit einschließlich Antriebe) eingesetzt. Im Vergleich zur Raumwärme reduziert sich der spezifische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

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

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

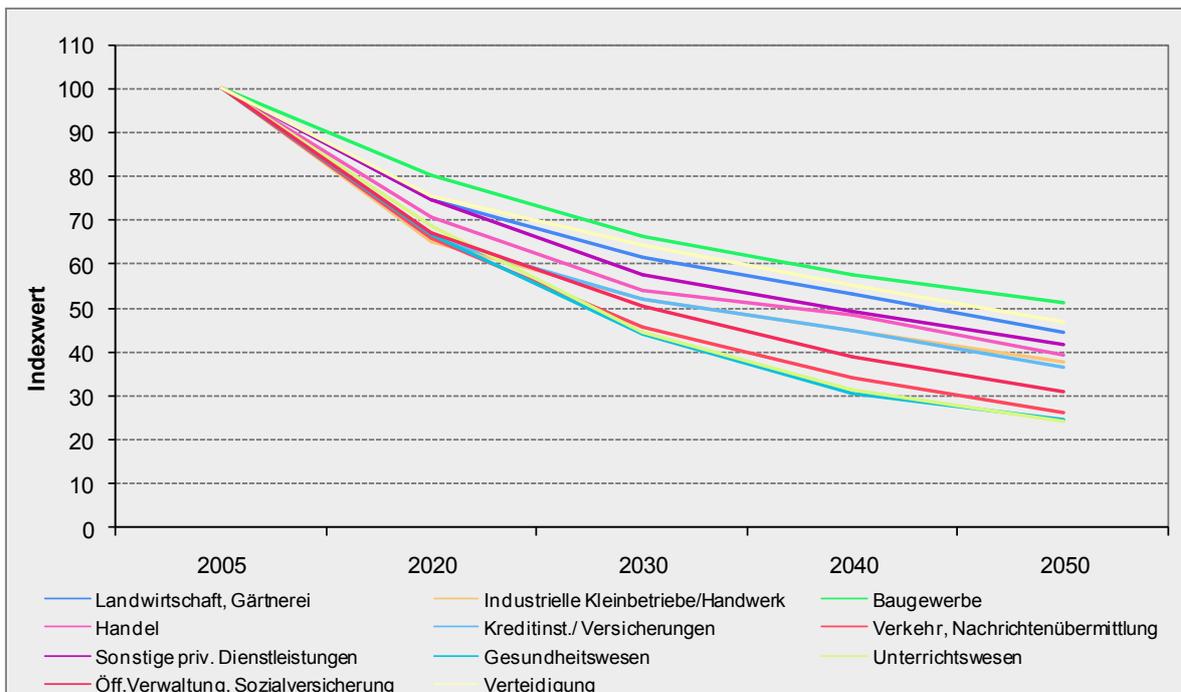
Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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



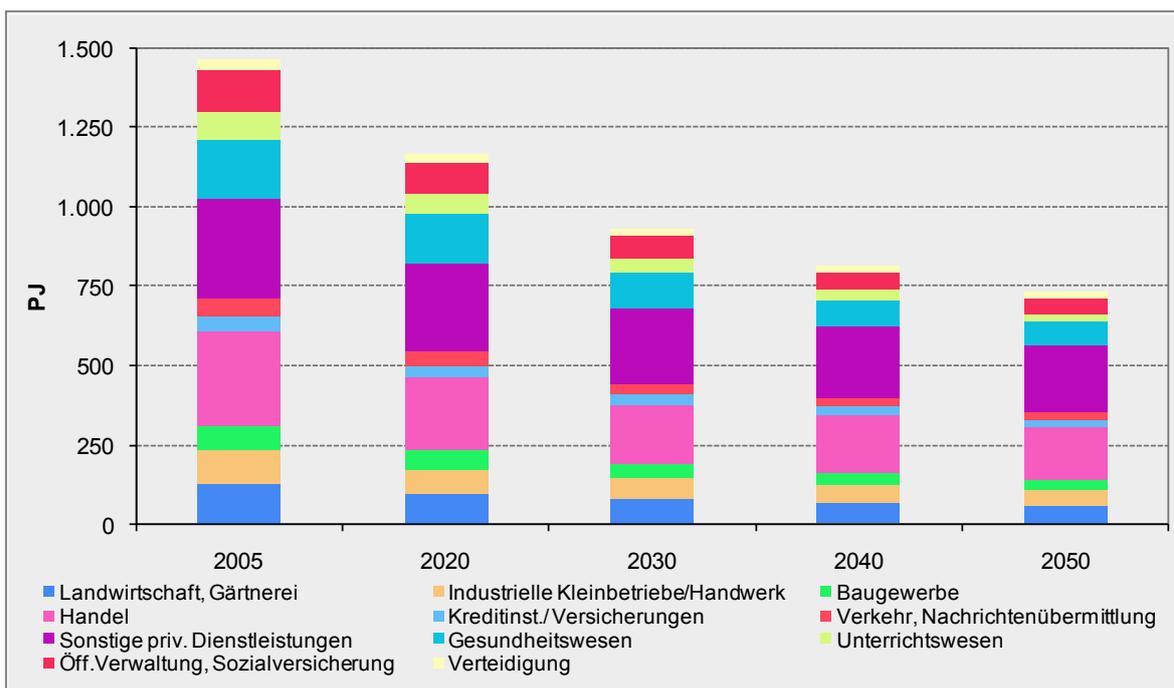
Quelle: Prognos 2009

4.3.2.2 Endenergieverbrauch im Sektor Dienstleistungen

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

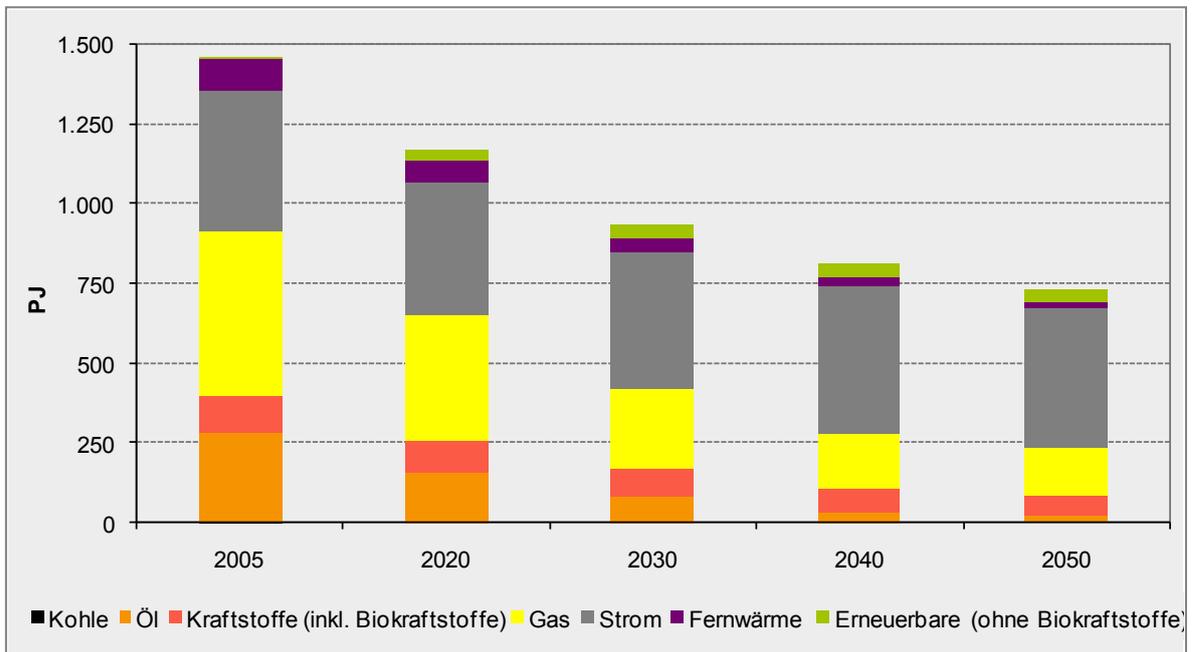
Die Erneuerbaren nehmen anteilig erheblich zu, wenn auch absolut nur geringfügig. Das liegt unter anderem daran, dass ein typischer Bereich, in dem erneuerbare Energien günstig eingesetzt werden können, die Raumwärme ist, die bereits durch Effizienzmaßnahmen „weggespart“ wird. Zur Erzeugung von Prozesswärme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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

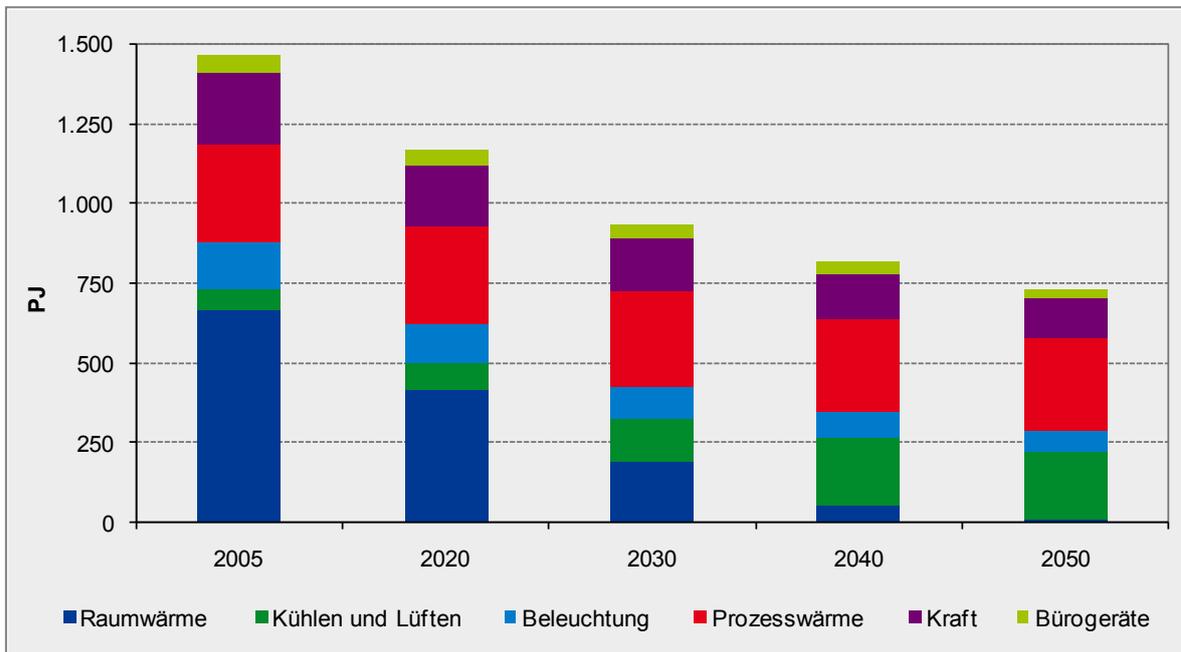
#### 4.3.2.3 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

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

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

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

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

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

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

### 4.3.3 Energieverbrauch des Industriesektors

#### 4.3.3.1 Rahmendaten

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

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

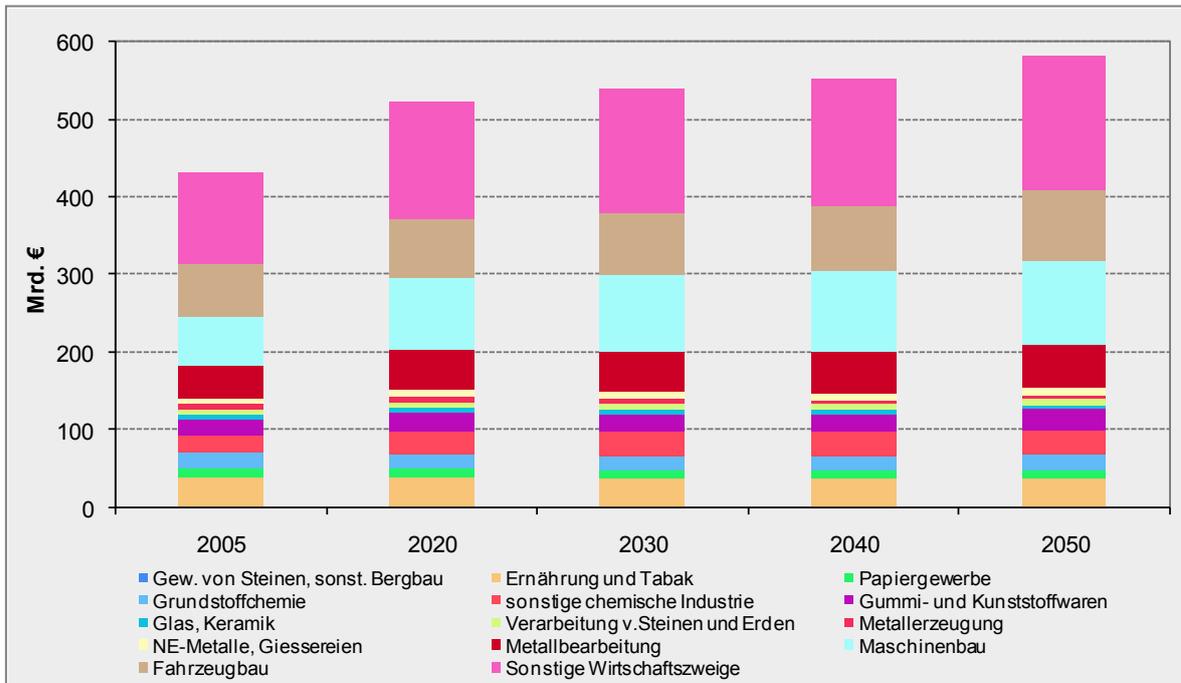
	Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	1,9	1,3	1,1	1,0	0,9
Ernährung und Tabak	37,3	37,0	36,3	35,7	37,0
Papiergewerbe	10,4	11,1	10,6	10,5	10,7
Grundstoffchemie	20,7	20,1	19,1	19,0	19,8
sonstige chemische Industrie	23,0	29,0	29,7	30,4	32,0
Gummi- und Kunststoffwaren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

Quelle: Prognos 2009

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

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

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

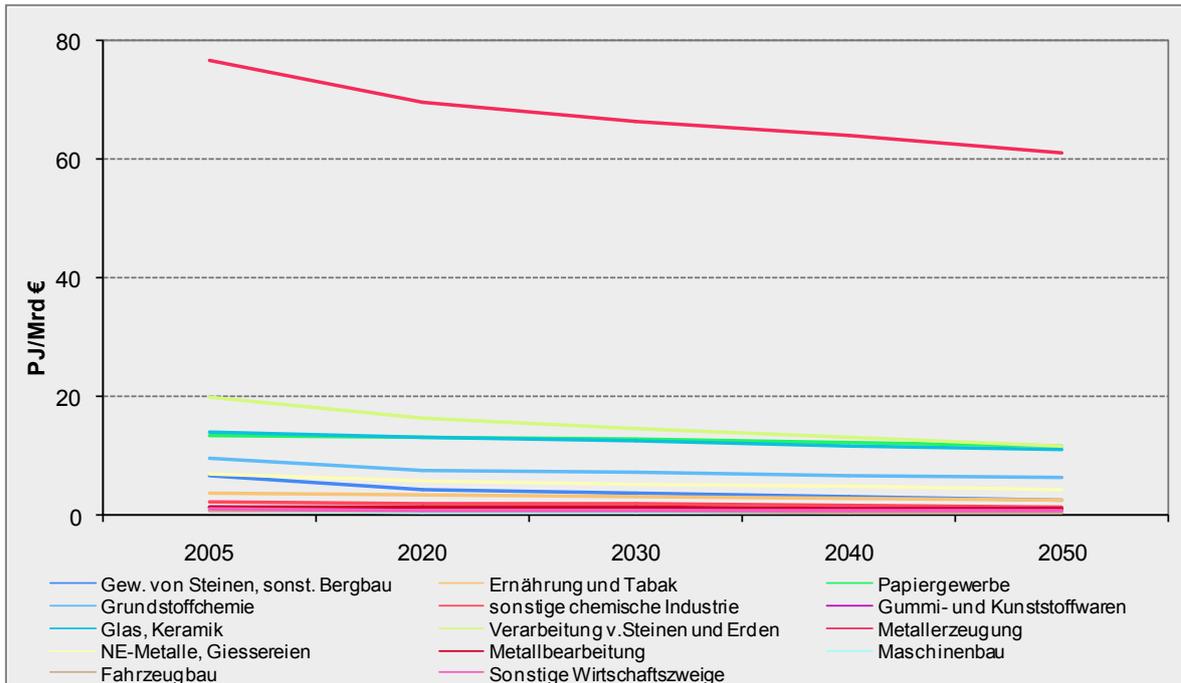
	Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	6,6	4,3	3,7	3,1	2,5
Ernährung und Tabak	3,8	3,3	3,0	2,7	2,5
Papiergewerbe	13,6	13,3	12,8	12,2	11,7
Grundstoffchemie	9,7	7,6	7,2	6,8	6,4
sonstige chemische Industrie	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5
Gummi- und Kunststoffwaren	1,5	1,2	1,1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

Quelle: Prognos 2009

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

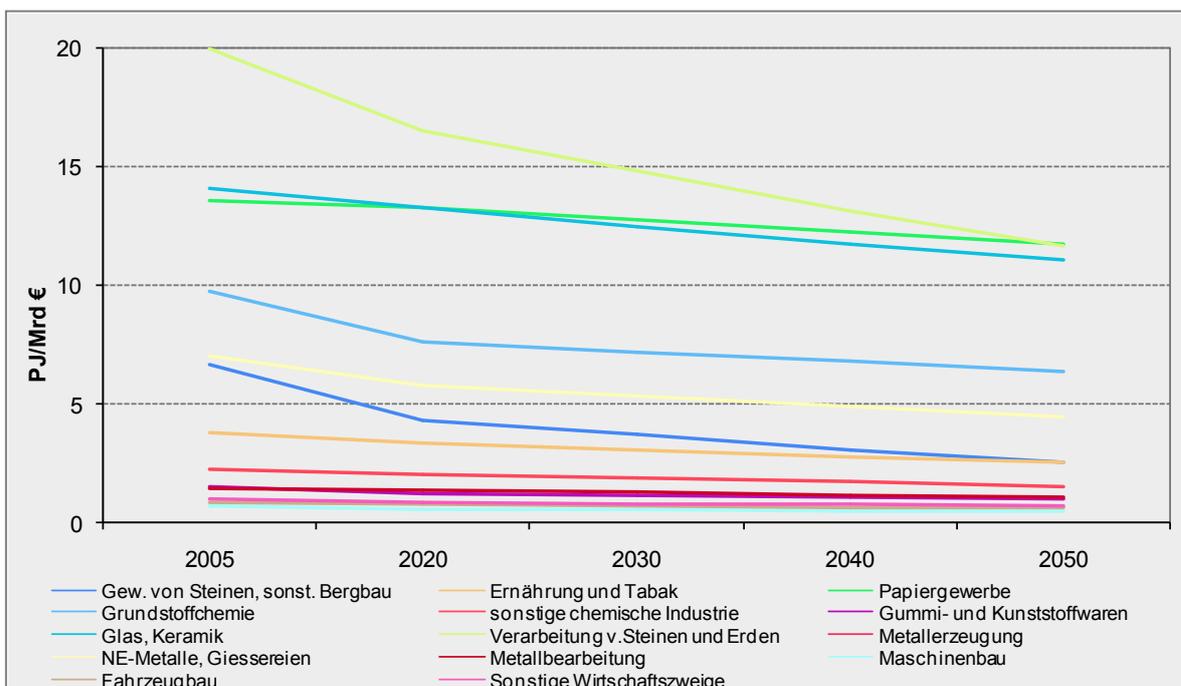
Die Metallerzeugung besitzt mit Abstand den höchsten spezifischen Brennstoffbedarf. Die Branchen Papier, Grundstoffchemie, Glas/Keramik, Gewinnung und Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Nichteisen- (NE-) Metalle/Gießereien folgen mit mittleren spezifischen Brennstoffverbräuchen. Alle anderen Branchen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

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



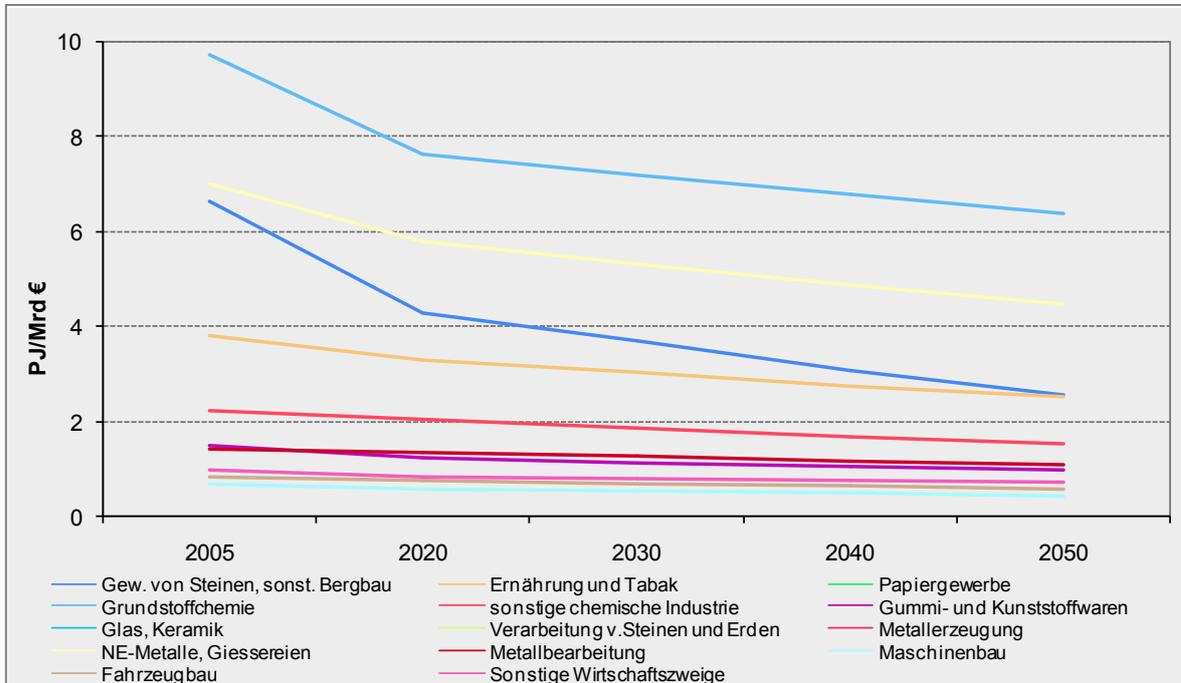
Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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

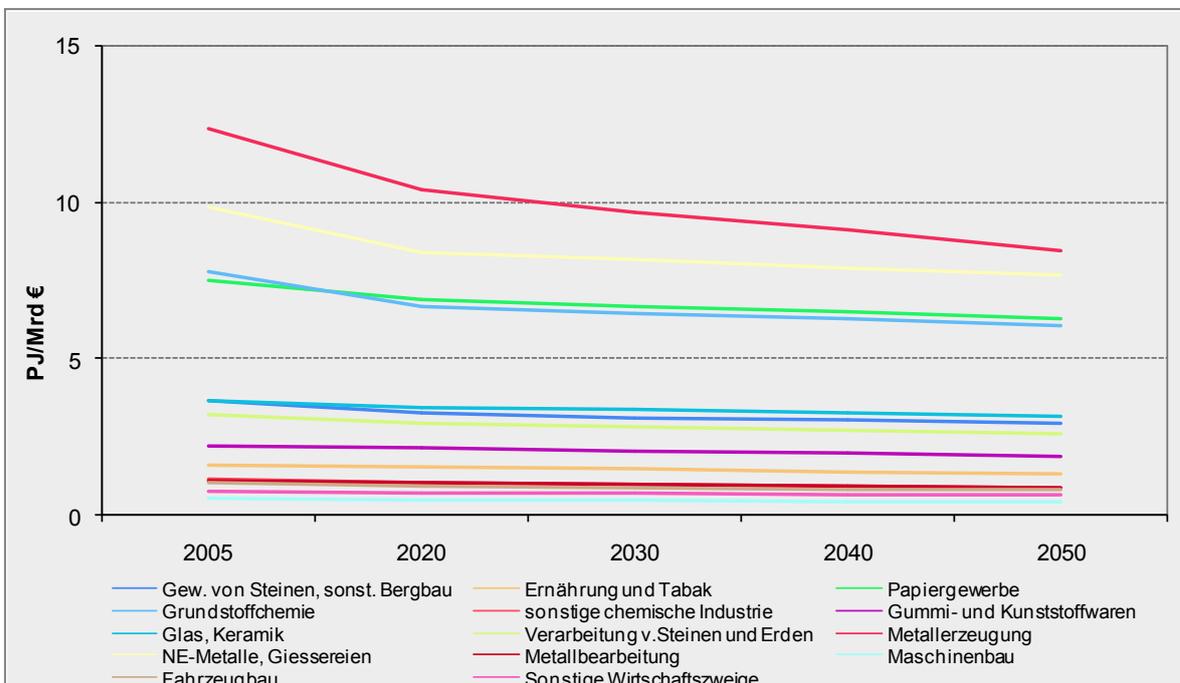
Die Branchen mit den höchsten spezifischen Stromverbräuchen sind Metallerzeugung (Elektrostahl), NE-Metalle/Gießereien, Grundstoffchemie und Papiergewerbe, einen mittleren spezifischen Stromverbrauch weist die Gewinnung von Steinen und Erden auf. Alle weiteren Branchen (inkl. Metallbearbeitung, Maschinenbau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

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

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

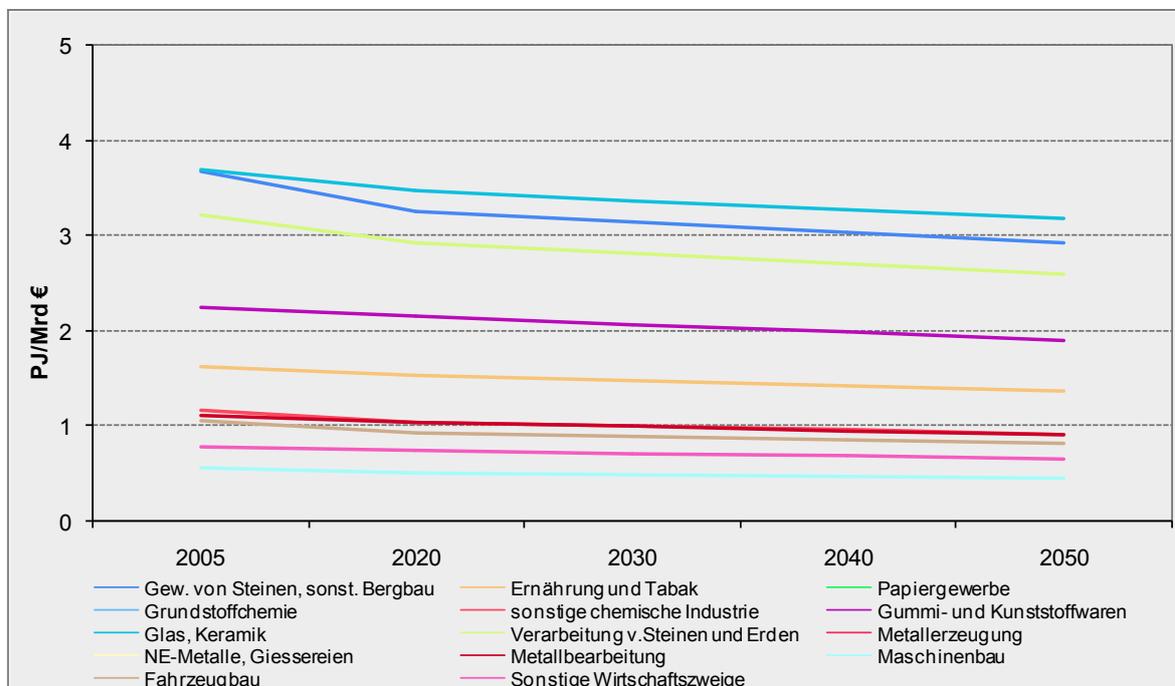
Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

4.3.3.2 Endenergieverbrauch im Industriesektor

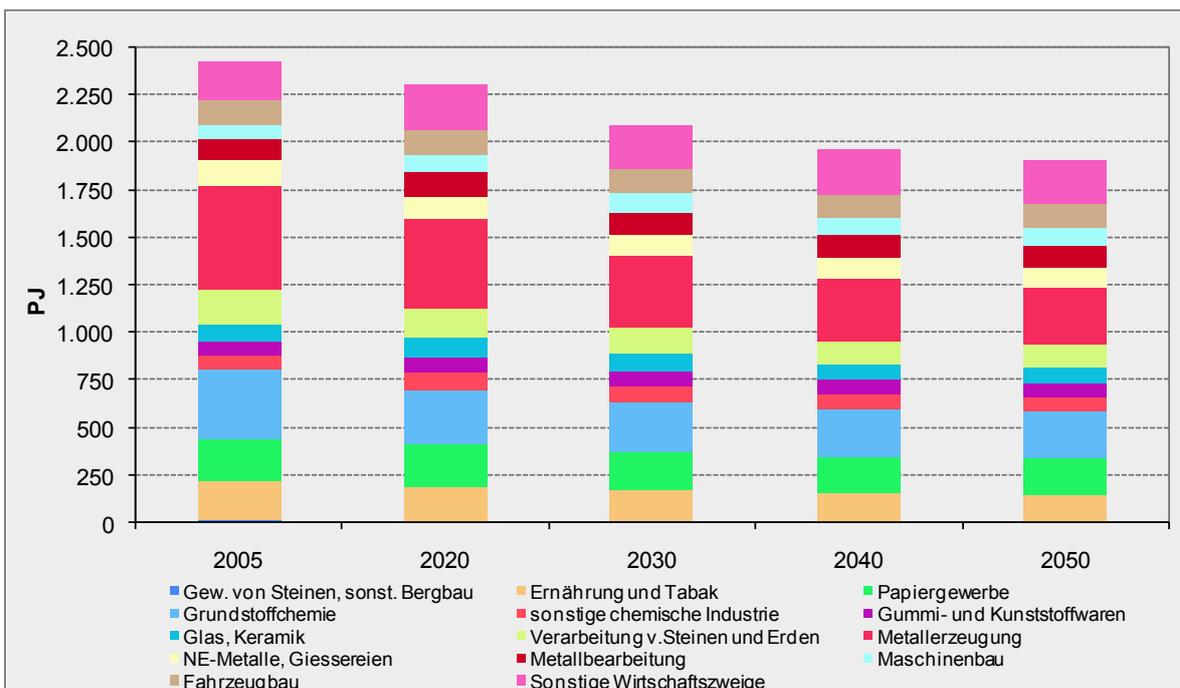
Der Endenergieverbrauch im Industriesektor nimmt zwischen 2005 und 2050 um 21 % ab, resultierend aus den zumeist gegenläufigen Effekten von Branchenwachstum und Effizienzsteigerung.

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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

Zwischen den einzelnen Energieträgern gibt es zum Teil strukturelle Verschiebungen (Tabelle 4.3-26, Abbildung 4.3-19). Strom weitet seinen Anteil aus und steht im Jahr 2050 für 39 % des Energiebedarfs. Damit werden Strom und Gase für die Industrie zu den wichtigsten Energieträgern. Zusammen decken sie ca. 80 % des Energiebedarfs. Dies liegt vor allem an der systematischen Substitution der Prozesswärme ins Gas, das einerseits Handhabungsvorteile hat und andererseits in den energieintensiven Industrien aufgrund der CO<sub>2</sub>-Kosten den relativen Preisnachteil gegenüber den Energieträgern Kohle und Öl reduziert. In den weniger energieintensiven Industrien wird es auch verstärkt im KWK-Betrieb eingesetzt.

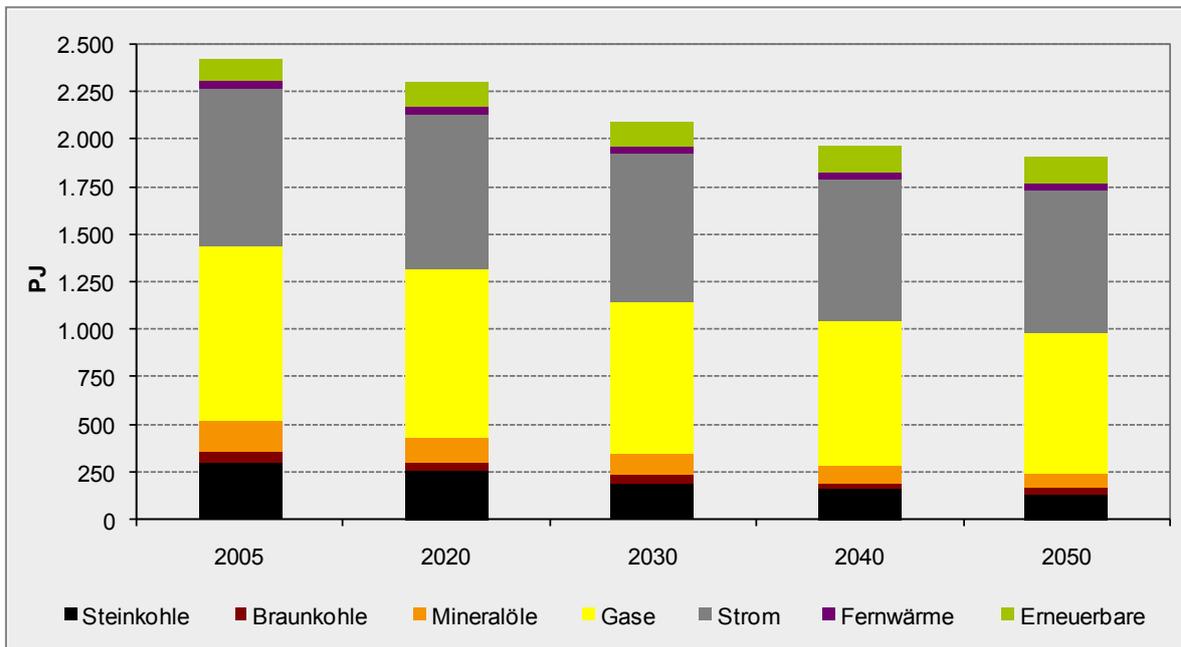
Die Bedeutung der erneuerbaren Energien nimmt weiter zu. Im Jahr 2050 decken sie 8 % des Energiebedarfs. Hier gilt Analoges wie im Dienstleistungssektor: die Einsatzmöglichkeiten der Erneuerbaren mit geringer Energiedichte (Solarthermie, Umgebungswärme) sind im Industriesektor begrenzt. Ihr potenzielles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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.3.3 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

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

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

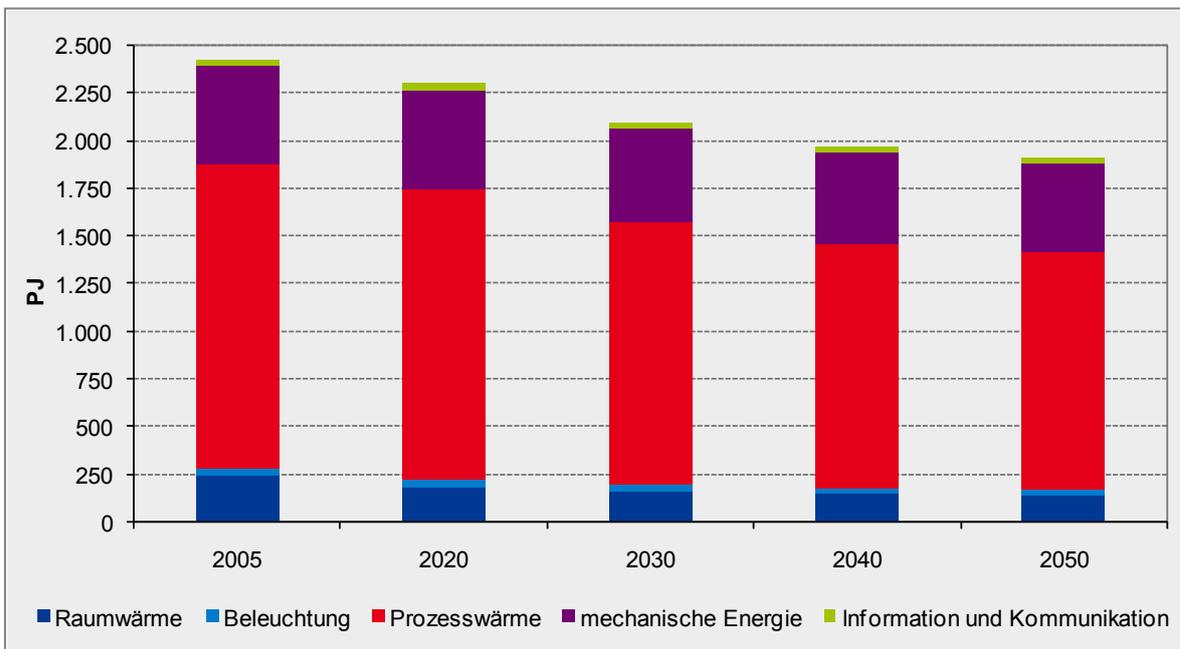
Der spezifische Energiebedarf der zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzten Anlagen sinkt bis 2050 im Durchschnitt um ca. 24 %. Effizienzgewinne können z. B. durch den Einsatz von elektronischen Prozessleitsystemen, Wärmerückgewinnung, Reduktion der Abgasverluste, neue Prozessdesigns sowie durch die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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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

#### 4.3.4 Energieverbrauch des Verkehrssektors

##### 4.3.4.1 Grundsätzliche Voraussetzungen

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

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

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

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

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

##### 4.3.4.2 Die Entwicklung der Rahmendaten für den Verkehrssektor

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

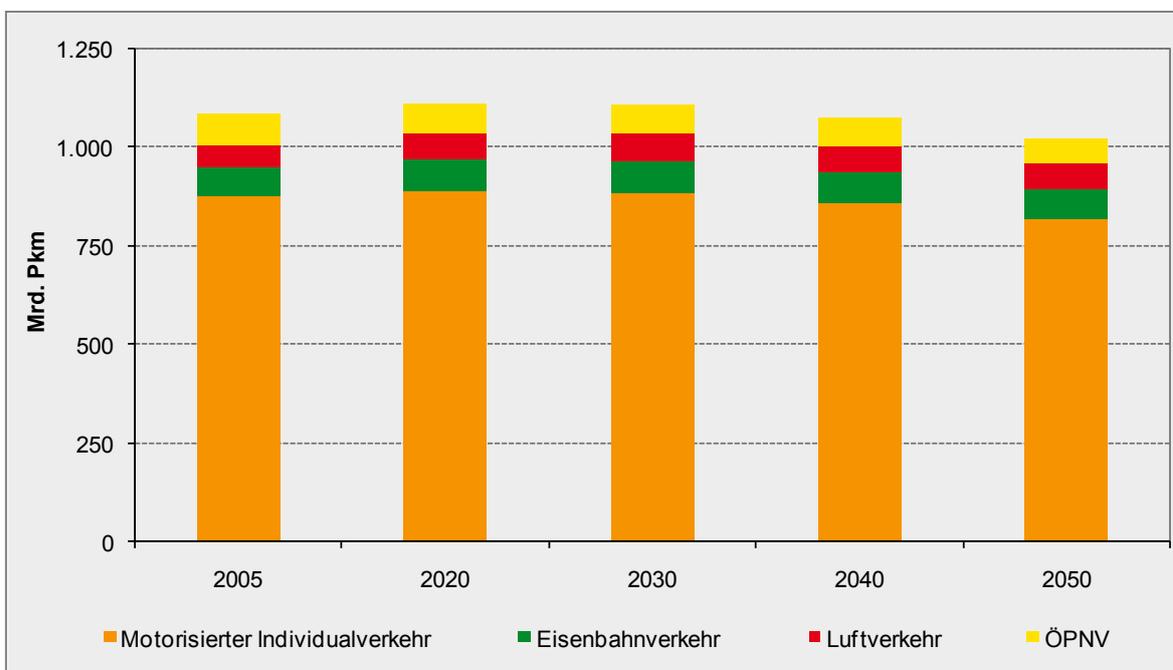
PKW-freundlichen Fahrtzweckverschiebungen (mehr Freizeit- und Einkaufsverkehr) bei steigender Motorisierung zurückzuführen.

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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



Quelle: ProgTrans / Prognos

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

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

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

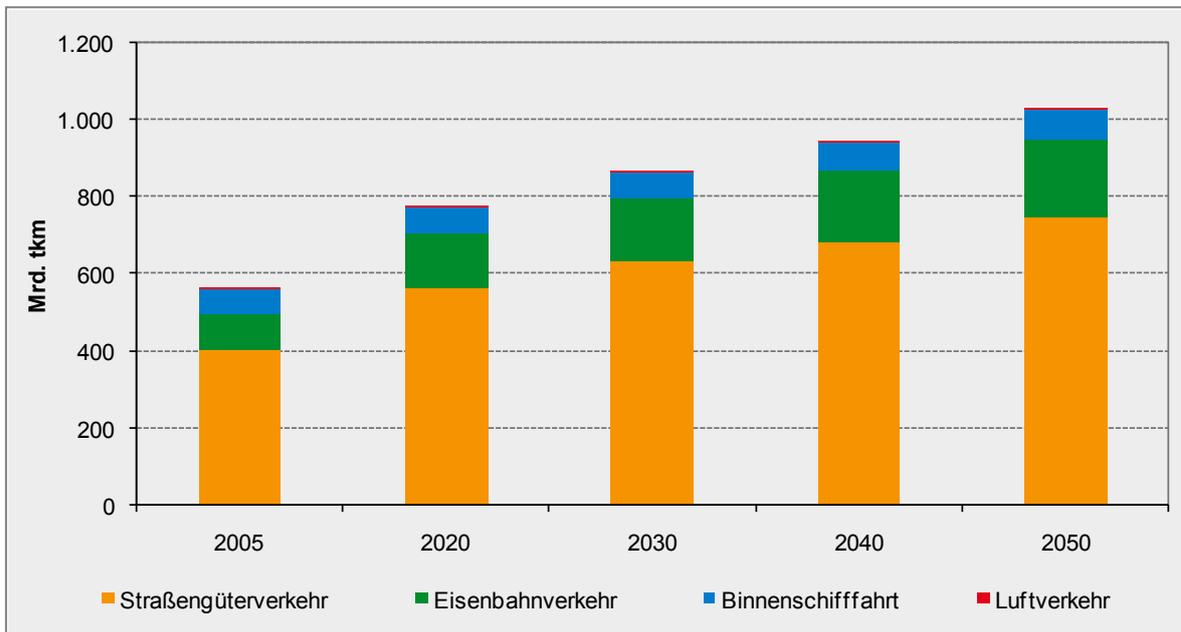
Tabelle 4.3-29: Szenario „Referenz“: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern

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

Quelle: ProgTrans / Prognos

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

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



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

#### 4.3.4.3 Der Endenergieverbrauch im Straßenverkehr

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

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

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

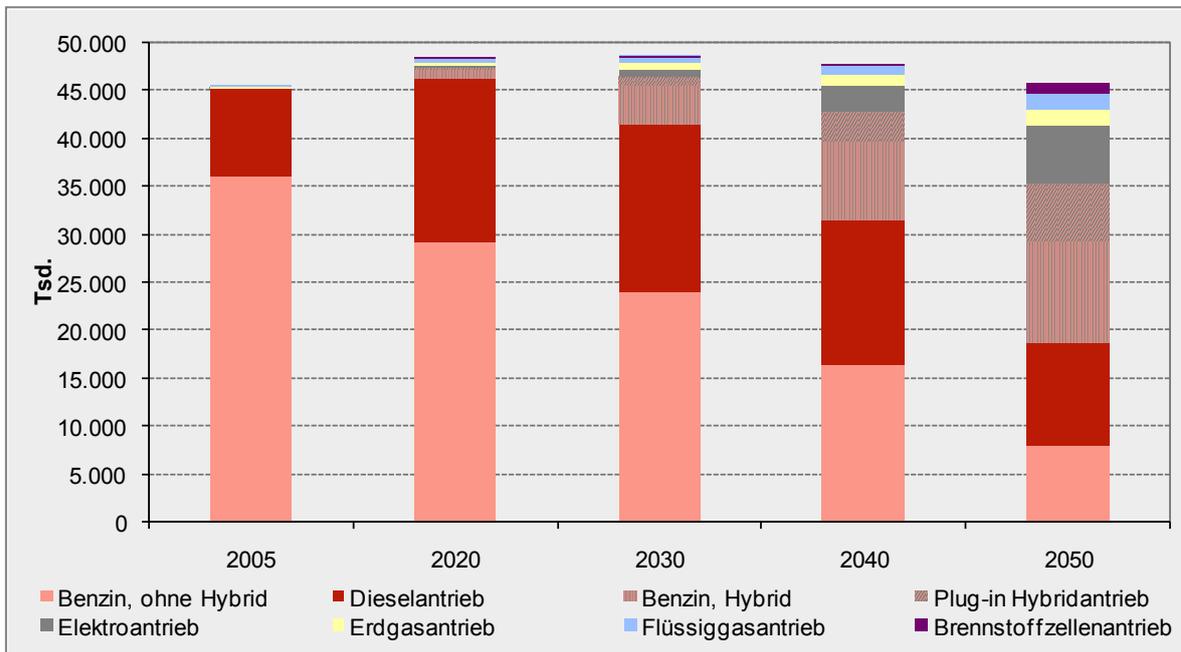
Tabelle 4.3-30: Szenario „Referenz“: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch von PKW und Kombi, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

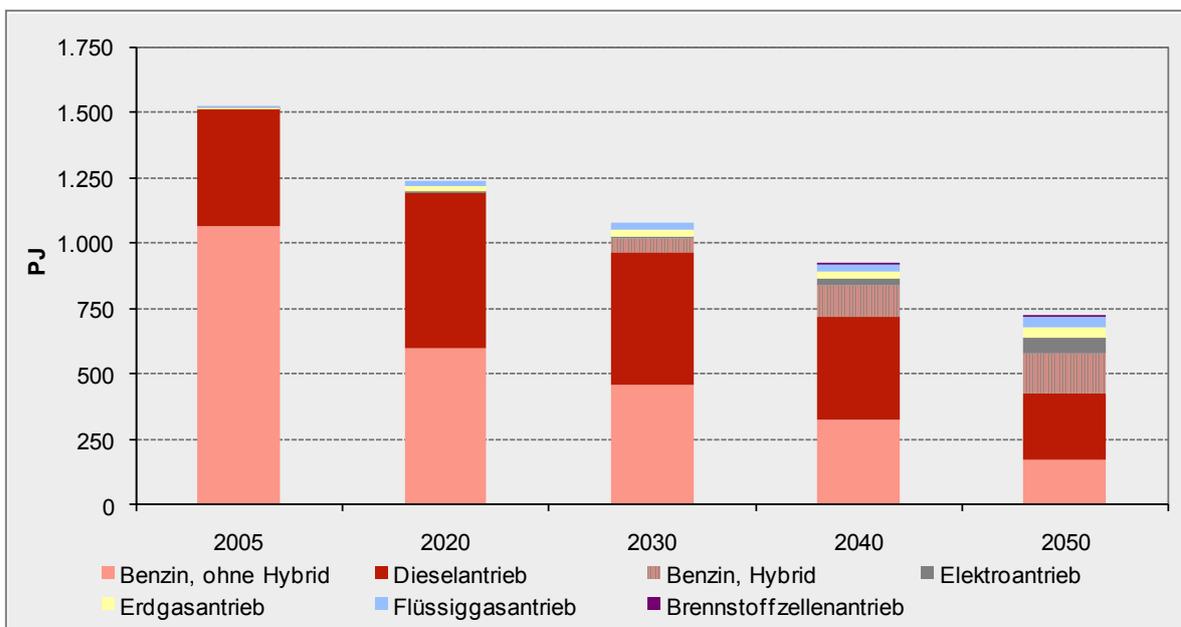
Insgesamt geht damit der Energieverbrauch von PKW und Kombi, die zusammen rund 95 % des Verbrauchs des MIV verursachen, zwischen 2005 und 2050 um 52 % zurück (Benzin inkl. Hybrid -30 %; Diesel -44 %, jeweils inklusive Biokraftstoffe). Gas und Strom erfahren eine steigende Bedeutung, dennoch entfallen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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die spezifischen Verbräuche verbessern sich im Durchschnitt um 22 %.

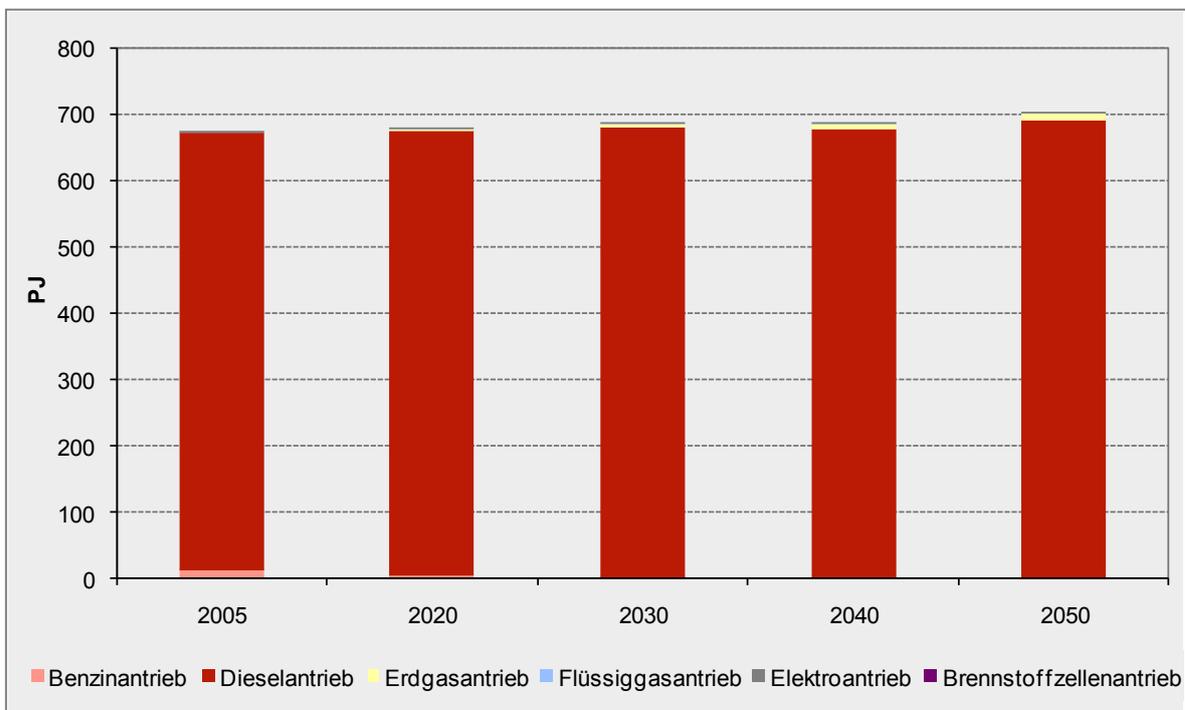
Damit erhöht sich der Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs zwischen 2005 und 2050 um 4 % (Tabelle 4.3-33, Abbildung 4.3-25).

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

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

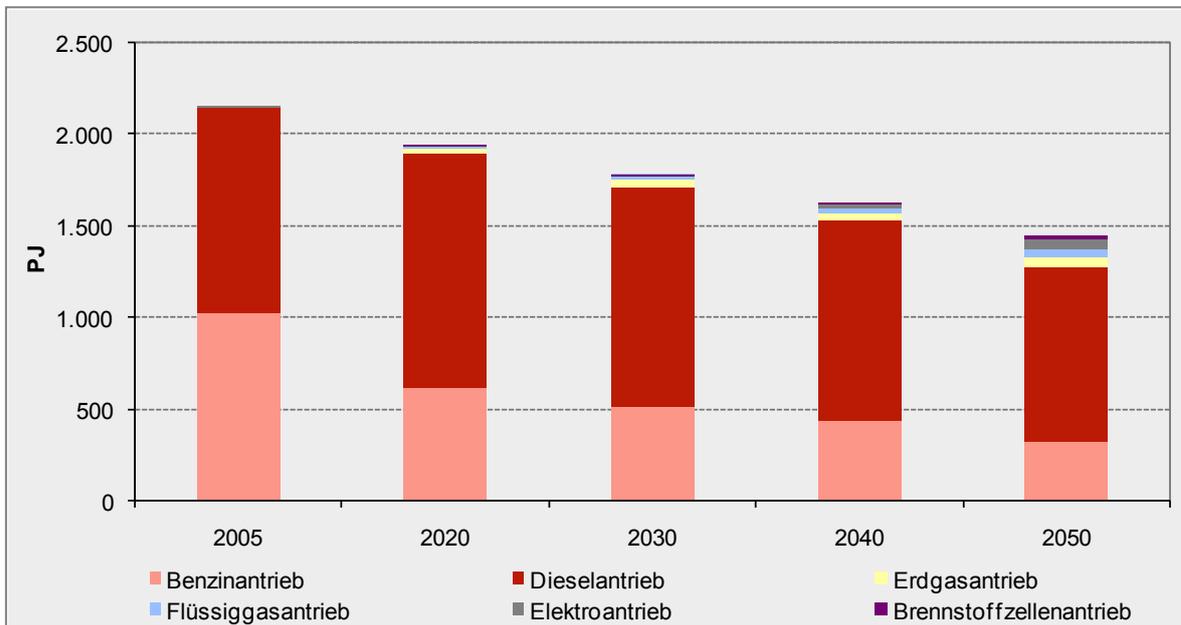
Insgesamt weist der **Endenergieverbrauch im Straßenverkehr** einen kontinuierlichen Rückgang auf und liegt im Jahr 2050 um 33 % unter dem Ausgangsniveau des Jahres 2005 (Tabelle 4.3-34, Abbildung 4.3-26). Die Hybridfahrzeuge sind unter dem Benzinantrieb subsummiert. Durch Beimischung von Biokraftstoffen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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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



Quelle: ProgTrans / Prognos2009

#### 4.3.4.4 Der Endenergieverbrauch des Schienenverkehrs

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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos

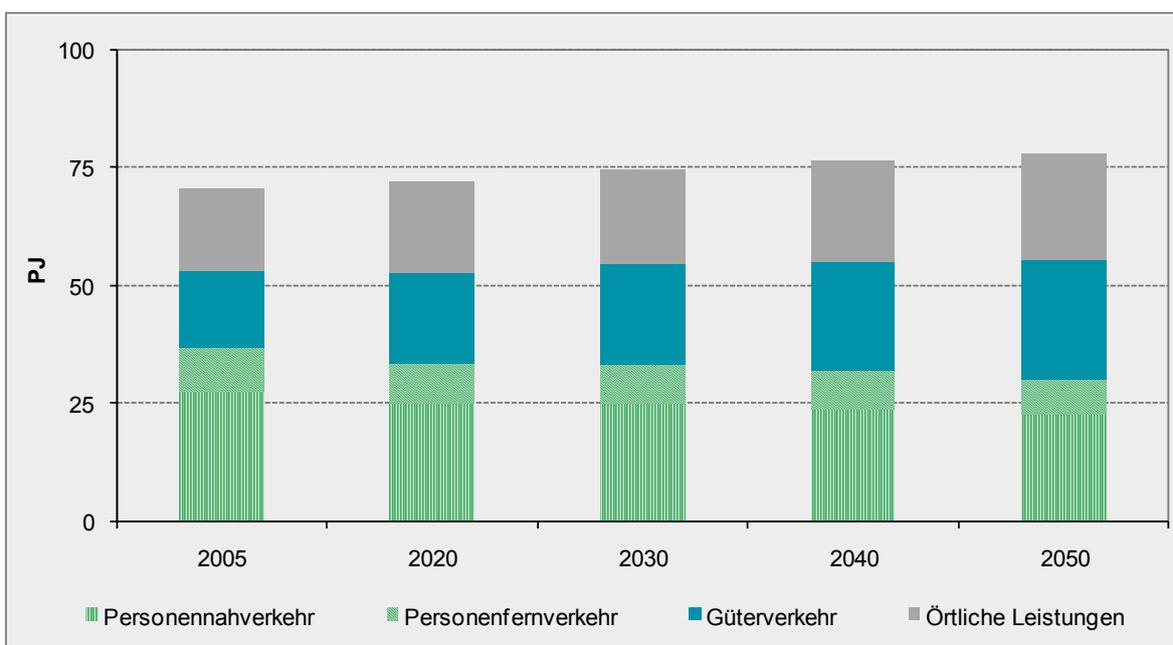
Insgesamt ergibt sich für den Schienenverkehr ein Zuwachs des Endenergieverbrauchs um 10,4 %, im Jahr 2050 liegt er bei 78 PJ (Tabelle 4.3-38, Abbildung 4.3-27). Die Bedeutung von Strom erhöht sich, der Verbrauchsanteil steigt von 76 % im Ausgangsjahr auf 84 % im Jahr 2050. Nicht berücksichtigt in diesen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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

#### 4.3.4.5 Der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt und des Luftverkehrs

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

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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

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

1) 1tkm=10 Pkm

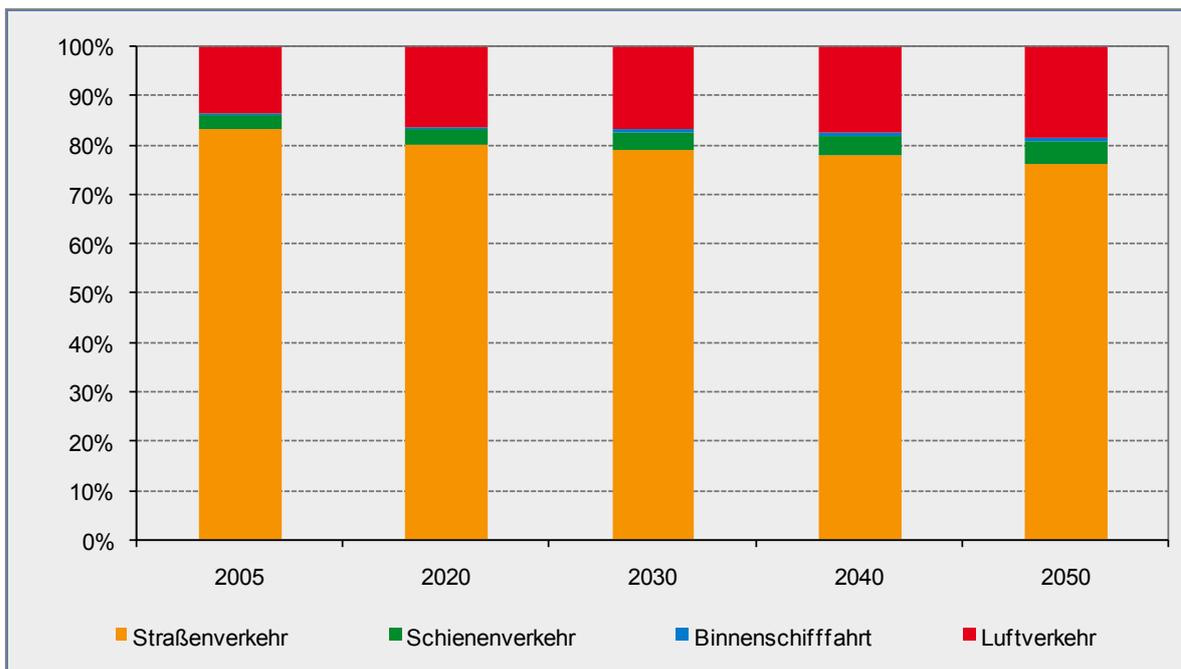
Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

4.3.4.6 Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor insgesamt und nach Energieträgern

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

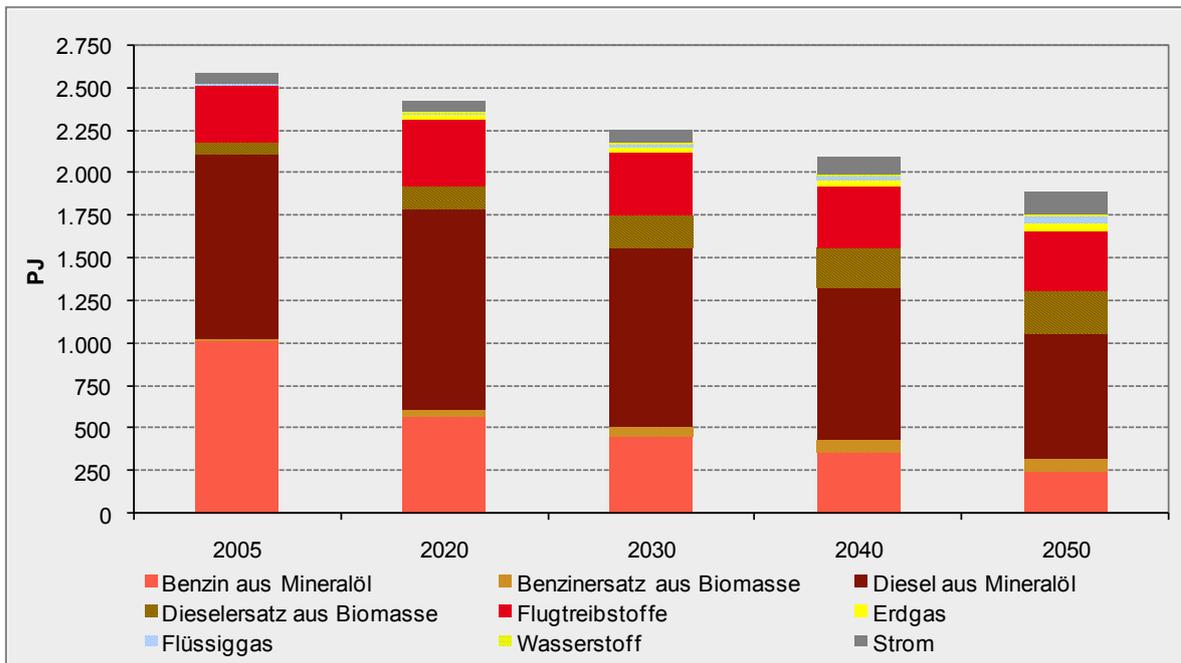
Die Anteile der unterschiedenen Verkehrsträger am Energieverbrauch verschieben sich nur leicht: der Verbrauchsanteil des Straßenverkehrs sinkt von 82 % auf 76 %, der Anteil des Luftverkehrs vergrößert sich um 5 %-Punkte auf 18,5 %, der Anteil des Schienenverkehrs steigt um 1,5 %-Punkte auf 4,4 %. Mit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

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



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

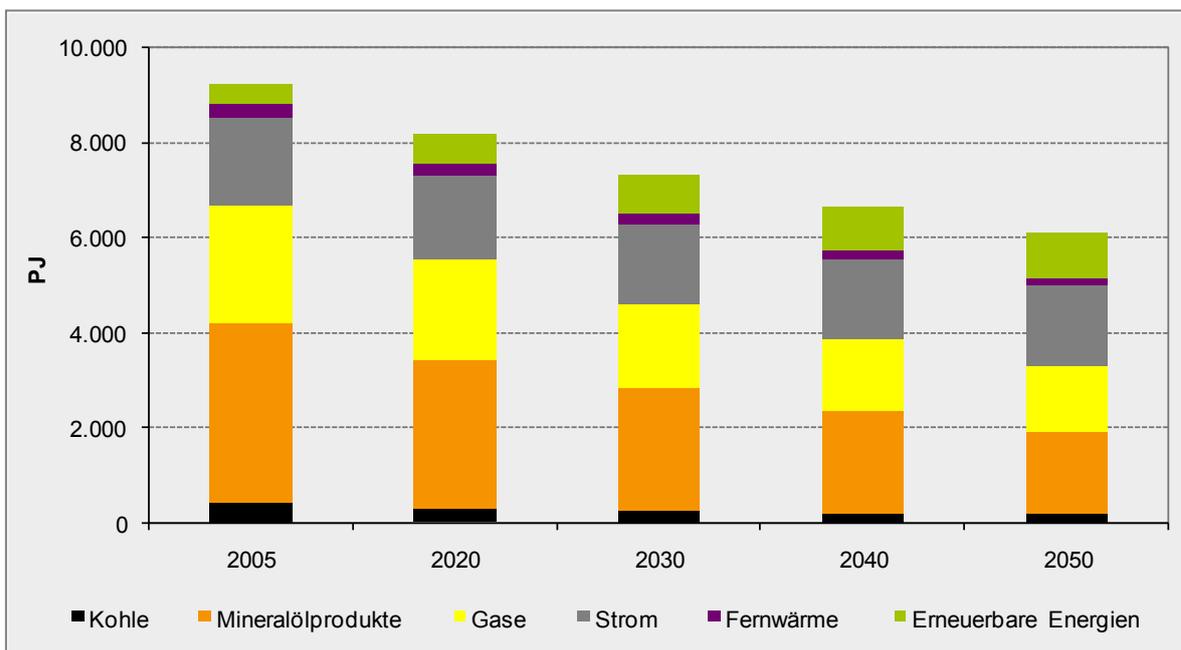
Der Verbrauch an Flugtreibstoff (Kerosin) wächst bis ins Jahr 2015 noch leicht an auf 394 PJ. Ab dem Jahr 2020 geht auch hier der Verbrauch leicht zurück. Im Jahr 2050 liegt er um knapp 2 % höher als 2005.

#### 4.3.5 Endenergieverbrauch insgesamt

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

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

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



Quelle: ProgTrans / Prognos

Neben dem Rückgang des Gesamtenergieverbrauchs erfolgt eine Umstrukturierung des Energieträgermixes.

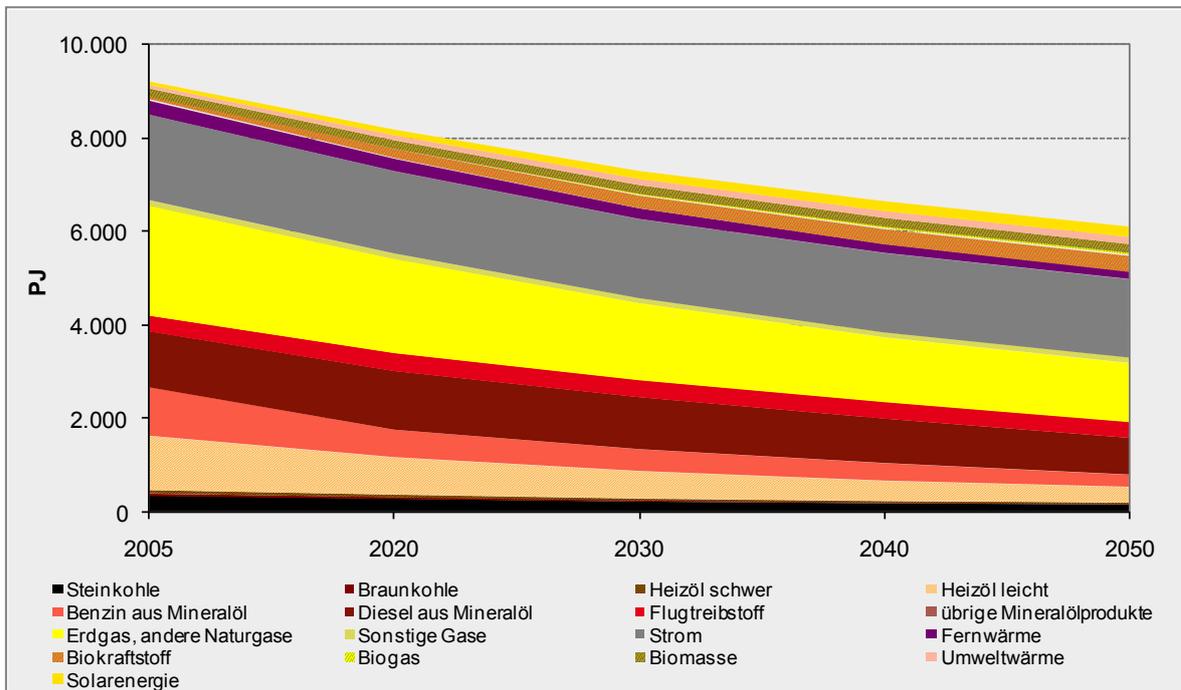
Starke Nachfragerückgänge bei konventionellem Benzin und leichtem Heizöl lassen den Anteil der **Mineralölprodukte** im Mix ausgehend von 41 % um 12 Prozentpunkte auf 29 % sinken.

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

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

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

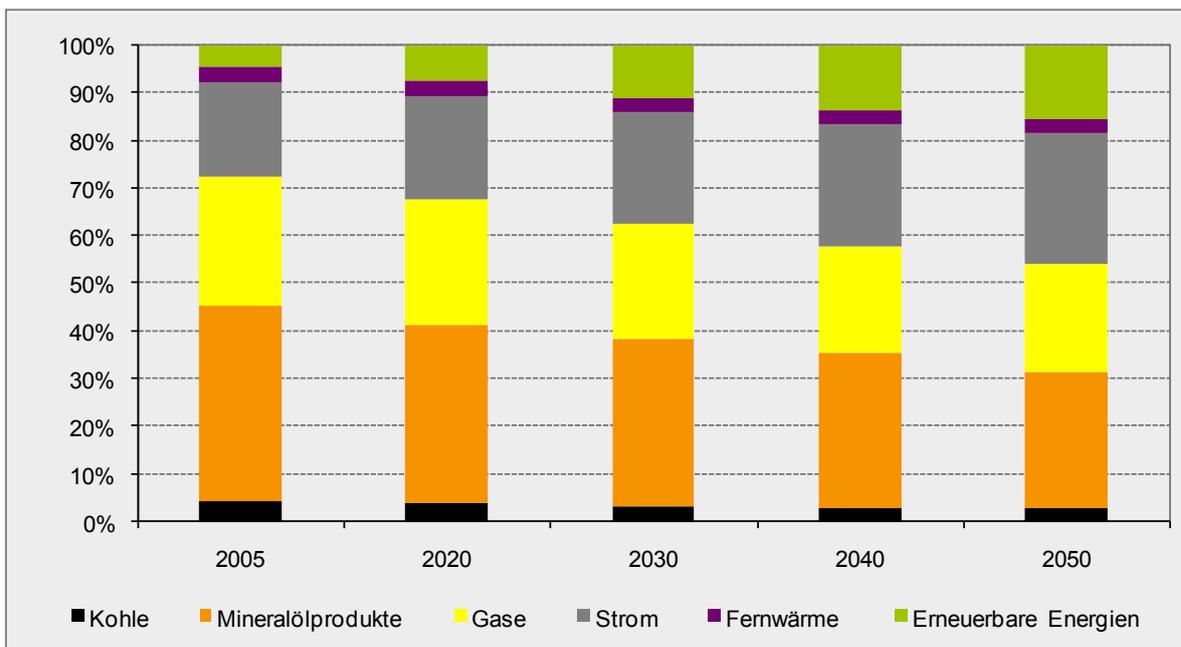
Abbildung 4.3-31: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

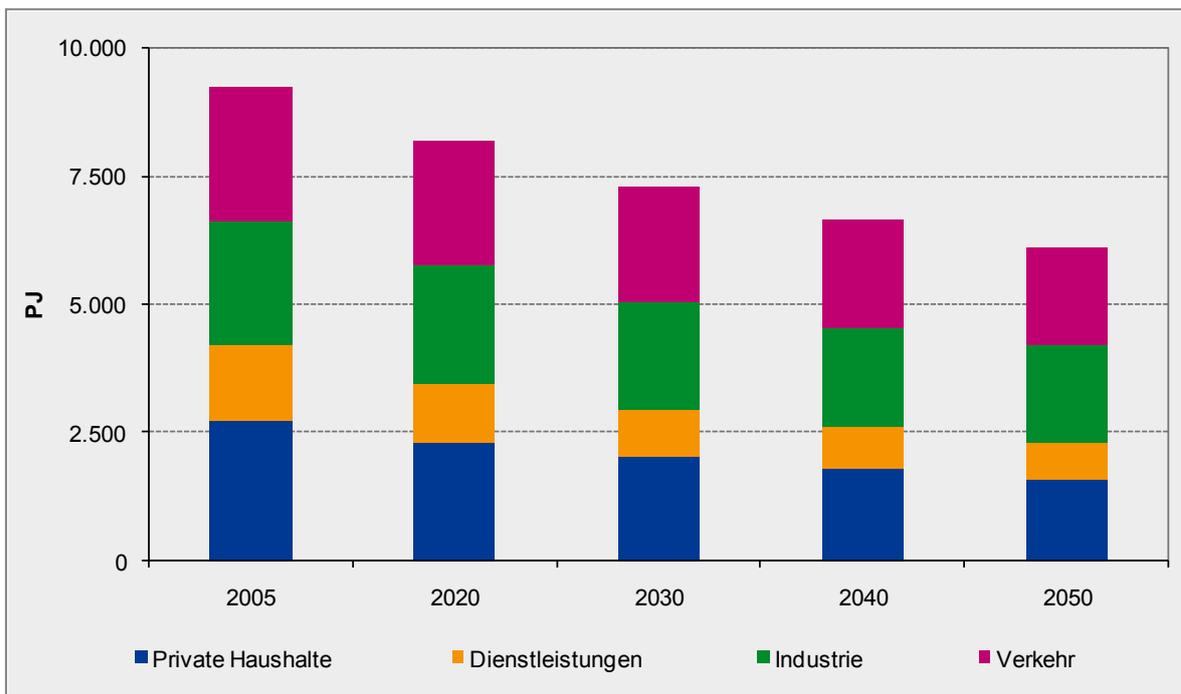


Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

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



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

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

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos

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

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

Quelle: ProgTrans / Prognos

### **4.3.6 Stromerzeugung, sonstiger Umwandlungssektor**

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

Aufbauend auf der Absterbeordnung (Abbildung 2.2-5 in Kap.2.2.2.2, S.20), die den alterungsbedingten Kapazitätsabbau im deutschen Kraftwerkspark beschreibt, entwickelt sich der Anlagenbestand im Zeitraum bis zum Jahr 2050 in diesen Szenarien vor allem orientiert an den derzeit gültigen Marktmechanismen. Primäres Ziel ist in diesem Szenario nicht die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zwar werden die Erneuerbaren weiter ausgebaut, allerdings verliert die Entwicklung langfristig deutlich an Dynamik.

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

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

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

Hinsichtlich der Ausbaupfade für die zentrale und dezentrale KWK sowie für die Erneuerbaren gehen beide Varianten von den gleichen Annahmen aus. Unterschiede ergeben sich fast ausschließlich in der Struktur des konventionellen Kraftwerksparks und den zugehörigen CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie den Vollkosten der Stromerzeugung.

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

##### 4.3.6.1.1 KWK

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

##### 4.3.6.1.2 Ausbau der erneuerbaren Energien

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

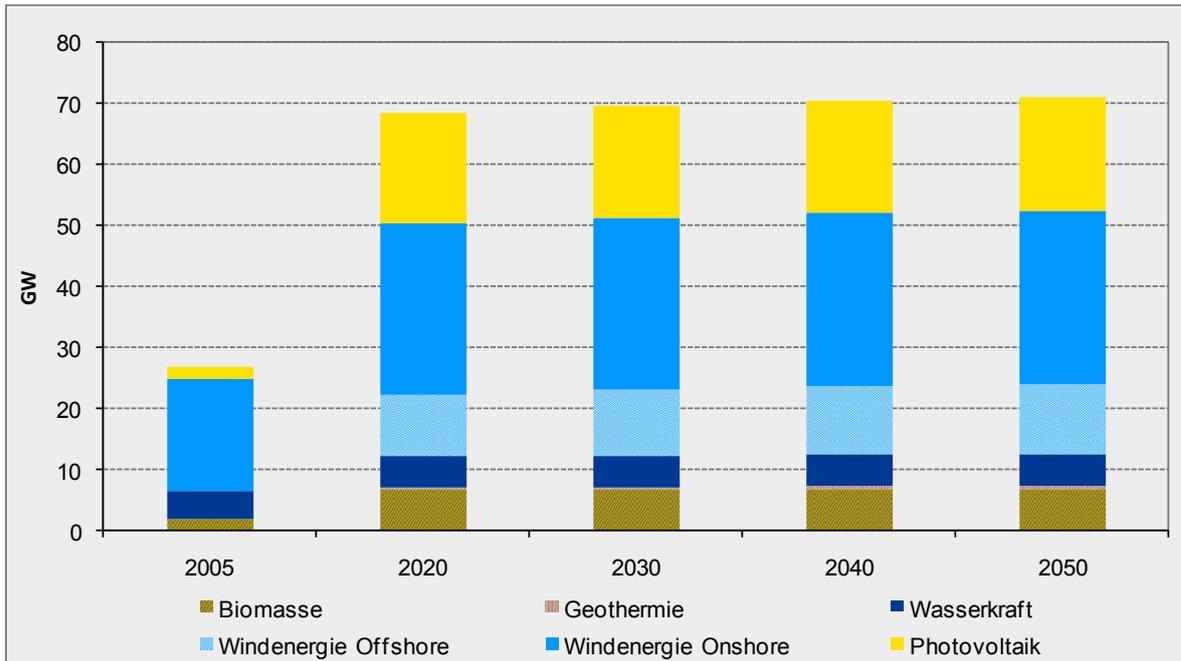
des EEG folgend unverändert übernommen. Im weiteren Verlauf bis zum Jahr 2050 weichen die Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“ von dem ambitionierten Leitszenario nach unten ab. Die Hauptgründe hierfür sind:

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

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

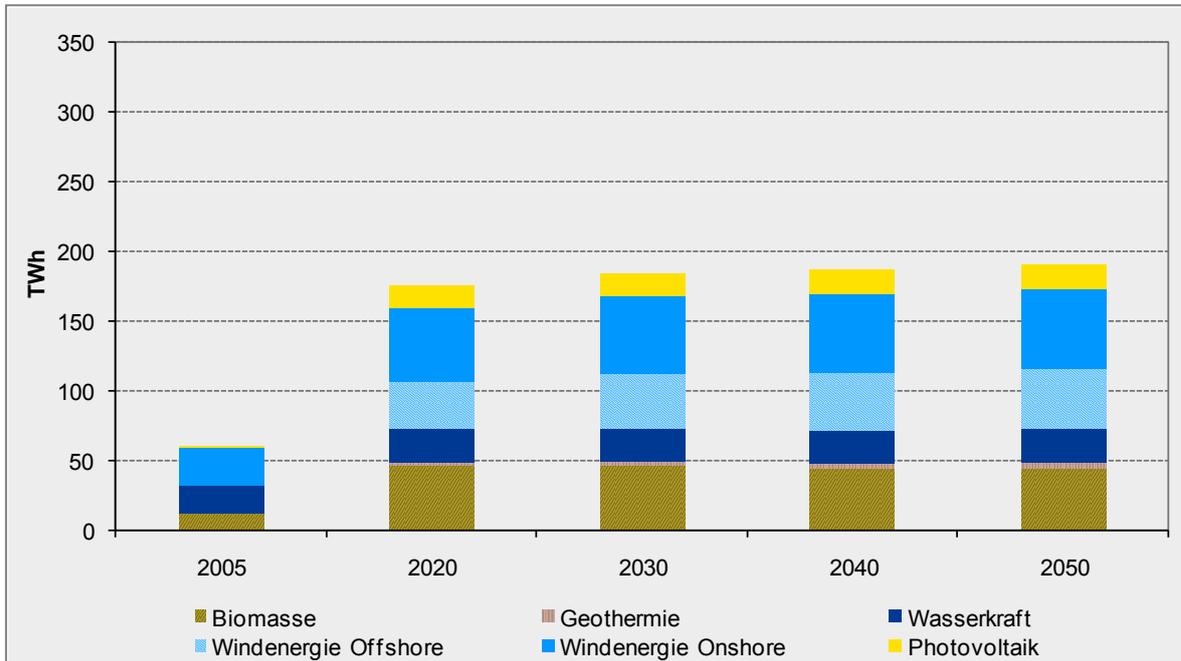
Für die Integration der Erneuerbaren in die Stromversorgung und zur Deckung von Lastspitzen sind die heute installierten Pumpspeicher ausreichend. Neue Kapazitäten müssen nicht aufgebaut werden.

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

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.6.1.3 Neubau konventioneller Kraftwerke

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

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

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

#### 4.3.6.2 Ergebnisse Variante „Referenz ohne CCS“

##### 4.3.6.2.1 Arbeit

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

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

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

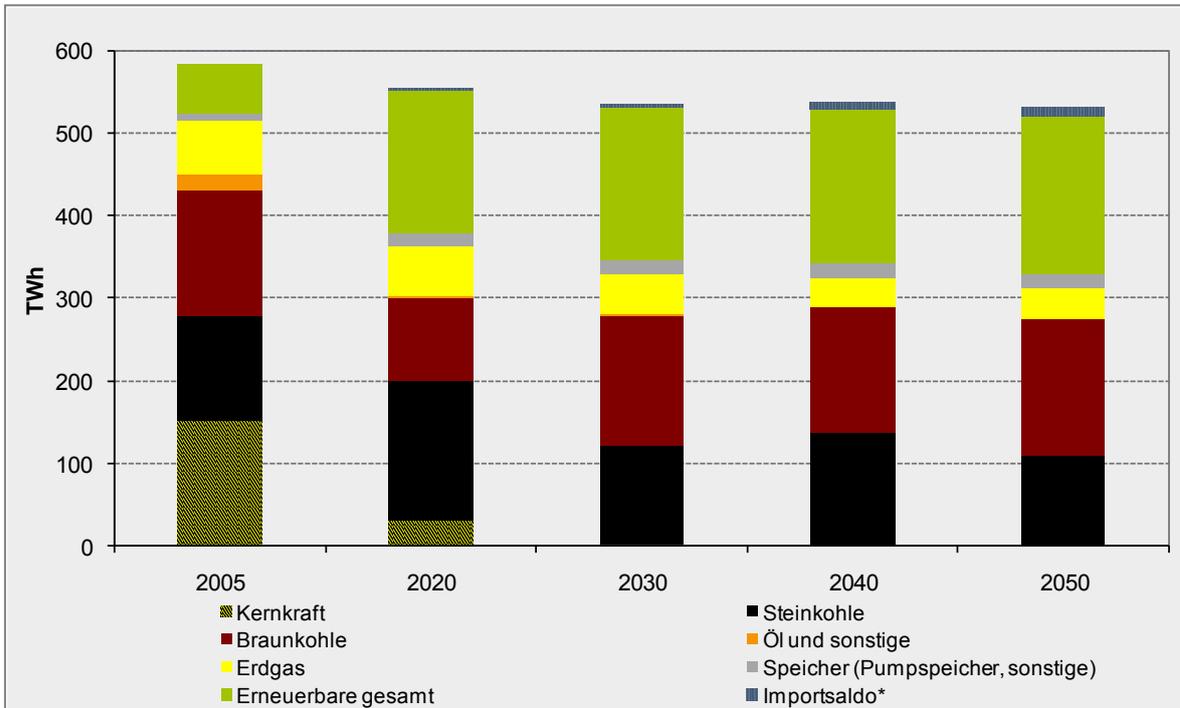
\* Ab 2021 Import von prioritär erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

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

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

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



\* Ab 2021 Import von prioritär erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.6.2.2 Leistung

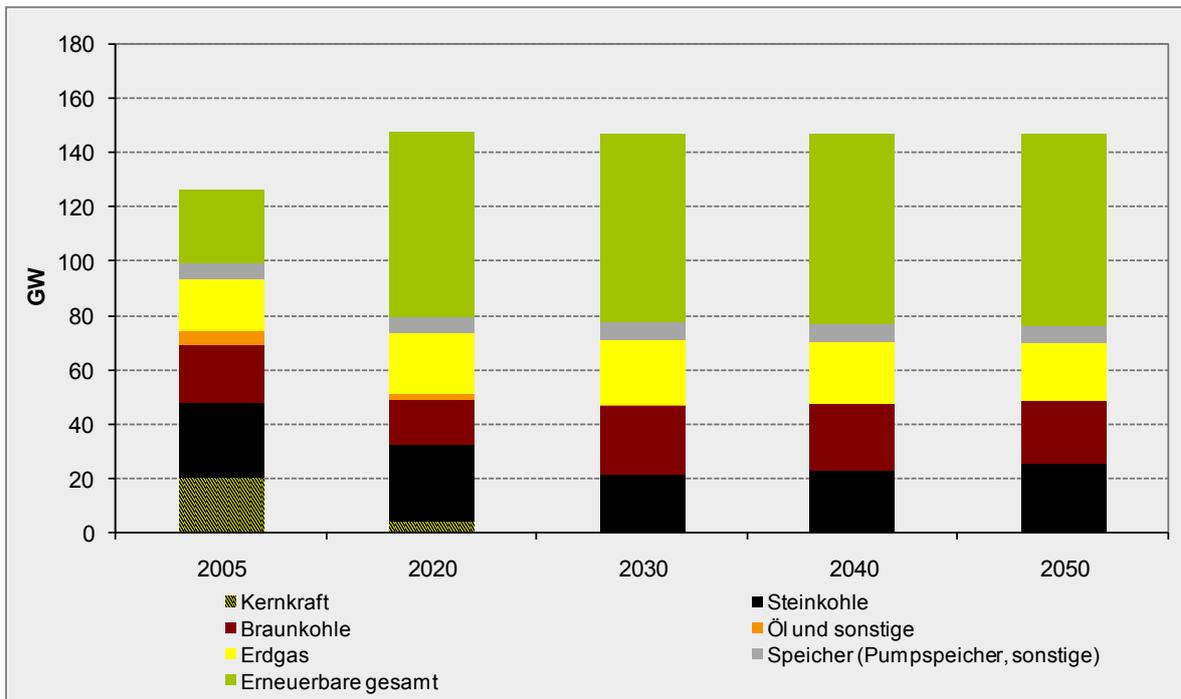
Der rückläufige Nettostromverbrauch vermindert langfristig die jährlich auftretende Spitzenlast im deutschen Stromnetz, die durch gesicherte Erzeugungskapazität aus Erneuerbaren (mit Import), Speichern und konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss (vgl. Tabelle 4.3-46). Allerdings wirkt sich bei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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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

#### 4.3.6.2.3 Brennstoffeinsatz und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Ausgangspunkt der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern. Dieser ergibt sich aus der jeweiligen Nettostromerzeugung und aus den zugehörigen mittleren jährlichen Brennstoffnutzungsgraden der Kraftwerke (Jahresnutzungsgrade). Aufgrund des technischen Fortschritts steigt der Brennstoffnutzungsgrad bei alle neuen konventionellen Kraftwerken, die den Anlagenpark nach und nach durchdringen. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums gehen die Jahresnutzungsgrade für Steinkohle und Erdgas etwas zurück. Die Gründe hierfür sind bei der Steinkohle höhere Anfahrverluste durch die sinkende Auslastung und bei Erdgas der steigende Anteil der Gasturbinen.

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

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung wird entsprechend der allgemeingültigen Definition als CO<sub>2</sub>-emissionsneutral bewertet. Zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung sind die fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdgas sowie Öl und sonstige Brennstoffe relevant. Die verwendete Biomasse enthält einen gewissen Anteil Abfall, daher trägt sie mit einem geringen Emissionsfaktor zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Grundlage der Kalkulation sind der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern und die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren. Die Emissionen für 2005 sind nach Energiebilanz gerechnete Modellwerte, die von den Angaben des Emissionsinventars geringfügig abweichen. Aus Konsistenzgründen werden hier die Modellwerte ausgewiesen. Bei den Summationen für die gesamten Treibhausgase in Kapitel 4.3.10 werden dann die Werte gemäß Emissionsinventar weiter verwendet.

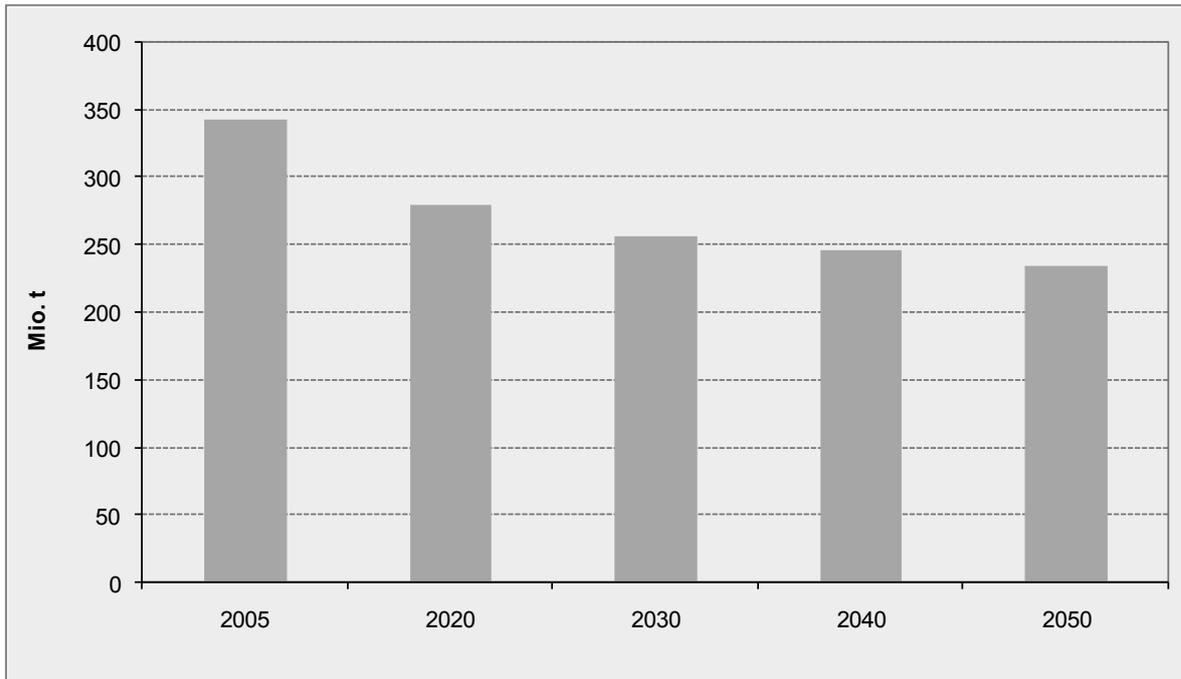
Tabelle 4.3-48: Variante „Referenz ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050

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

Quelle: Prognos 2009

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland gehen in der Variante „Referenz ohne CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 32% zurück, von 344 Mio. t auf 234 Mio. t.

Abbildung 4.3-38: Variante „Referenz ohne CCS“: CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in Mio. t



\* Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

Tabelle 4.3-49: Variante „Referenz ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und CO<sub>2</sub>-Emissionen, 2005 – 2050

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

Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.6.2.4 Kosten

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

Die Vollkosten der Stromerzeugung im Inland umfassen sämtliche Kosten, die für den Bau und den Betrieb der Kraftwerke anfallen. Hierzu gehören Investitionskosten, Brennstoffkosten (inkl. CO<sub>2</sub>-Kosten) sowie sämtliche Kosten für Betriebsmittel, Reparatur und Wartung, Personal, Finanzierung und Versicherung der Anlagen.

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

4.3.6.3 Ergebnisse Variante „Referenz mit CCS“

4.3.6.3.1 Arbeit

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

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

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

\* Ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

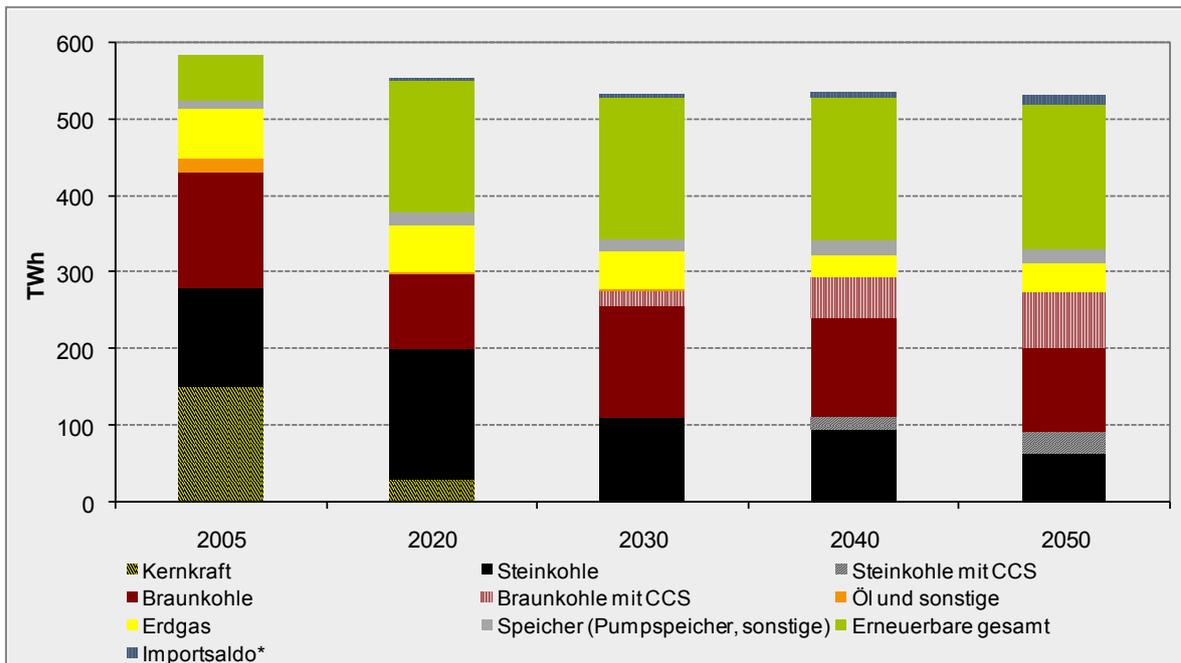
Quelle: Prognos 2009

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

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

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

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



\* Ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.6.3.2 Leistung

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

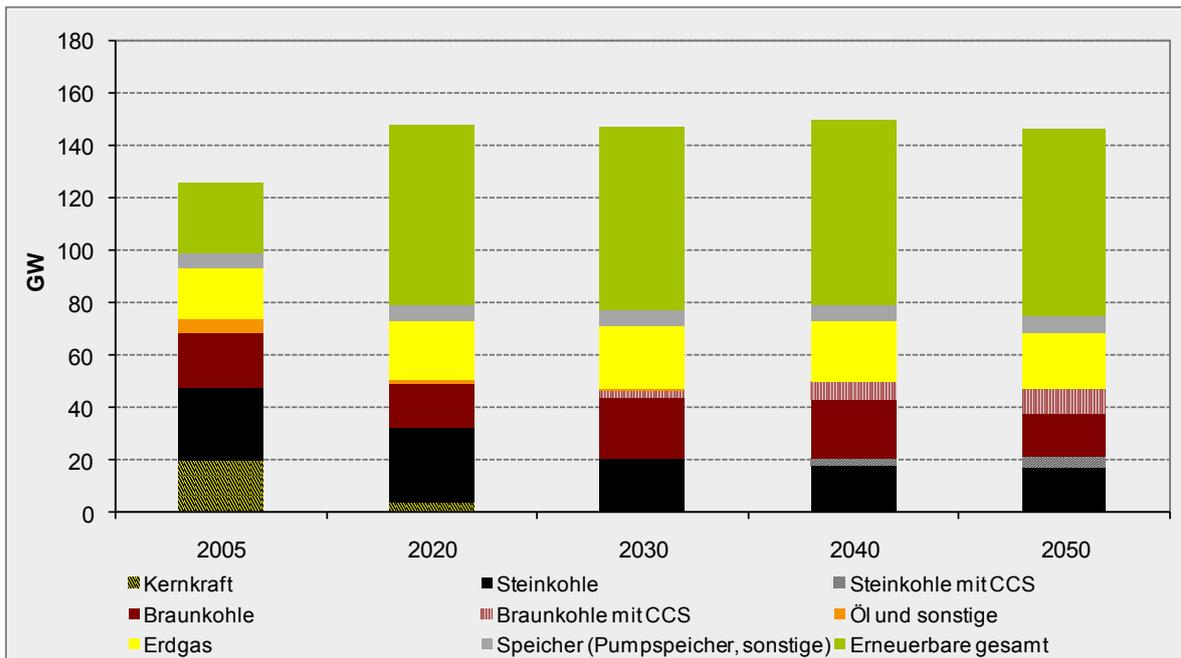
Tabelle 4.3-52: Variante „Referenz mit CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW

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

Quelle: Prognos 2009

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

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

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

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

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

Quelle: Prognos 2009

4.3.6.3.3 Brennstoffeinsatz und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Ausgangspunkt der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern. Dieser ergibt sich aus der jeweiligen Nettostromerzeugung und aus den zugehörigen mittleren jährlichen Brennstoffnutzungsgraden der Erzeugungsanlagen (Jahresnutzungsgrade). Aufgrund des technischen Fortschritts steigen die Brennstoffnutzungsgrade bei allen konventionellen Kraftwerken, die den Anlagenpark nach und nach durchdringen.

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

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

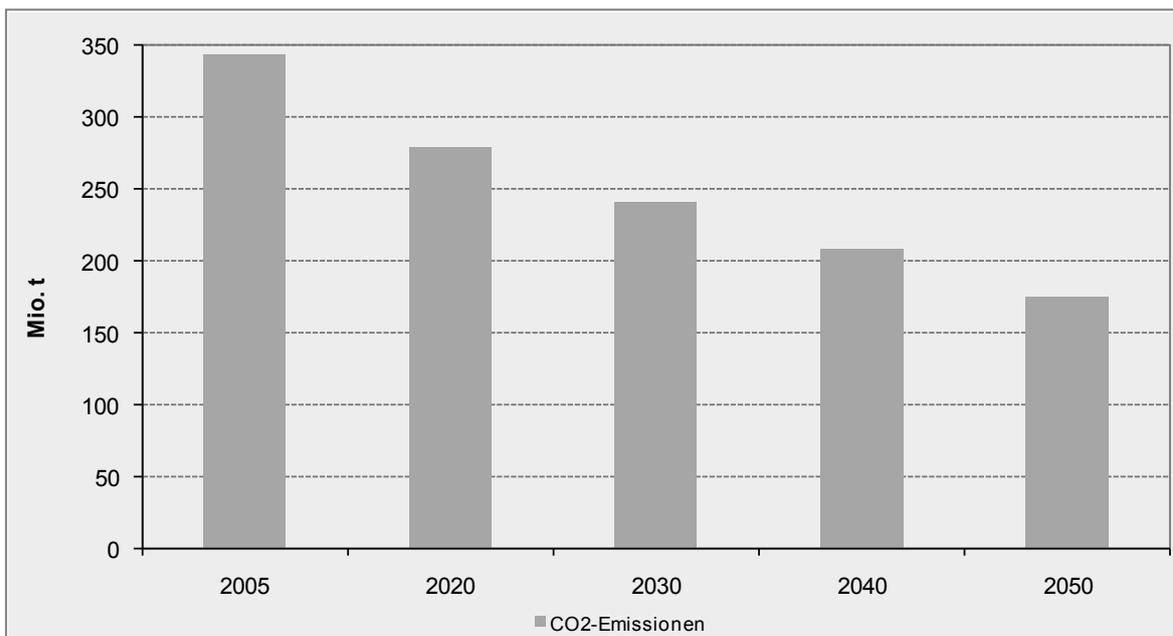
	Referenzszenario mit CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050
<b>Brennstoff- / Primärenergieeinsatz</b>					
Kernkraft	1.658	332	0	0	0
Steinkohle	1.182	1.461	909	738	537
Steinkohle mit CCS	0	0	0	121	220
Braunkohle	1.537	932	1.086	983	812
Braunkohle mit CCS	0	0	193	426	562
Erdgas	571	473	366	228	282
Öl und sonstige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

Quelle: Prognos 2009

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

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland verringern sich in dieser Variante zwischen 2005 und 2050 um fast die Hälfte.

Abbildung 4.3-41: Variante „Referenz mit CCS“: CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in Mio. t



\* Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung wird entsprechend der allgemeinen Definition als CO<sub>2</sub>-emissionsneutral bewertet. Zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung werden deshalb ausschließlich die fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdgas sowie Öl und sonstige Brennstoffe (Biomasse inkl. Abfall mit geringen Mengen nicht erneuerbarer Brennstoffe) herangezogen. Grundlage der Kalkulation sind der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern und die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren. Für die CCS-Technologie wurde von einer 90%igen Abscheiderate ausgegangen. Die spezifischen Emissionsfaktoren für den Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen wurden dementsprechend mit einem Zehntel ihres Werts für konventionelle Kraftwerke gleichen Brennstoffs angesetzt.

Tabelle 4.3-55: Variante „Referenz mit CCS“: Fossiler Brennstoffeinsatz, CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren und CO<sub>2</sub>-Emissionen 2005 – 2050

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

\* Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.6.3.4 Kosten

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

Die spezifischen Gestehungskosten verhalten sich ähnlich wie in der Referenz ohne CCS, sie steigen bis 2050 auf 9,1 €-ct/kWh an. Aufgrund der Kostendifferenz im Umgang mit CO<sub>2</sub> (CCS ist spezifisch günstiger als der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis, sonst würde es nicht zugebaut) fallen die Vollkosten in 2050 geringfügig (um knapp 3 %) niedriger aus als in der Variante ohne CCS.

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

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

Quelle: Prognos 2009

#### **4.3.7 Fernwärmeerzeugung**

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

#### **4.3.8 Übrige Umwandlung**

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

#### **4.3.9 Primärenergie**

##### **4.3.9.1 Variante „ohne CCS“**

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

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

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

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

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

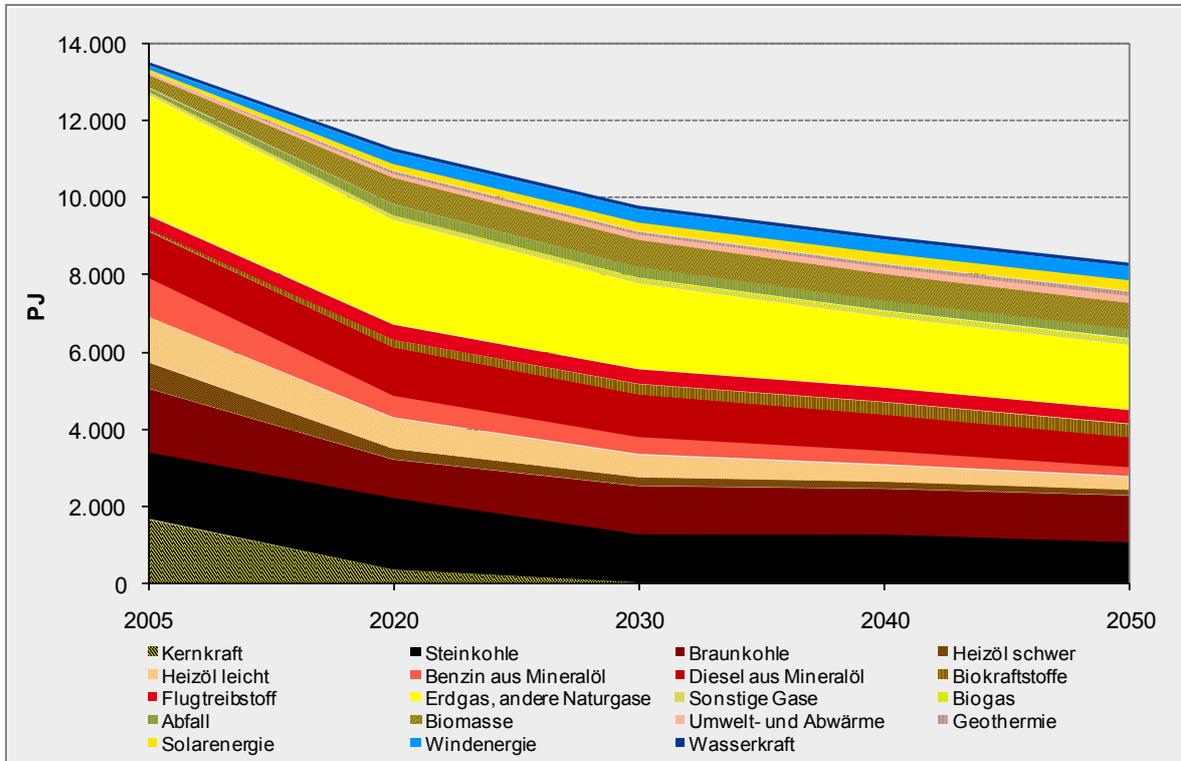
	Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050
<b>nach Energieträgern ohne CCS</b>					
<b>Kernkraft</b>	<b>1.658</b>	<b>332</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Kohle</b>	<b>3.412</b>	<b>2.888</b>	<b>2.529</b>	<b>2.458</b>	<b>2.284</b>
Steinkohle	1.749	1.888	1.274	1.268	1.066
Braunkohle	1.662	1.000	1.255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

Quelle: Prognos 2009

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

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

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



Quelle: Prognos 2009

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

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

#### 4.3.9.2 Variante „mit CCS“

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

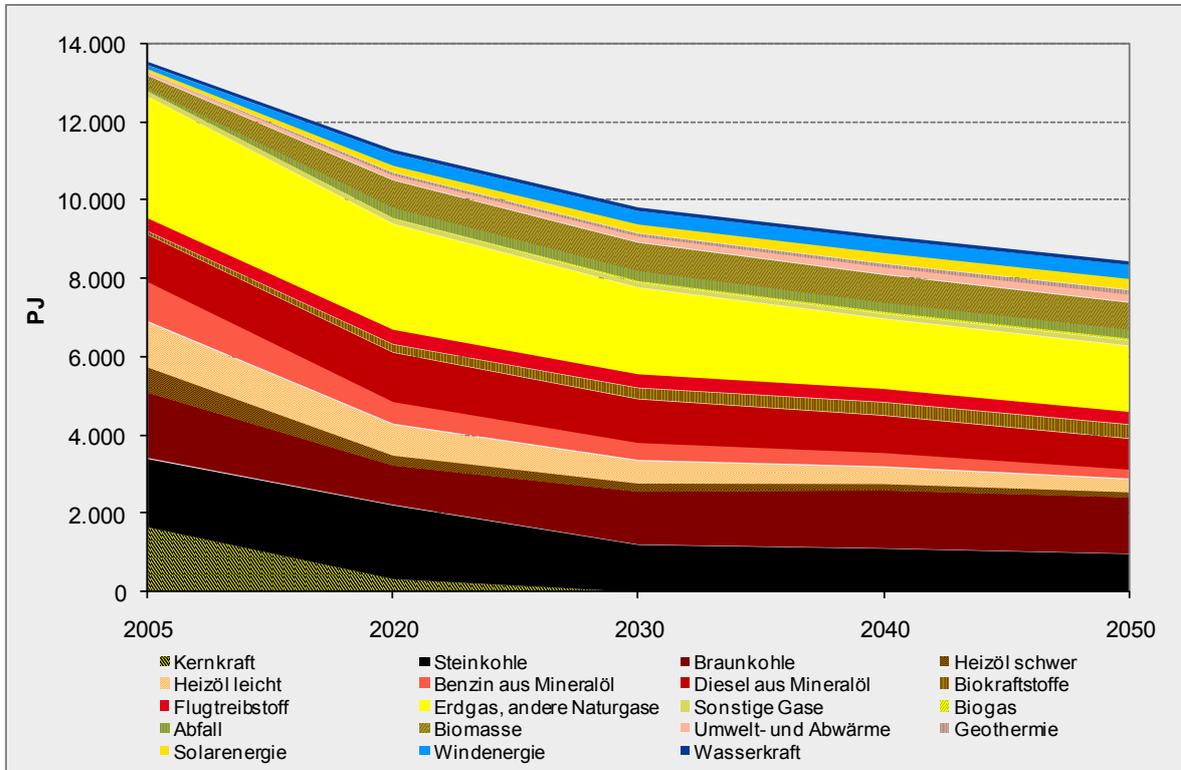
Der Grund hierfür liegt in dem erhöhten Einsatz von Kohle in der Stromerzeugung mit CCS-Technologie. Dieser zusätzliche Verbrauch beträgt 2050 ca. 6 % am gesamten Primärenergieverbrauch von Kohlen. Bezogen auf die Stromerzeugung beträgt der zusätzliche Verbrauch von Steinkohle 11 % und von Braunkohle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

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

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

Quelle: Prognos 2009

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



Quelle: Prognos 2009

#### 4.3.10 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Zu den energiebedingten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zählen die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Verbrennungsprozess sowie die bei der (unvollständigen) Verbrennung entstehenden treibhauswirksamen Gase Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O) (UBA 2009). Die z. B. über die Leckage-, Umwandlungs- und Transportverluste entstehenden Emissionen werden unter den flüchtigen Emissionen des Energiesektors (siehe Kapitel 4.3.11.1) ausgewiesen

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

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

Grunde gelegt werden. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors werden gemäß Emissionsinventar verwendet und sind um die Emissionen aus der Rauchgasreinigung ergänzt. Gleichwohl werden die Veränderungsrate für die gesamten energiebedingten Treibhausgasemissionen bezogen auf den angegebenen Ist-Emissionswert der deutschen Treibhausgasinventare ausgewiesen.

**Tabelle 4.3-59 Szenario „Referenz“, energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten**

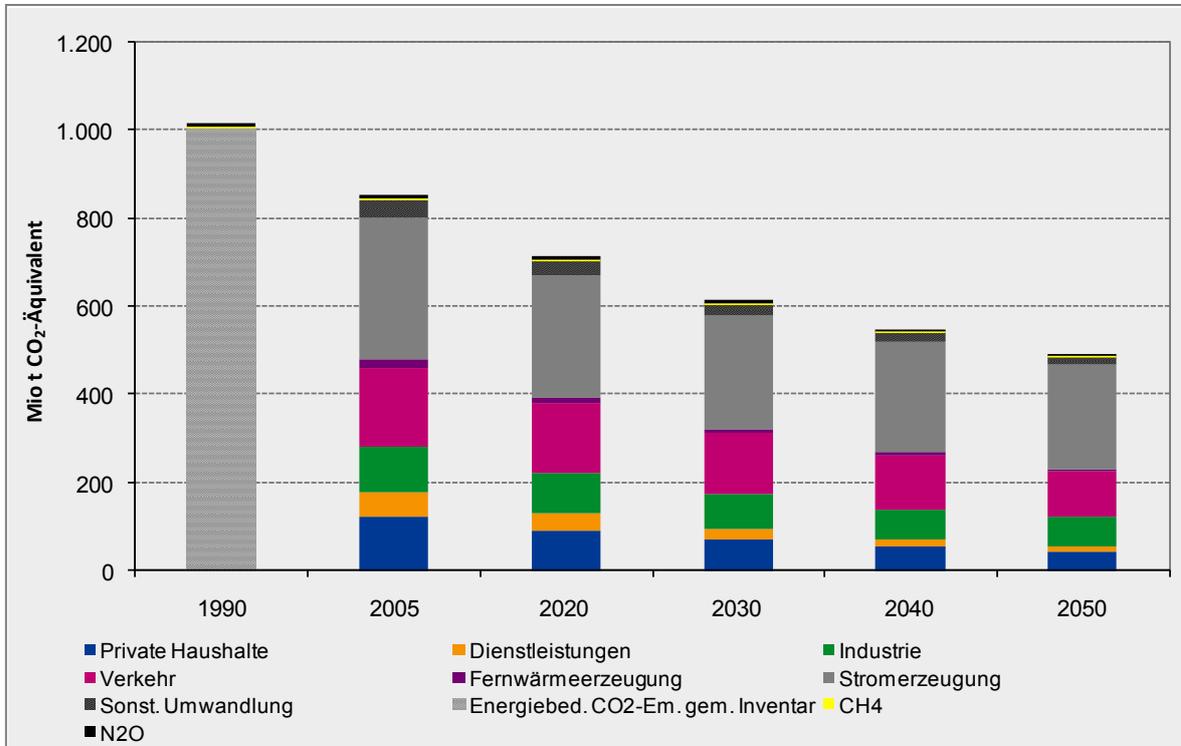
Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.	Referenzszenario					
	1990	2005	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte		121,1	89,6	69,9	54,4	42,5
GHD		58,0	40,3	25,6	16,3	13,4
Industrie		100,7	90,5	77,7	69,3	64,8
Verkehr		179,5	159,1	140,4	123,0	103,5
<b>Umwandlungssektor gesamt</b>						
Fernwärmerzeugung		22,3	12,0	9,6	8,5	7,3
Stromerzeugung ohne CCS		323,4	280,5	257,1	247,0	235,4
Stromerzeugung mit CCS		323,4	280,5	241,7	209,0	176,0
Sonst. Umwandlung ohne CCS		40,0	34,5	27,3	24,7	20,0
Sonst. Umwandlung mit CCS		40,0	34,5	27,3	24,7	20,0
Gesamt ohne CCS	1.005,4	845,0	706,5	607,7	543,2	486,9
Gesamt mit CCS	1.005,4	845,0	706,5	592,2	505,2	427,6
CH <sub>4</sub> ohne CCS	4,5	1,3	1,0	0,9	0,9	0,8
CH <sub>4</sub> mit CCS	4,5	1,3	1,0	0,9	0,9	0,8
N <sub>2</sub> O ohne CCS	7,7	7,9	7,3	6,1	5,6	5,0
N <sub>2</sub> O mit CCS	7,7	7,9	7,3	6,0	5,2	4,4
Insgesamt ohne CCS	1.017,6	854,2	714,8	614,7	549,7	492,7
Insgesamt mit CCS	1.017,6	854,2	714,8	599,1	511,3	432,8
Insgesamt ohne CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-16,1%	-29,8%	-39,6%	-46,0%	-51,6%
Veränderung ggü. 2005	20,7%	1,3%	-15,2%	-27,1%	-34,8%	-41,5%
Insgesamt mit CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-16,1%	-29,8%	-41,1%	-49,8%	-57,5%
Veränderung ggü. 2005	20,7%	1,3%	-15,2%	-28,9%	-39,3%	-48,7%

Anmerkung: Emissionsdaten für 2005 sind bereinigte Daten, die Veränderung ggü. 2005 ist bezogen auf das Emissionsniveau der deutschen Treibhausgasinventare (842,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.) angegeben; Emissionen der Stromerzeugung inklusive CO<sub>2</sub> aus Rauchgasreinigungsanlagen

Quelle: Prognos 2009

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

Abbildung 4.3-44: Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 - 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten

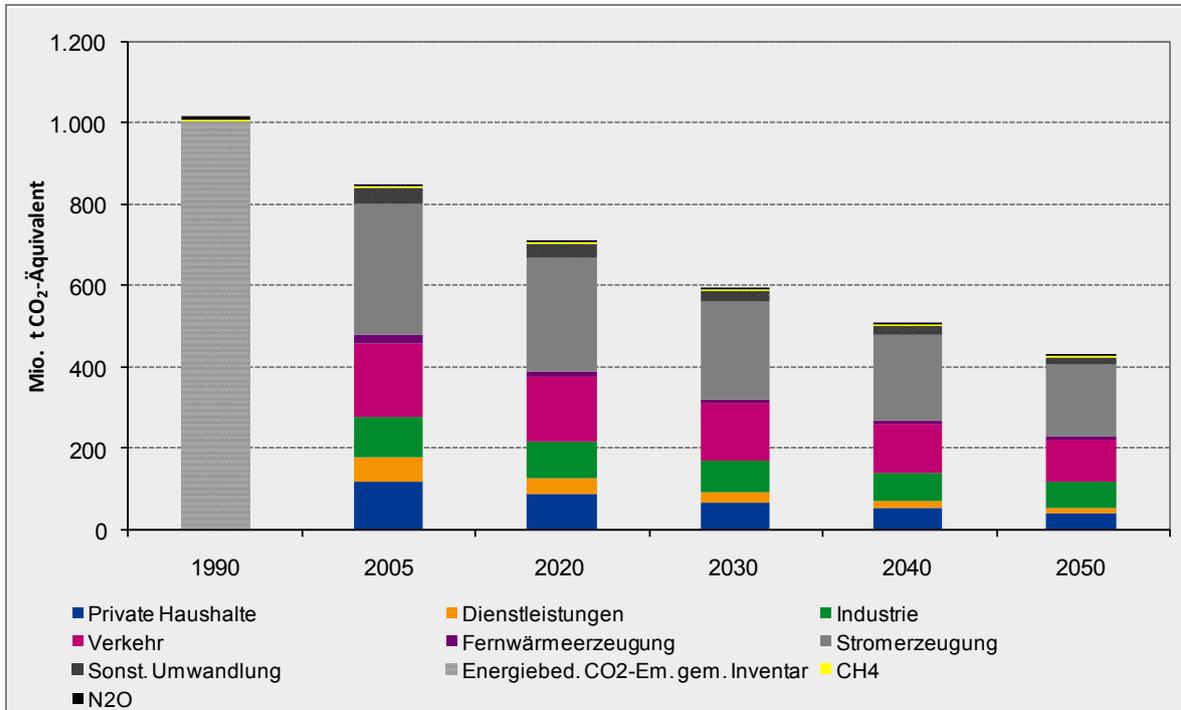


Quelle: Prognos 2009

Da die CO<sub>2</sub>-Emissionen den größten Anteil an den energiebedingten THG-Emissionen ausmachen, werden diese nach Sektoren aufgeschlüsselt. Hierbei werden in den Nachfragesektoren die Emissionen aus der Strom- und Fernwärmeerzeugung nicht berücksichtigt, diese werden in der Summe im Umwandlungssektor verbucht.

Bei den privaten Haushalten verringern sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2005 bis 2050 um 65 %, im Sektor Dienstleistungen um 77 %, im Industriesektor um 36 % und im Verkehrssektor um 42 %. Im Umwandlungsbereich beträgt die Reduktion 2050 gegenüber 2005 in der Variante „ohne CCS“ rund 32 % und in der Variante „mit CCS“ etwa 47 %. Eine differenzierte Betrachtung für den Umwandlungssektor ergibt eine Reduktion in der Fernwärmeerzeugung zwischen 2005 und 2050 von 67 %. In der Stromerzeugung ohne CCS beträgt sie 27 %, mit CCS 46 %, im sonstigen Umwandlungssektor 50%.

Abbildung 4.3-45: Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 - 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



Quelle: Prognos 2009

Die Methanemissionen wurden bereits zwischen 1990 und 2005 durch wesentliche Verbesserung der Verbrennungsprozesse erheblich abgesenkt. Die Einsparungen zwischen 1990 und 2050 betragen 82 %, bezogen auf den Zeitraum 2005 bis 2050 sind es 36 %. Die N<sub>2</sub>O-Emissionen unterscheiden sich in den Varianten ohne und mit CCS, da sie von der Kohleverbrennung abhängen und im CO<sub>2</sub>-Abscheidungsprozess je nach Technologie mit reduziert werden können. Hier betragen die Reduktionen zwischen 1990 und 2050 in der Variante „ohne CCS“ 35 % (2005 – 2050: 38 %) und in der Variante „mit CCS“ 42 % (44 %).

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

##### 4.3.11.1 Flüchtige Emissionen des Energiesektors

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

Die flüchtigen Emissionen aus dem Energiesektor – für Deutschland betrifft dies nur den Ausstoß von CH<sub>4</sub> – ergeben sich ganz überwiegend aus den Mengengerüsten für die energiewirtschaftlichen Aktivitäten in den verschiedenen Bereichen:

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

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

- Für den Emissionsbeitrag aus dem aktiven Steinkohlenbergbau ist die Entwicklung der Fördermenge entscheidend. Hier wurde (in beiden Szenarien) davon ausgegangen, dass die Steinkohlenförderung bis 2012 auf 12 Mio. Jahrestonnen zurückgeht und die Förderung in deutschen Bergwerken bis zum Jahr 2018 vollständig eingestellt wird.
- Die CH<sub>4</sub>-Emissionen aus den stillgelegten Steinkohlenbergwerken wurden auf dem aktuellen (niedrigen) Niveau fortgeschrieben.
- Für die Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland wurden die bei EWI/Prognos (2006) zu Grunde gelegten Mengengerüste verwendet und damit implizit unterstellt, dass Veränderungen in den Verbrauchsniveaus ausschließlich Veränderungen bei den Erdöl- und Erdgasimporten zur Folge haben.
- Darüber hinaus bilden vor allem die Mengengerüste für die Öl- und Gasnachfrage die zentralen Bestimmungsgrößen für die flüchtigen CH<sub>4</sub>-Sektoren des Energiesektors.

Tabelle 4.3-60: Szenario „Referenz“, Entwicklung der flüchtigen CH<sub>4</sub>-Emissionen des Energiesektors 2000-2050, in kt

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

Quelle: Öko-Institut 2009

Tabelle 4.3-60 zeigt die Entwicklung der flüchtigen CH<sub>4</sub>-Emissionen aus den Energiesektoren für das Referenzszenario. Der gesamte Emissionsrückgang von ca. 470 kt CH<sub>4</sub> im Zeitraum 2005 bis 2050 ist zu etwas mehr als der Hälfte geprägt von der Rückführung des deutschen Steinkohlenbergbaus, für den sich als Nettoeffekt (aus rückläufigen Emissionen im aktiven Bergbau und konstanten Emissionen aus den stillgelegten Bergwerken) eine Minderung von ca. 252 kt CH<sub>4</sub> ergibt. Eine weitere Absenkung resultiert aus der Minderung der CH<sub>4</sub>-Emissionen aus der Erdgasverteilung durch einem Rückgang des Erdgaseinsatzes in den privaten Haushalten sowie im GHD-Sektor.

Insgesamt gehen die flüchtigen CH<sub>4</sub>-Emissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2050 um ca. 78 % zurück.

#### 4.3.11.2 Prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen

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

Die größten Beiträge zu den prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen entstammen chemischen Produktionsprozessen (z.B. Ammoniak- oder Methanolproduktion), der Metallherstellung (z. B. Herstellung von Primäraluminium) sowie dem Bereich Steine und Erden (Zement- und Kalksteinherstellung) bzw. der Glas- und Keramikherstellung oder der Mineralölverarbeitung.

Als eine erste Besonderheit ist hier darauf hinzuweisen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Eisenerzreduktion in der hier vorliegenden Analyse nicht den prozessbedingten Emissionen

nen, sondern den energiebedingten Emissionen aus dem Kokeinsatz in der Stahlindustrie zugerechnet und hier nur nachrichtlich ausgewiesen werden. Für die Eisen- und Stahlindustrie verbleiben als Anteil des prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes damit nur die Emissionen aus dem Kalksteineinsatz. Eine zweite Besonderheit betrifft die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den Rauchgasreinigungsanlagen der Kraftwerke. Diese werden im Folgenden abgeleitet, aber in die Aufsummierung bei den energiebedingten Emissionen einbezogen und hier ebenfalls nur nachrichtlich ausgewiesen.

Für die Erstellung der Projektionen für die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde ein dreistufiger Ansatz verfolgt:

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

*Tabelle 4.3-61: Szenario „Referenz“, Entwicklung der prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen für ausgewählte Industrieprozesse 2005-2050, in kt*

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

Quelle: Öko-Institut 2009

Die Ermittlung der prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Zementherstellung erfolgte durch eine direkte Verknüpfung der Projektion für die Entwicklung der Produktion in diesem Sektor mit dem spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor auf Basis des Endprodukts Zement. Im Ergebnis verringern sich die zukünftigen Emissionen an prozessbedingtem CO<sub>2</sub> aus der Zementherstellung bis zum Jahr 2050 leicht, weil die Nachfrage nach Ze-

ment durch den rückläufigen Neubau sinkt. Im Ergebnis gehen die CO<sub>2</sub>-Emissionen nur geringfügig von rund 13 Mio. t in 2005 auf knapp 12 Mio. t im Jahr 2050 zurück.

Bei den prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Kalksteinproduktion muss unterschieden werden zwischen den Emissionen aus dem Brennen von Kalkstein einerseits und von Dolomit andererseits. Die spezifischen Emissionen liegen bei der Branntkalkherstellung um etwa 16 % über dem Wert für gebranntes Dolomit. Allerdings ist das Verhältnis von Branntkalk und gebranntem Dolomit im langfristigen Trend sehr stabil und wird durch den hohen Anteil von Branntkalk (über 90 %) dominiert, so dass für die Projektion eine Differenzierung nicht erforderlich ist. Auch hier ergibt sich aus der Verknüpfung der Projektion für die zukünftige Kalksteinproduktion mit dem geringfügigen Produktionsrückgang und einem spezifischen Emissionswert ein nur wenig verringertes Niveau der prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Zeitraum 2005 bis 2050 gehen sie nur um etwa 0,5 Mio. t zurück.

Etwas komplizierter ist die Situation bei den prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Glasherstellung, da diese in hohem Maße von den unterschiedlichen Glasprodukten und anderen Faktoren (z.B. dem Anteil von Recycling-Glas) abhängen. Gleichwohl zeigt sich im historischen Trend, und hier vor allem in den letzten Jahren ein relativ stabiles Verhältnis von Emissionen und aggregierter Produktion. Vor diesem Hintergrund wird auch für die zukünftigen prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Glasherstellung ein fester Faktor für die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je Tonne Glasproduktion in Ansatz gebracht. Im Ergebnis entsteht für die Periode 2005 bis 2050 ein Emissionsniveau in der Größenordnung von 0,8 Mio. t CO<sub>2</sub>.

Die Produktion von Stahl bildet die größte Einzelposition der prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dabei sind folgende Quellgruppen zu unterscheiden:

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

Die größte Quellgruppe bildet dabei die Herstellung von Roheisen bzw. Oxygenstahl und hierbei die Reduktion des Eisenerzes. Die hierzu benötigten Kohlenstoffmengen und die daraus entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen folgen relativ starr den Produktionsmengen. Im hier vorliegenden Projekt werden diese Emissionen als Konvention jedoch den energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zugerechnet. Für die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz im Hüttenwerk kann in guter Näherung ebenfalls eine feste Kopplung an die Stahlproduktion angenommen werden. Gleiches gilt für die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den Elektro Stahlwerken.

Es wird zukünftig von einer sinkenden Oxygenstahl- und einer steigenden Elektro Stahlproduktion ausgegangen. Elektro Stahl wird aus Schrotten hergestellt. Stahl kann sehr lange im Kreislauf geführt werden, wenn die Produkte am Ende ihrer Lebensdauer recycelt werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Recyclingvolumen für Stahl weiter ansteigen. Annahmegemäß verringert sich bei einer sinkenden Stahlnachfrage in erster Linie die Produktion von Oxygenstahl. Dementsprechend sinken die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Oxygenstahlproduktion (einschließlich Kalksteineinsatz) von

2005 bis 2050 auf rund von 17 Mio. t. Für die Elektrostahlproduktion ergeben sich dagegen schwach steigende CO<sub>2</sub>-Emissionsniveaus, die mit ca. 0,08 Mio. t in 2050 jedoch in einer ganz anderen Größenordnung liegen.

Die übrigen prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Herstellung von Primäraluminium, Karbid, Ferrolegierungen, Keramik-, Ruß-, Ammoniak und Methanolherstellung werden im Referenzszenario konstant gehalten. Insgesamt bleibt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in diesen Quellbereichen auf einem Niveau von 10 Mio. t CO<sub>2</sub>.

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

Die – hier nur nachrichtlich ermittelten – CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den Rauchgasreinigungsanlagen ergeben sich ganz überwiegend aus dem Schwefeleintrag über den Kohleneinsatz in den Kraftwerken. In grober Näherung wird für die Projektion davon ausgegangen, dass sich die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen proportional zum Einsatz von Kraftwerkskohlen (differenziert nach Braun- und Steinkohlen sowie gewichtet mit den mittleren Schwefelgehalten) verändern. Über diesen methodischen Ansatz ergibt sich die in Tabelle 4.3-61 gezeigte Entwicklung. Die Emissionen liegen im Referenzszenario in 2050 in einer Größenordnung von 1 Mio. t CO<sub>2</sub> und damit rund 27 % unter dem Niveau des Jahres 2005.

#### 4.3.11.3 Prozessbedingte CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen

Die prozessbedingten Emissionen von CH<sub>4</sub> machen in der Gesamtschau aller Treibhausgase einen Anteil von weniger als 0,1 % aus. Die prozessbedingten N<sub>2</sub>O-Emissionen repräsentierten 2005 einen Anteil von etwa 1,4 %.

Da der Beitrag von CH<sub>4</sub> zu den gesamten prozessbedingten Emissionen sehr gering ist, wurden im Referenzszenario die Emissionsniveaus für den Projektionszeitraum bis 2050 konstant gehalten.

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

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

Da das Gesamtniveau der prozessbedingten CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus Industrieprozessen vor allem durch den N<sub>2</sub>O-Ausstoß bei der Adipin- und Salpetersäureproduktion bestimmt wird, zeigen die in diesem Bereichen ergriffenen Maßnahmen eine erhebliche Wirkung (Tabelle 4.3-62).

Tabelle 4.3-62: Szenario „Referenz“, Entwicklung der CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung 2005-2050, in kt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten

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

Quelle: Öko-Institut 2009

#### 4.3.11.4 Emissionen von FKW, HFKW und SF<sub>6</sub>

Die Emissionen von FKW, HFKW und SF<sub>6</sub> repräsentierten im Jahr 2005 zwar nur einen Anteil von 1,5 % der gesamten Treibhausgasemissionen, doch ist dieser Emissionsbereich durch massive Steigerungsraten gekennzeichnet. Von 1990 bis 2005 nahmen die Emissionen hier um über 30 % zu.

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

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

Für HFKW wurden die folgenden Maßnahmen berücksichtigt:

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

Für SF<sub>6</sub> wurden die folgenden Maßnahmen berücksichtigt:

- Substitution von SF<sub>6</sub> als Schutzgas in großen Produktionsstätten der Magnesium-Produktion.
- Ersatz der SF<sub>6</sub>-Technologie durch veränderte Glasaufbauten bei Schallschutzscheiben für Wohnhäuser.
- Selbstverpflichtung deutscher Schaltanlagenhersteller, -nutzer und SF<sub>6</sub>-Produzenten zu SF<sub>6</sub>-Emissionsbegrenzungsmaßnahmen bei elektrischen Betriebsmitteln.

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

Tabelle 4.3-63: Szenario „Referenz“, Entwicklung der Emissionen von fluorierten Treibhausgasen 2005-2050, in kt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten

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

Quelle: Öko-Institut 2009

#### 4.3.11.5 Zusammenfassung

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

*Tabelle 4.3-64: Szenario „Referenz“, Entwicklung der Emissionen aus Industrieprozessen, von fluorierten Treibhausgasen und der flüchtigen Emissionen des Energiesektors 2005-2050, in kt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten*

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

Quelle: Öko-Institut 2009

#### 4.3.12 Emissionen aus der Abfallwirtschaft

Die Abfallwirtschaft emittiert in Deutschland einen vergleichsweise kleinen, gleichwohl aber nicht zu vernachlässigenden Anteil der Treibhausgase. So repräsentierte der Ausstoß von CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O im Jahr 2005 einen Anteil von 1,3 % der gesamten Treibhausgasemissionen. Im Jahr 1990 hatte dieser Anteil noch bei 3,4 % gelegen. Bei einem höheren Gesamtniveau der Emissionen in 1990 entspricht dies für den Zeitraum 1990 bis 2005 einer Minderung von rund 68 %. Die Abfallwirtschaft hat damit einen überproportionalen Beitrag zum bisher erreichten Stand der Treibhausgasminderungen erbracht.

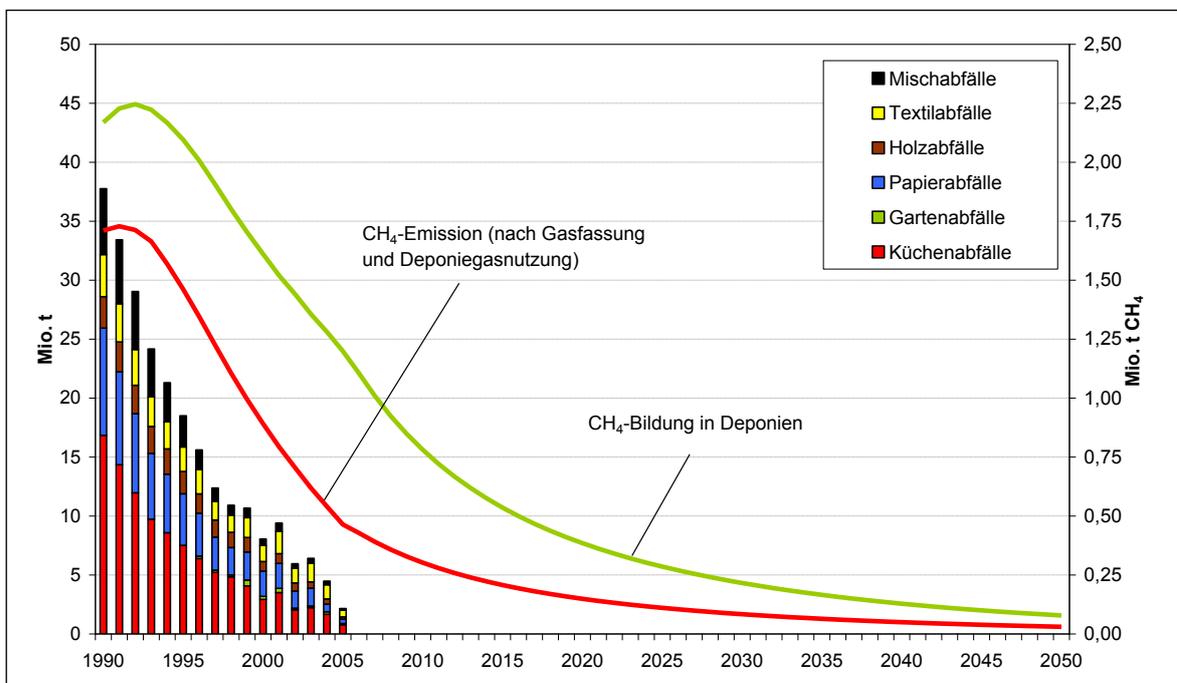
Der größte Anteil der CH<sub>4</sub>-Emissionen entsteht über die Ausgasung von Abfalldeponien (bedingt durch den dorthin verbrachten organischen Abfall). Die N<sub>2</sub>O-Emissionen der Abfallwirtschaft entstehen vor allem in der kommunalen Abwasserbehandlung.

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

Als Folge dieser Vorschriften ist die Verbringung von CH<sub>4</sub>-bildenden Abfällen auf die Deponien für den Zeitraum nach 2005 ausgeschlossen, die verbleibenden CH<sub>4</sub>-Emissionen entstehen aus dem in der Vergangenheit verbrachten organischen Abfall. Im Verlauf der nächsten zwei Dekaden werden die Methan-Emissionen der Deponien im Vergleich zu 2005 um rund drei Viertel und bis zum Ende des Szenarienzeitraums auf nahezu Null sinken (Abbildung 4.3-46). Das bedeutet, dass damit die für eine energetische Nutzung verfügbaren Deponiegasmengen ebenfalls sehr stark zurückgehen und zukünftig als Energiequelle ausfallen.

Im Zeitraum 2005 bis 2050 verringern sich die CH<sub>4</sub>-Emissionen von 464 kt CH<sub>4</sub> (knapp 10 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.) auf etwa 30 kt CH<sub>4</sub> (0,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.). Dies entspricht einer Minderung von über 90 %. Der größte Teil des Emissionsrückgangs entfällt auf den Zeitraum bis 2030.

Abbildung 4.3-46: Entwicklung der Verbringung organischen Abfalls, der Methan-Bildung in Deponien und der Methan-Emission aus Deponien, 1990 – 2050, in Mio. t CH<sub>4</sub>



Quelle: Öko-Institut 2009

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

Die CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen von Kompostierungs-, Vergärungs- und Mechanisch-Biologischen Abfallbehandlungsanlagen (MBA) folgen den entsprechenden Einsatzmengen, die ebenfalls etwa der Bevölkerungsentwicklung folgen. Darüber hinaus ist für die CH<sub>4</sub>-Entwicklungen relevant, welcher Anteil der Abfallmengen in Vergärungsanlagen eingebracht wird. Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass das Verhältnis des in Vergärungs- bzw. Kompostierungsanlagen eingesetzten organischen Abfalls bis zum Jahr

2050 dem des Jahres 2005 entspricht. Insgesamt ergibt sich für diese Anlagen ein über den Szenarienzeitraum 2005 bis 2050 nur geringfügig sinkender Emissionsbeitrag von knapp 1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.

*Tabelle 4.3-65: Szenario „Referenz“, CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft 2005 bis 2050, in kt*

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

Quelle: Öko-Institut 2009

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

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

Während im Jahr 2005 nahezu drei Viertel der Emissionen aus Abfalldeponien stammten, geht dieser Anteil bis 2050 auf rund 18 % zurück. Zur bedeutsamsten Emissionsquelle im Bereich der Abfallwirtschaft entwickelt sich bis 2050 die kommunale Abwasserbehandlung, sie repräsentiert dann etwa 59 % der gesamten Emissionen. Der entsprechende Wert für 2005 betrug rund 18 %. Eine erhebliche Dynamik und auch relevante absolute Emissionsniveaus ergeben sich schließlich für den CH<sub>4</sub>-Ausstoß der Kompostierungs- und Vergärungsanlagen, der im Jahr 2050 bei etwa 0,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. bzw. einem Anteil von 13 % an den gesamten Treibhausgasemissionen der Abfallwirtschaft liegt.

Die CH<sub>4</sub>-Emissionen repräsentierten 2005 etwa vier Fünftel der gesamten Emissionen der Abfallwirtschaft. Bis 2050 geht dieser Beitrag auf etwa ein Drittel zurück. Entsprechend steigt der Beitrag der N<sub>2</sub>O-Emissionen von 20 % auf etwa zwei Drittel.

#### 4.3.13 Emissionen aus der Landwirtschaft

Die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft setzen sich zusammen aus CH<sub>4</sub>-Emissionen aus den Verdauungsprozessen (enterische Fermentation) der Tiere (32,5 % der gesamten THG-Emissionen der Landwirtschaft im Jahr 2005), CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement (15 %) sowie der Freisetzung von N<sub>2</sub>O aus landwirtschaftlich genutzten Böden (52,5 %). Die energiebedingten THG-Emissionen werden nach den Richtlinien des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zugeordnet.

Die CH<sub>4</sub>-Emissionen der Landwirtschaft stammen aus der Tierhaltung und werden überwiegend durch die enterische Fermentation von Wiederkäuern, insbesondere von Rindern zur Milch- und Rindfleischproduktion, verursacht. Die zweite CH<sub>4</sub>-Quelle ist das Wirtschaftsdüngermanagement, wobei wiederum Rinder die bedeutendste Emittentengruppe sind. N<sub>2</sub>O-Emissionen aus der Tierhaltung entstehen ebenfalls im Wirtschaftsdüngermanagement und gehen vor allem auf die Rinder-, Geflügel- und Schweinehaltung zurück. Bedingt durch die deutlich verkleinerten Rinderbestände, insbesondere infolge des Transformationsprozesses in den ostdeutschen Bundesländern sanken der Methan-Ausstoß der Landwirtschaft von 1990 bis 2005 um 19 % und die Lachgas-Emissionen der Tierhaltung um 16 %.

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

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

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

Quelle: Öko-Institut 2009

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

Tabelle 4.3-67: Anteile an CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O aus der Tierhaltung

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

Quelle: Öko-Institut 2009

Die CH<sub>4</sub>-Emissionen aus der Fermentation werden überwiegend von Rindern verursacht. Während der Fermentationsvorgänge in den Mägen von Wiederkäuern wird Methan bei der Umwandlung von Nährstoffen unter den dort herrschenden anaeroben Konditionen als Stoffwechselprodukt erzeugt und von den Tieren an die Umgebung abgegeben. Der Einfluss auf diese Methan-Emissionen ist sehr begrenzt.

Die CH<sub>4</sub>-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement stammen vor allem von der Rinder- und Schweinehaltung. Für die N<sub>2</sub>O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement sind insbesondere die Rinder-, Geflügel- und Schweinehaltung verantwortlich. Schafe und sonstige Tiere (Ziegen, Pferde, Büffel) spielen bei beiden Gasen und Quellbereichen eine untergeordnete Rolle. Die CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen werden aus den Ausscheidungen der Tiere (Gülle, Jauche, Festmist) im Stall oder in Lagerbehältern während der Lagerung freigesetzt. Die THG-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement kann bei allen Tierarten grundsätzlich durch veränderte Tierhaltungs- und Wirtschaftsdüngerlagerungsverfahren beeinflusst werden.

N<sub>2</sub>O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden entsprachen im Jahr 2005 rund 53 % der Gesamtemissionen aus der Landwirtschaft und stammten zu 31 % aus der Anwendung synthetischer Düngemittel und zu 15 % aus dem Einsatz von Mineraldüngern. Die Bewirtschaftung von Mooren trug mit 18 % zu den N<sub>2</sub>O-Emissionen bei und die Einarbeitung von Pflanzenrückständen mit 10 %. Die indirekten Einträge von Stickstoffspezies, die an die Einsatzmenge von Stickstoff in Düngern gekoppelt sind, hatten einen Anteil von 21 %, während Tierexkremate bei der Weidehaltung mit 5 % zu den N<sub>2</sub>O-Emissionen beitragen.

Durch eine Reduzierung des Stickstoffeintrages in den 1990er Jahren wurden die N<sub>2</sub>O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden zwischen 1990 und 2005 um fast 10 % verringert (Düngereinsatz nach der Wiedervereinigung).

Aufgrund des oben dargestellten Emissionsprofils ist die Einsatzrate von Stickstoff die Stellgröße für eine Reduzierung der N<sub>2</sub>O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden. Da in der Landwirtschaft politische Regelungen zumeist auf EU-Ebene im Rahmen der gemeinsamen Agrarpolitik beschlossen werden, geht das Referenzszenario nicht von spezifischen Maßnahmen und Instrumenten zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen im Landwirtschaftssektor aus. Eine Reduktion des Stickstoffdüngereinsatzes wird allerdings durch die Reform der gemeinsamen Agrarpolitik und die Förderung des ökologischen Landbaus unterstützt. In Abhängigkeit von der Preisentwicklung von Mineraldüngern, der Abnahme an Wirtschaftsdüngern (Rückgang des Rinderbestands) sowie verbessertem Düngungsmanagement beinhaltet das Referenzszenario Projektionen für 2010, 2015 und 2020. Aufgrund fehlender Projektionsmöglichkeit mit ausreichender Qualität wird im Szenario der Wert von 2020 für die gesamte Zeitreihe bis 2050 fortgeschrieben.

Demnach werden die N<sub>2</sub>O-Emissionen aus den landwirtschaftlichen Böden zwischen 2005 und 2050 um 7 % gesenkt. Im Vergleich zu dem Emissionsniveau von 1990 entspricht dies bis 2050 einer Reduktion um 16 %.

Unter den Treibhausgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden wird zudem die Methan-Konsumption aufgeführt. Hierbei handelt es sich um die Einbindung von Methan in gut durchlüfteten Böden durch methanotrophe Bakterien, 2005 in Höhe von 0,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Da dieser Prozess von vielen Einflussfaktoren abhängt (Sauerstoffgehalt nach Starkregenereignissen, Feuchtigkeitsbedingungen im Boden) und

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

Im Referenzszenario sinken im Zeitraum 2005 bis 2050 der gesamte Ausstoß von CH<sub>4</sub> um 13 % und die N<sub>2</sub>O-Emissionen um insgesamt 6 % (Tierhaltung und landwirtschaftliche Böden). Diese Entwicklung basiert u. a. auf folgenden Annahmen [Dämmgen/Osterburg, 2008]:

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

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

*Tabelle 4.3-68: Szenario „Referenz“, CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus der Landwirtschaft 2005 bis 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten*

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

Quelle: Öko-Institut 2009

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

#### 4.3.14 Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

Die Treibhausgasbindungen und -emissionen aus Landnutzung und Forstwirtschaft (LULUCF – land use, land use change and forestry) setzen sich zum einen aus CO<sub>2</sub>-Bindungen in die Waldbiomasse und zum anderen aus CO<sub>2</sub>-Emissionen aus verschiedenen Quellen (Verbrennung/Zersetzung/Ernte von Waldbiomasse, ackerbauliche Nutzung von Mooren, Entwässerung von Grünlandböden, Entwaldung zu Siedlungsgewinnung etc. ) zusammen.

Während des Wachstums von Pflanzen – v.a. von Waldbäumen – nehmen diese über die Photosynthese Kohlendioxid aus der Atmosphäre auf, speichern den Kohlenstoff in der Biomasse und geben den Sauerstoff wieder an die Atmosphäre ab. Wälder fungieren daher solange als CO<sub>2</sub>-Senke, bis die Bäume absterben, eingeschlagen und genutzt werden oder durch Brände der in ihnen gebundene Kohlenstoff als CO<sub>2</sub> wieder freigesetzt wird. Größe und Entwicklung der Senke sind von mehreren Faktoren abhängig: klimatischen Bedingungen, Extremwetterereignissen, Baumartenzusammensetzung und Altersklassenstruktur des Waldes, natürlichen Störungen (Brände, Insektenbefall), Waldbaumethoden sowie Ernteverhalten.

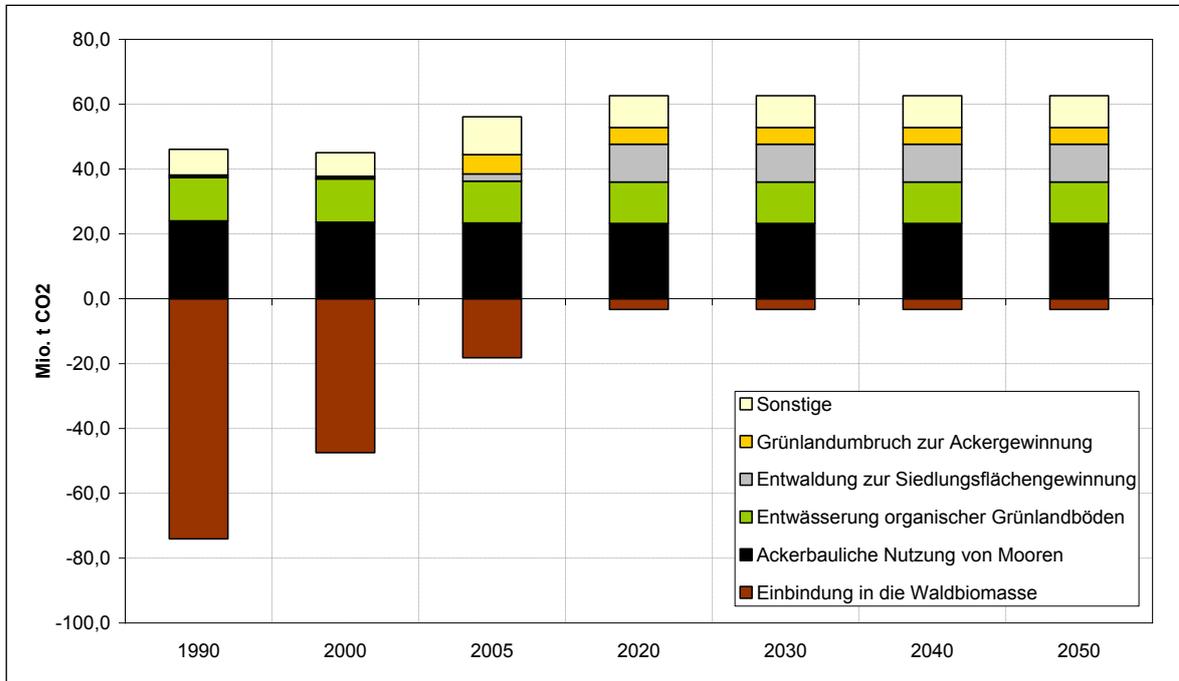
Deutschland ist zu ca. einem Drittel mit Wald bedeckt; die Ergebnisse der in Deutschland bislang durchgeführten beiden Bundeswaldinventuren zeigen, dass der bestehende Wald in der Vergangenheit über die **CO<sub>2</sub>-Einbindung** eine Netto-Senke darstellte. Diese wurde allerdings bereits kleiner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

**CO<sub>2</sub>-Emissionen** aus dem Landnutzungssektor resultieren aus der Änderung des Kohlenstoffvorrats bei der Nutzung von Flächen (z.B. Kalkung von Waldböden) und deren Änderungen. Verschiedene Quellen verursachten so CO<sub>2</sub>-Emissionen, die aber in der Vergangenheit durch die Senkenleistung des bestehenden Waldes kompensiert wurden.

Die größten Quellen des Landnutzungssektors in 2005 waren die ackerbauliche Nutzung von Mooren (42 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Landnutzungssektors ohne Senken in 2005), die Entwässerung von organischen Grünlandböden (23 %), die Entwaldung zur Siedlungsflächengewinnung (20 %), der Grünlandumbruch zur Ackerlandgewinnung (11 %) und andere Landnutzungsänderungen. Letztgenannte setzen sich aus 31 Unterkategorien zusammen (von der Umwandlung von Wald in Ackerland bis zur Kalkung von Wäldern). Im Rahmen dieser Studie können keine Maßnahmen für die einzelnen Unterkategorien abgeleitet werden. Ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen werden für die Szenarien in der Gruppe „Sonstige“ zusammengefasst.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Landnutzung repräsentierten im Jahr 2005 einen Anteil von 5,8 % der gesamten Treibhausgasemissionen, unter Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-Einbindung in der Waldbiomasse reduzierte sich dieser Anteil auf 4 %. Im Jahr 1990 hatte der Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen noch bei 3,8 % der gesamten Treibhausgase gelegen.

Abbildung 4.3-47: Szenario „Referenz“, Kohlendioxid-Emissionen und –Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft, 1990 – 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>



Quelle: Öko-Institut 2009

Der Emissionsverlauf 1990 bis 2005 wird vor allem durch den Rückgang der CO<sub>2</sub>-Einbindung in die Waldbiomasse aufgrund erhöhter Biomasseverluste durch Stürme und verstärkter Holzentnahme dominiert. Eine Kompensation der Emissionen aus den übrigen Landnutzungskategorien war ab 2003 nicht mehr möglich (Abbildung 4.3-47). Gleichzeitig stiegen zwischen 1990 und 2005 die Emissionen aus den vier Hauptquellen in der Landnutzung v.a. durch vermehrten Grünlandumbruch um 21 % an.

Stellgrößen für die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Landnutzungssektor sind eine Änderung der emissionsverursachenden Flächennutzung sowie der Erhalt bzw. Wiederaufbau der Senke. Im Referenzszenario wird von einer gleichbleibenden Flächennutzung, bzw. -veränderung ab 2007 ausgegangen. Wegen fehlender quantitativer Abschätzungen der Emissionsentwicklung ohne spezifische Maßnahmen werden die Werte für CO<sub>2</sub>-Emissionen und -Einbindung der aktuell verfügbaren Treibhausgasinventare ab 2007 fortgeschrieben (Tabelle 4.3-69).

Tabelle 4.3-69: Szenario „Referenz“, CO<sub>2</sub>-Emissionen und –Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1990 – 2050

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

Quelle: Öko-Institut 2009

Hieraus ergibt sich eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den oben genannten vier Hauptquellen um 12 % zwischen 2005 und 2050. Da die CO<sub>2</sub>-Einbindungsrate in die Waldbiomasse v.a. zwischen 2002 und 2007 aufgrund eines Anstieges der Nachfrage nach Holz und der Altersklassenstruktur stark abnahm, steigen bei Berücksichtigung der Forstwirtschaft in derselben Zeit die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 56 % an.

### 4.3.15 Gesamte Treibhausgasemissionen

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

Tabelle 4.3-70: Szenario „Referenz“, Gesamte Treibhausgasemissionen 1990 bis 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten

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

Anmerkung: Emissionsdaten für 2005 sind Inventardaten; energiebedingte Emissionen inklusive CO<sub>2</sub> aus Rauchgasreinigungsanlagen

Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Die in den vorstehenden Kapiteln beschriebenen und teilweise sehr unterschiedlichen Emissionsentwicklungen führen zu einer gravierenden Veränderung in der Struktur des gesamten Ausstoßes von Treibhausgasen. Während im Jahr 1990 etwa 84 % und im Jahr 2005 noch etwa 82 % der gesamten Emissionen auf die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen entfielen, sinkt dieser Anteil in der Variante „ohne CCS“ bis 2030 auf 78 % und bis 2050 auf nur noch 75 %. In der Szenarienvariante „mit CCS“ liegt der Anteil der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2050 mit 72 % noch etwas niedriger.

Der Anteil der prozessbedingten Treibhausgasemissionen bleibt insgesamt etwa stabil bei 8 %, wobei der (relative) Beitrag der prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich zunimmt und die prozessbedingten N<sub>2</sub>O- und CH<sub>4</sub>-Emission auf Anteile von deutlich unter 1 % zurückgehen.

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

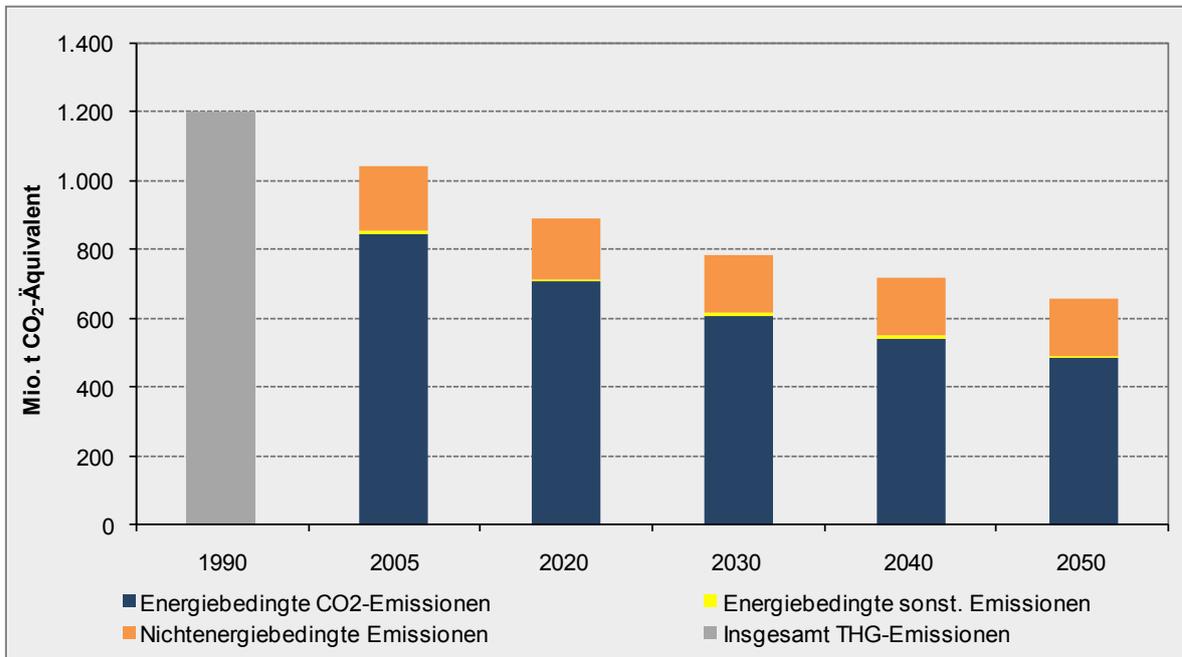
Obwohl im Referenzszenario der generelle Emissionsminderungstrend der Jahre 1990 bis 2005 – wenn auch mit einer insgesamt etwas geringeren Dynamik – fortgesetzt wird, wird das Ziel einer Emissionsminderung von 95 % gegenüber 1990 weit verfehlt.

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

Die Pro-Kopf-Emissionen im Referenzszenario (in der Variante „ohne CCS“ – die Werte in der Variante „mit CCS“ unterscheiden sich nur marginal) sinken von 12,5 t CO<sub>2</sub>-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. 11,1 t CO<sub>2</sub> im Jahr 2005 bis 2030 auf Werte von 10,0 t CO<sub>2</sub>-Äqu. bzw. 9,0 t CO<sub>2</sub> und erreichen im Jahr 2050 Werte von 9,1 t CO<sub>2</sub>-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. 8,0 t CO<sub>2</sub>. Unter Berücksichtigung der Entwicklung von 1990 bis 2005 wird damit für die Pro-Kopf-Emissionen eine Reduktion von 41 % erreicht.

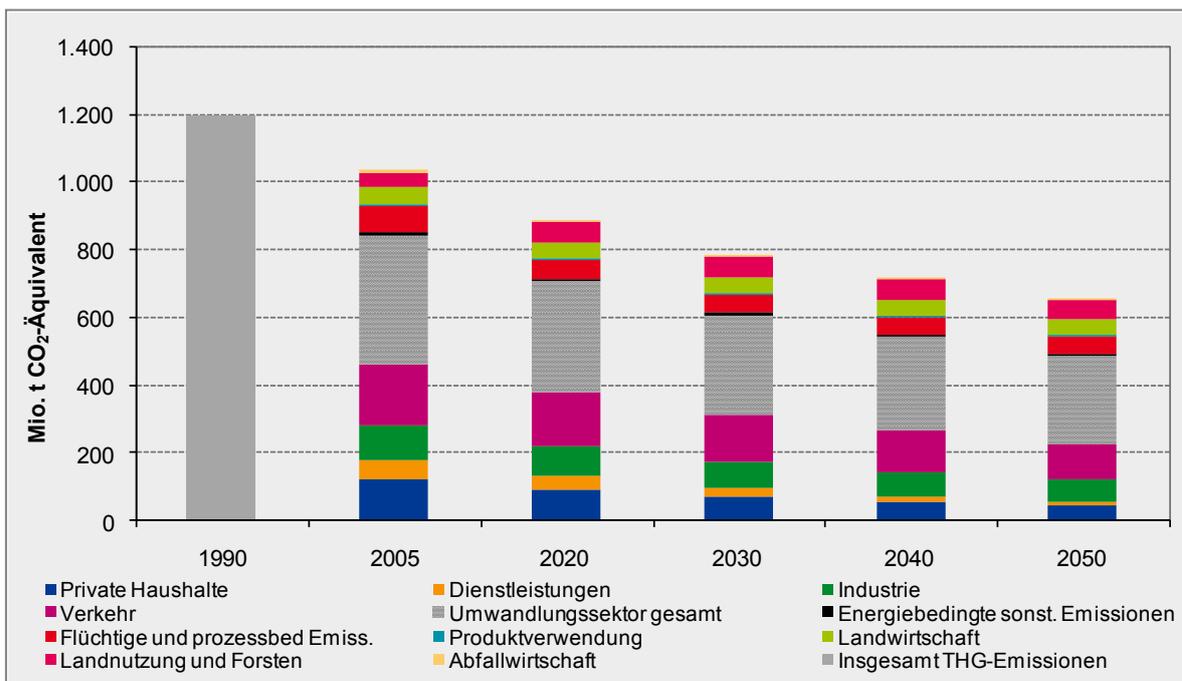
Die Berechnung der kumulierten Emissionen (ab 2005) führt für das Jahr 2030 zu einem Wert von 24 Mrd. t CO<sub>2</sub>-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. 21,5 Mrd. t CO<sub>2</sub>. Durch den im Referenzszenario nur leichten Emissionsrückgang in den Folgejahren ergibt sich bis zum Jahr 2050 noch ein Zuwachs von rund 14 Mrd. t CO<sub>2</sub>-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. knapp 13 Mrd. t CO<sub>2</sub>, so dass die kumulierten Emissionen für den Gesamtzeitraum 2005 bis 2050 etwa 34 Mrd. t CO<sub>2</sub> bzw. 38 Mrd. t CO<sub>2</sub>-Äqu. (alle Treibhausgase) betragen. Damit ergibt sich für die bis 2030 emittierten Treibhausgasmengen ein Anteil von etwa 63 % der kumulierten Gesamtemissionen im Zeitraum 2005 bis 2050. Für den Szenarienstützpunkt 2020 liegt der entsprechende Anteil bei 40 %.

Abbildung 4.3-48: Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Gasen, 1990 – 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



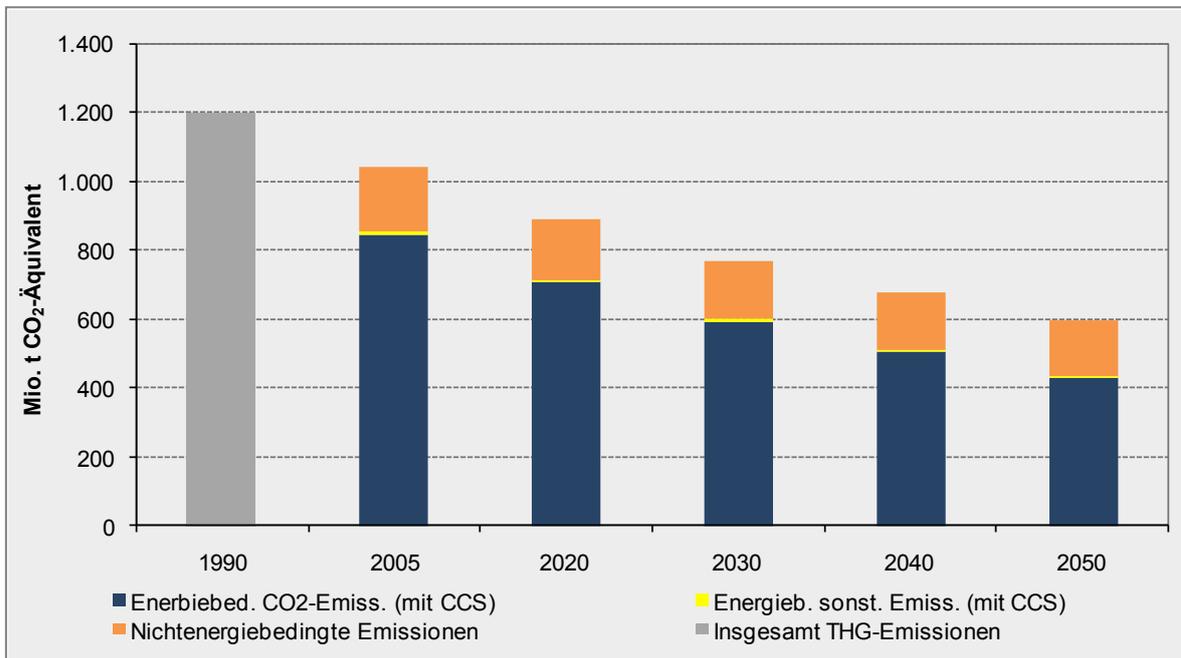
Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 4.3-49: Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



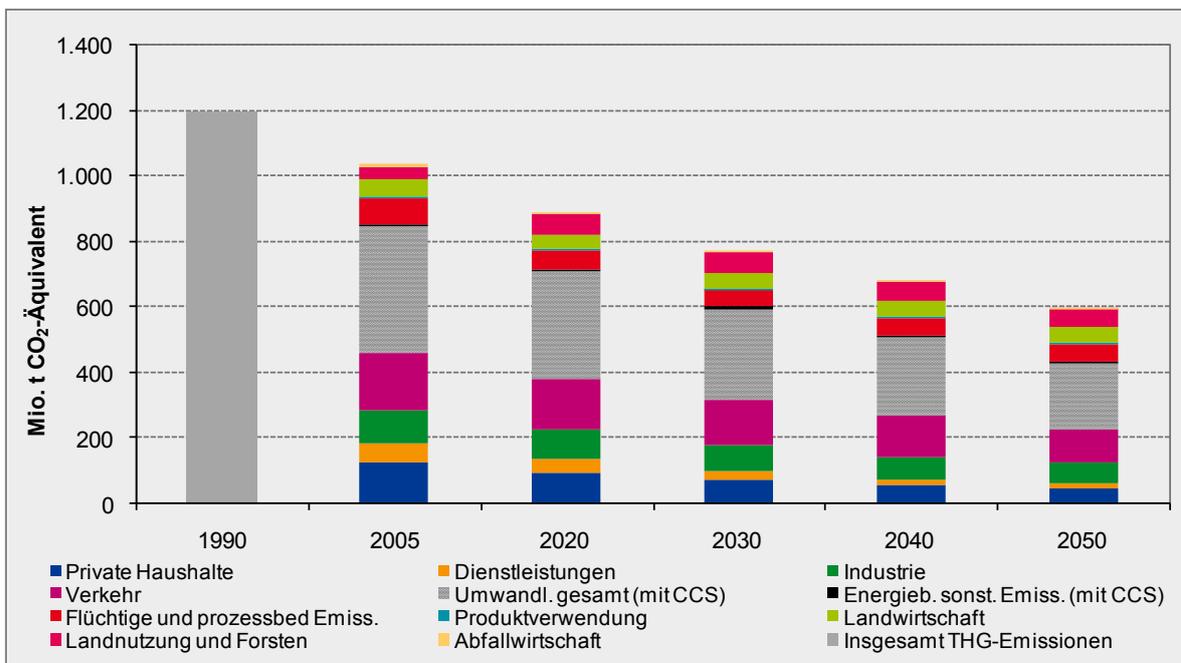
Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 4.3-50: Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Gasen, 1990 – 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 4.3-51: Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009