



Endbericht

# Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose

Projekt Nr. 57/12

Studie im Auftrag des Bundesministeriums  
für Wirtschaft und Technologie

Ansprechpartner  
Dr. Michael Schlesinger  
(Prognos)  
PD Dr. Dietmar  
Lindenberger (EWI)  
Dr. Christian Lutz (GWS)

Basel/Köln/Osnabrück  
Juni 2014



## **Prognos AG**

**Geschäftsführer**  
Christian Böllhoff

### **Basel**

Henric Petri-Strasse 9  
CH-4010 Basel  
Telefon +41 61 32 73-200  
Telefax +41 61 32 73-300  
info@prognos.com  
www.prognos.com

## **EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln**

**Geschäftsführer**  
Prof. Dr. Marc O. Bettzüge

### **Köln**

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Str. 321  
50827 Köln  
Tel.: ++ 49 (0) 221 27729-0  
Fax: ++ 49 (0) 221 27729-400  
monika.deckers@uni-koeln.de  
www.ewi.uni-koeln.de

## **Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS)**

**Geschäftsführer**  
Dr. Christian Lutz

### **Osnabrück**

Heinrichstr. 30  
D-49080 Osnabrück  
Telefon +49 541 40933-100  
Telefax +49 541 40933-110  
info@gws-os.de  
www.gws-os.com



# **Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose**

Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums  
für Wirtschaft und Technologie, Berlin

Autoren

Prognos AG:

Dr. Michael Schlesinger (Projektleitung)

Peter Hofer

Dr. Andreas Kemmler

Dr. Almut Kirchner

Sylvie Koziel

Andrea Ley

Dr. Alexander Piégsa

Friedrich Seefeldt

Samuel Straßburg

Karsten Weinert

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln:

PD Dr. Dietmar Lindenberger (Leitung)

Andreas Knaut

Raimund Malischek

Sebastian Nick

Timo Panke

Simon Paulus

Christian Tode

Johannes Wagner

GWS – Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung:

Dr. Christian Lutz (Leitung)

Dr. Ulrike Lehr

Philip Ulrich

Basel/Köln/Osnabrück, Juni 2014



# Inhalt

## Vorwort

<b>1</b>	<b>Das Wichtigste in Kürze</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Einordnung und Aufbau des Berichts</b>	<b>39</b>
2.1	Charakter von Referenzprognose und Szenarien	39
2.2	Aufbau des Berichts	43
<b>3</b>	<b>Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland: Prognose bis 2030 und Trendszenario bis 2050</b>	<b>45</b>
3.1	Rahmenbedingungen	45
3.1.1	Globaler Rahmen	45
3.1.1.1	Welthandelspolitik und politische Globalisierung	46
3.1.1.2	Klimawandel	48
3.1.1.3	Technologie und Humankapital	51
3.1.1.4	Staatsverschuldung und Konsolidierung	53
3.1.1.5	Institutionelle Reformen der Europäischen Union	54
3.1.1.6	Demografische Entwicklung	54
3.1.1.7	Entwicklung der Weltwirtschaft	57
3.1.2	Rahmenannahmen für Deutschland	62
3.1.2.1	Demografische Entwicklung	63
3.1.2.2	Entwicklung des Arbeitsmarktes	64
3.1.2.3	Wirtschaftsentwicklung	65
3.1.3	Energiepreise	70
3.1.3.1	Internationale Preise	71
3.1.3.2	Heimische Verbraucherpreise	72
3.2	Ergebnisse von Referenzprognose und Trendszenario	75
3.2.1	Primärenergieverbrauch	75
3.2.2	Die zukünftige Belastung durch energiebedingte Emissionen	84
3.2.3	Endenergieverbrauch	88
3.2.3.1	Endenergieverbrauch im Überblick	89
3.2.3.2	Endenergieverbrauch der Industrie	96
3.2.3.3	Endenergieverbrauch der privaten Haushalte	130
3.2.3.4	Der Endenergieverbrauch im Sektor GHD	167
3.2.3.5	Endenergieverbrauch im Verkehr	177
3.2.3.6	Nicht energetischer Verbrauch	208
3.2.4	Elektrizitäts- und Fernwärmesektor	210
3.2.4.1	Stromerzeugung	212
3.2.4.2	Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmeerzeugung	216
3.2.4.3	Strombilanz	220
3.2.4.4	Kraftwerksstruktur und Infrastrukturausbau	222
3.2.4.5	Strompreise	225
3.2.4.6	Nutzung erneuerbarer Energien	228
3.2.5	Raffinerien	230
<b>4</b>	<b>Zielszenario bis 2050 – Ergebnisse im Überblick</b>	<b>234</b>
4.1	Charakter des Zielszenarios	234
4.2	Primärenergieverbrauch	236
4.3	Treibhausgasemissionen	241
4.4	Endenergieverbrauch	243

4.4.1	Endenergieverbrauch im Überblick	243
4.4.1.1	Endenergieverbrauch nach Energieträgern	243
4.4.1.2	Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen	246
4.4.1.3	Endenergieverbrauch nach Sektoren	248
4.4.2	Endenergieverbrauch nach Sektoren im Detail	250
4.4.2.1	Endenergieverbrauch in der Industrie	250
4.4.2.2	Endenergieverbrauch der privaten Haushalte	258
4.4.2.3	Endenergieverbrauch im Sektor GHD	278
4.4.2.4	Endenergieverbrauch im Verkehr	282
4.5	Elektrizitäts- und Fernwärmesektor	290
4.5.1	Zusätzliche Maßnahmen	290
4.5.2	Stromerzeugung	293
4.5.3	Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmeerzeugung	296
4.5.4	Strombilanz	299
4.5.5	Kraftwerksstruktur und Infrastrukturausbau	300
4.5.6	Strompreise	302
4.5.7	Nutzung erneuerbarer Energien	304
<b>5</b>	<b>Gesamtwirtschaftliche Effekte</b>	<b>306</b>
5.1	Definition der Kosten und Nutzen	307
5.2	Grundlegende Wirkungszusammenhänge	311
5.2.1	Energieeffizienz	312
5.2.2	Erneuerbare Energien	313
5.3	Ergebnisse	315
5.3.1	Vorgehensweise und Methodik	315
5.3.2	Direkte ökonomische Impulse	316
5.3.2.1	Impulse auf der Nachfrageseite	317
5.3.2.2	Impulse im Strombereich	320
5.3.3	Direkte und indirekte Effekte	322
5.3.3.1	Energieeffizienz	322
5.3.3.2	Strommarkt	323
5.3.4	Wirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP)	324
5.3.5	Wirkungen auf die Beschäftigung	327
5.3.6	Zerlegung der gesamtwirtschaftlichen Effekte	328
5.4	Einordnung der Ergebnisse	332
<b>6</b>	<b>Sensitivitäten</b>	<b>335</b>
6.1	Methodik	335
6.2	Sensitivität: Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten	335
6.2.1	Szenario	335
6.2.2	Strommarkt	336
6.2.3	Energieverbrauch und Emissionen	339
6.2.4	Gesamtwirtschaftliche Effekte	341
6.3	Sensitivität: Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten	344
6.3.1	Szenario	344
6.3.2	Strommarkt	345
6.3.3	Energieverbrauch und Emissionen	347
6.3.4	Gesamtwirtschaftliche Effekte	349
6.4	Sensitivität: Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien	352
6.4.1	Szenario	352
6.4.2	Strommarkt	352
6.4.3	Energieverbrauch und Emissionen	355

6.4.4	Gesamtwirtschaftliche Effekte	356
6.5	Sensitivität: Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien	359
6.5.1	Szenario	359
6.5.2	Strommarkt	359
6.5.3	Energieverbrauch und Emissionen	361
6.5.4	Gesamtwirtschaftliche Effekte	362
6.6	Sensitivität: Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen	365
6.6.1	Szenario	365
6.6.2	Strommarkt	366
6.6.3	Energieverbrauch und Emissionen	368
6.6.4	Gesamtwirtschaftliche Effekte	369
6.7	Vergleich der Sensitivitäten	372
<b>7</b>	<b>Einordnung der Ergebnisse</b>	<b>374</b>
7.1	Energieprognose und Trendszenario	374
7.2	Zielszenario	377
<b>8</b>	<b>Anhang</b>	<b>381</b>
8.1	Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland für Referenzprognose und Trendszenario	381
8.2	Schwerpunktanalysen	388
8.2.1	Entwicklung der weltweiten Energiemärkte	388
8.2.1.1	Langfristige Verfügbarkeit der fossilen Rohstoffe Rohöl, Erdgas sowie Kesselkohlen	389
8.2.1.2	Globaler Rohölmarkt: Angebots und Nachfragetrends sowie Preisentwicklung	398
8.2.1.3	Globaler Erdgasmarkt: Angebots- und Nachfragetrends sowie Preisentwicklung	404
8.2.1.4	Globaler Markt für Kesselkohle: Angebots- und Nachfragetrends sowie Preisentwicklung	412
8.2.1.5	Kosten der Braunkohle in Deutschland	419
8.2.2	Strukturelle Veränderungen im Elektrizitätssektor	421
8.2.2.1	Integration des europäischen Binnenmarkts	422
8.2.2.2	Emissionshandel in der europäischen Union	425
8.2.2.3	Entwicklung erneuerbarer Energien	428
8.2.2.4	Infrastrukturentwicklung	432
8.2.2.5	Dezentrale Flexibilität	440
8.2.2.6	Gewährleistung der Versorgungssicherheit	443
8.2.2.7	Der Kernenergieausstieg in Deutschland und die Bedeutung der Kernenergie im europäischen Umland	445
8.2.3	Energieeffizienz	447
8.2.3.1	Definition und Indikatoren	448
8.2.3.2	Energieeffizienzpotenzial, Hemmnisse und fördernde Faktoren	451
8.2.3.3	Handlungsfelder	457
8.2.4	Langfristige Technologische Entwicklung	463
8.2.4.1	Techno-ökonomischer Fortschritt in der Stromerzeugung	464
8.2.4.2	Wärmetechnologien	477
8.2.4.3	Technologien im Bereich Industrie und Gewerbe	483
8.2.4.4	Technologien im Verkehrsbereich	487
8.3	Bestandsaufnahme	491
8.3.1	Internationale und europäische Entwicklung	491

8.3.1.1	Weltweite und europäische Energiemärkte – Veränderungen und Trends	492
8.3.1.2	Entwicklung der energiebedingten CO <sub>2</sub> -Emissionen weltweit und in Europa	497
8.3.2	Die ex post-Entwicklung in Deutschland	501
8.3.2.1	Entwicklung des Energieverbrauchs	502
8.3.2.2	Veränderung des Energiemix	506
8.3.2.3	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen	508
8.3.2.4	Ausbau erneuerbarer Energien	512
8.3.2.5	Energieproduktivität	515
8.4	Überblick über Prognosen und Szenarien Dritter für die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland	517
8.4.1	Methodik und Szenarien	517
8.4.2	Rahmendaten	521
8.4.3	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	522
8.4.4	Stromerzeugung	524
8.4.5	CO <sub>2</sub> -Emissionen	526
8.4.6	Energiemix in der Stromerzeugung	527
8.4.7	Vergleich der Ergebnisse	531
8.5	Methodisches Vorgehen	534
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>538</b>
	<b>Abkürzungen</b>	<b>550</b>



## Abbildungen

Abbildung 2.1-1: Überblick über unterschiedliche Arten von Zukunftsaussagen	40
Abbildung 2.1-2: Schematische Darstellung des Charakters von Referenzprognose Trendszenario und Zielszenario im Szenarioraum von 2011 – 2050.	42
Abbildung 3.1.1.1-1: Anzahl Regionaler Handelsabkommen, zum jeweiligen Zeitpunkt in Kraft, 1948 – 2012	46
Abbildung 3.2.1-1: BIP, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität (BIP/PEV 1990 - 2050), Index, 1990=100	78
Abbildung 3.2.1-2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	80
Abbildung 3.2.1-3: Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien nach Einsatzzweck, 2011 – 2050, in PJ	82
Abbildung 3.2.2-1: Treibhausgasemissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe nach Sektoren, 1990 – 2050, in CO <sub>2</sub> -Äquivalenten	87
Abbildung 3.2.3.1-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2011 – 2050, in PJ	91
Abbildung 3.2.3.1-2: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ	93
Abbildung 3.2.3.1-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	95
Abbildung 3.2.3.2-1: Brennstoff- und Stromintensitäten einzelner Branchen und der Industrie insgesamt 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR2005 BWS	100
Abbildung 3.2.3.2-2: Brennstoff- und Stromintensitäten nicht energieintensiver Branchen 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR2005 BWS	101
Abbildung 3.2.3.2-3: Energieintensität in der Industrie nach Branchen 2011 - 2050, in PJ/Mrd. EUR2005 BWS, Index, 2011 = 100	102
Abbildung 3.2.3.2-4 Endenergieverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in %	104
Abbildung 3.2.3.2-5: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Oxygenstahlproduktion und spezifischer Stromverbrauch der Elektrostahlherstellung, 1990 – 2050, in PJ/Mio. t	123
Abbildung 3.2.3.2-6: Erzeugung von Oxygenstahl und Elektrostahl sowie Elektrostahlanteil, 1990 – 2050, in Mio. t und %	125
Abbildung 3.2.3.3-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, nicht temperaturbereinigt, in PJ	132

Abbildung 3.2.3.3.1-1: Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfs für neu errichtete Gebäude (EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus), 2011 – 2050, in kWh/m <sup>2</sup>	144
Abbildung 3.2.3.3.1-2: Mittlere energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp (EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus), 2011 – 2050, in % p.a.	146
Abbildung 3.2.3.3.1-3: Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfs für sanierte Gebäude in Abhängigkeit des Sanierungszeitpunkts (Vollsanierungen, EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH= Mehrfamilienhaus) sowie der Mittelwert des Gebäudebestands, 2011 – 2050, in kWh/m <sup>2</sup>	147
Abbildung 3.2.3.4-1: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ	175
Abbildung 3.2.3.5-1: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrsträgern und Verkehrszweigen, 2011 – 2050, in PJ	180
Abbildung 3.2.3.5.7-1: Spezifischer Energieverbrauch bezogen auf Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr, 2011 – 2050, Index (2011=100)	208
Abbildung 3.2.4.1-1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland in Referenzprognose und Trendszenario, 2011 – 2050, in TWh	216
Abbildung 3.2.4.2-1 Bruttostromerzeugung in KWK-Anlagen nach Energieträgern, Referenzprognose bzw. Trendszenario 2011 – 2050, in TWh	218
Abbildung 3.2.4.4-1: Bruttoleistung nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in GW	224
Abbildung 4.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	238
Abbildung 4.2-2 Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien nach Einsatzzweck, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	240
Abbildung 4.3-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario, in CO <sub>2</sub> -Äquivalenten	243
Abbildung 4.4.1.1-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	246
Abbildung 4.4.1.2-1: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	248
Abbildung 4.4.1.3-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	249

Abbildung 4.4.2.1-1: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	251
Abbildung 4.4.2.1-2: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario.	253
Abbildung 4.4.2.1-3: Spezifischer Brennstoffeinsatz in der Industrie nach Anwendungsbereichen, Index, 2011=100. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	255
Abbildung 4.4.2.1-4: Spezifischer Stromeinsatz in der Industrie nach Anwendungsbereichen, Index, 2011=100. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	255
Abbildung 4.4.2.2-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	260
Abbildung 4.4.2.2-2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	262
Abbildung 4.4.2.2-3: Beheizungsstruktur 2020 – 2050, in %-Punkten. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	263
Abbildung 4.4.2.2-4: Mittlere energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp (EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus) und Szenario, 2011 – 2050, in % p.a. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario (RP/TS) und Zielszenario (ZS)	265
Abbildung 4.4.2.2-5: Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfs für sanierte Gebäude (Vollsanierungen) nach Gebäudetyp (EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus) sowie des Mittelwertes des Gebäudebestandes, 2011 – 2050, in kWh/m <sup>2</sup> WF. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario (RP/TS) und Zielszenario (ZS)	266
Abbildung 4.4.2.3-1: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Anwendungsbereichen, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	280
Abbildung 4.4.2.3-2: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario.	282
Abbildung 4.4.2.4-1: Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr nach Verkehrszweigen, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	284

Abbildung 4.4.2.4-2: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	286
Abbildung 4.5.2-1: Differenzen in der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern zwischen Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, in TWh	296
Abbildung 4.5.5-1: Installierte Bruttoleistung der Kraftwerke nach Energieträgern, Differenz zwischen Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, in GW	302
Abbildung 5.2.1-1: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie	312
Abbildung 5.2.2-1: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung	315
Abbildung 5.3.2.1-1: Investitionsdifferenzen in den Nachfragesektoren im Zielszenario im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in Mrd. EUR	319
Abbildung 5.3.2.1-2: Kumulierte Investitionsdifferenzen im Zielszenario im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2012 – 2050 in Mrd. EUR	320
Abbildung 5.3.2.2-1: Differenzen im Strombereich im Zielszenario im Vergleich zur Referenz, 2020 – 2050 in Mrd. EUR	322
Abbildung 5.3.4-1: Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, preisbereinigt in Mrd. EUR <sub>2005</sub>	325
Abbildung 5.3.4-2: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung im Zielszenario von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %	326
Abbildung 5.3.5-1: Abweichung der Beschäftigung im Zielszenario im Vergleich zur Referenz in ausgewählten Wirtschaftsbereichen, 2020 – 2050, in 1.000	328
Abbildung 5.3.6-1: Zerlegung der BIP-Effekte in den Jahren 2020 – 2050, in Mrd. EUR	331
Abbildung 5.3.6-2: Zerlegung der Beschäftigungseffekte in den Jahren 2020 – 2050, in 1.000	332
Abbildung 6.2.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ von Referenzprognose/Trendszenario 2020 – 2050, in %	340

Abbildung 6.2.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ von Referenzprognose/Trendszenario 2020 – 2050, in %	341
Abbildung 6.3.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ von Referenzprognose/Trendszenario 2020 – 2050, in %	348
Abbildung 6.3.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %	349
Abbildung 6.4.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %	356
Abbildung 6.4.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %	357
Abbildung 6.5.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %	362
Abbildung 6.5.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ mit niedrigen Kosten der EE-Technologien von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %	363
Abbildung 6.6.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %	369
Abbildung 6.6.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität mit verstärkten internationalen Klimaschutzanstrengungen von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %	370
Abbildung 6.7-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in den 5 Sensitivitäten von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 in %	372

Abbildung 6.7-2: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in den 5 Sensitivitäten von Referenzprognose/Trendszenario, 2050 in %	373
Abbildung 8.2.1.1-1: Entwicklung statischer Reichweiten von Erdöl (Reserven), in Jahren	391
Abbildung 8.2.1.1.1-1: Struktur der globalen Rohölreserven 2011, in %	392
Abbildung 8.2.1.1.1-2: Struktur der globalen Rohölressourcen, 2011, in %	393
Abbildung 8.2.1.2.1-1: Rohölintensität verschiedener Staaten und Aggregate 1990 – 2011, in %	400
Abbildung 8.2.1.3.1.2-1: Kohle- und Erdgaspreise in den USA, in USD/MBtu bzw. USD/t	406
Abbildung 8.2.1.3.2-1: Entwicklung der europäischen Erdgasförderung, 2004 – 2011, in bcm	411
Abbildung 8.2.1.4.1.1-1: Stromverbrauch pro Kopf in verschiedenen Ländern und Staatengruppen, 2006 – 2010, in MWh/Kopf	413
Abbildung 8.2.1.4.1.1-2: Struktur der Bruttostromerzeugung und Rolle von Kesselkohlen im chinesischen und indischen Elektrizitätssektor, 2010, in TWh bzw. %	414
Abbildung 8.2.1.4.2-1: Wertschöpfungskette der Kesselkohlenbereitstellung (bis zum Importhafen)	417
Abbildung 8.2.1.4.2-2: Entwicklung der wöchentlichen Frachtraten und der Schiffskapazität in dwt (deadweight tonnage; Tragfähigkeit)	418
Abbildung 8.2.3.2.1-1: Marktdiffusion der Brennwert-Technik: Anteil der Brennwertkessel an den verkauften Heizkesseln 2001 – 2012	454
Abbildung 8.2.3.3.2-1: Dynamik der Energieeffizienz: Entwicklung des U-Wertes für den Marktdurchschnitt Fensterglas 1990 – 2010	460
Abbildung 8.2.4.1.2.2-1: Entwicklung der Investitionskosten für Windkrafttechnologien, 2011 – 2050, in EUR <sub>2011</sub> /kW	469
Abbildung 8.2.4.1.2.2-2: Entwicklung der Investitionskosten für Photovoltaikanlagen, in EUR <sub>2011</sub> /kW	470
Abbildung 8.2.4.1.2.2-3: Entwicklung der Investitionskosten für Biomassettechnologien, in EUR <sub>2011</sub> /kW	471
Abbildung 8.2.4.1.2.2-4: Entwicklung der Investitionskosten für Tiefengeothermie, in EUR <sub>2011</sub> /kW	471

Abbildung 8.2.4.2.3-1: Kategorisierung von Wärmespeichertechnologien	482
Abbildung 8.3.1.1-1: Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 – 2011, in Mtoe	493
Abbildung 8.3.1.1-2: Pro-Kopf Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 – 2011, in toe pro Kopf	494
Abbildung 8.3.1.1-3: Spezifischer Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 – 2011, in Mtoe pro Mrd. US-Dollar	495
Abbildung 8.3.1.1-4: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in der Welt (oberer Teil der Abbildung) und in der EU (unterer Teil der Abbildung) 1990 und 2011, in Mtoe	496
Abbildung 8.3.1.2-1: Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Regionen 1990 – 2011, in Mio. t CO <sub>2</sub>	497
Abbildung 8.3.1.2-2: CO <sub>2</sub> -Intensität des Bruttoinlandsprodukts nach Regionen 1990 – 2011, in kg CO <sub>2</sub> pro US-Dollar	498
Abbildung 8.3.1.2-3: CO <sub>2</sub> -Intensität des Primärenergieverbrauchs nach Regionen 1990 – 2011, in 1000 t CO <sub>2</sub> pro Mtoe	499
Abbildung 8.3.2.1-1: Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch in Deutschland 1990 – 2011, in PJ	503
Abbildung 8.3.2.1-2: Bruttoinlandsprodukt, Bevölkerung, Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch 1990 – 2011, Index, 1990=100	504
Abbildung 8.3.2.1-3: Endenergieverbrauch nach Sektoren 1990 – 2011, in PJ	505
Abbildung 8.3.2.1-4: Importquote nach Energieträgern 1990 – 2011, in % und Stromimportsaldo 1990 – 2011, in TWh	506
Abbildung 8.3.2.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1990 – 2011, in PJ	507
Abbildung 8.3.2.2-2: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 1990, 1995, 2000, 2005 und 2011, in TWh	508
Abbildung 8.3.2.3-1: Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen 1990 – 2011, in Mio. t CO <sub>2</sub>	509
Abbildung 8.3.2.3-2: CO <sub>2</sub> -Intensitäten 1990 – 2011, Index, 1990 = 100	511
Abbildung 8.3.2.3-3: Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland nach Sektoren 1990 – 2011, in Mio. t	512
Abbildung 8.3.2.4-1: Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch und an der Bruttostromerzeugung 1990 – 2012, in %	513

Abbildung 8.3.2.4-2: Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1990 – 2011, in PJ	514
Abbildung 8.3.2.4-3: Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien nach Energieträgern 1990 – 2012, in GWh	515
Abbildung 8.3.2.5-1: Energieproduktivität und spezifischer Energieverbrauch 1990 – 2011	516
Abbildung 8.4.1-1 Überblick über das Vorgehen bei der Gestaltung und Berechnung von Prognosen und Szenarien	519
Abbildung 8.4.3-1: Primärenergieverbrauch 2010-2050, in PJ, Veränderungen in %	523
Abbildung 8.4.3-2: Einsatz erneuerbarer Energien 2010-2050, in PJ, Anteile in %	524
Abbildung 8.4.4-1: Bruttostromerzeugung 2010-2050, in TWh, Veränderung in %	525
Abbildung 8.4.4-2: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung 2010-2050, in %	526
Abbildung 8.4.5-1: CO <sub>2</sub> -Emissionen 2010-2050, in Mio t, Veränderung in %	527
Abbildung 8.4.6-1: Stromerzeugung nach Energieträgern 2010 – 2050, in TWh, Anteile in %	529



## Tabellen

Tabelle 3.1.2.1-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2011 – 2050, in Mio.	64
Tabelle 3.1.2.2-1: Erwerbstätige nach Sektoren 2011 – 2050, in Mio.	65
Tabelle 3.1.2.3-1: Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt 2011 – 2050, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR	67
Tabelle 3.1.2.3-2: Bruttowertschöpfung der Industrie* nach Wirtschaftszweigen 2011 – 2050, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR	68
Tabelle 3.1.3.1-1: Preise für Energieträger und CO <sub>2</sub> -Zertifikate 2011 – 2050, in USD bzw. EUR	71
Tabelle 3.1.3.2-1: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle, 2011 – 2050, in EUR	73
Tabelle 3.1.3.2-2: CO <sub>2</sub> -Aufschlag für ausgewählte fossile Energieträger, 2011 – 2050, in EUR	74
Tabelle 3.2.1-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	79
Tabelle 3.2.1-2: Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien nach Einsatzzweck und Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	81
Tabelle 3.2.1-3: Nettoimporte nach Energieträgern 2011-2050, in PJ, Importquote in %	83
Tabelle 3.2.2-1: Treibhausgasemissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe nach Sektoren, 1990 – 2050, in CO <sub>2</sub> -Äquivalenten	86
Tabelle 3.2.3.1-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2011 – 2050, in PJ	90
Tabelle 3.2.3.1-2: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ	92
Tabelle 3.2.3.1-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ und Anteile in %	94
Tabelle 3.2.3.2-1: Bruttowertschöpfung der Industrie nach Branchen 2011 – 2050, real in Mrd EUR <sub>2005</sub> BWS und Anteile am Sektorverbrauch, in %	105
Tabelle 3.2.3.2-2: Energieintensität in der Industrie nach Branchen 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR <sub>2005</sub> BWS	106
Tabelle 3.2.3.2-3: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %	107

Tabelle 3.2.3.2-4: Brennstoffintensität in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR <sub>2005</sub> BWS	108
Tabelle 3.2.3.2-5: Brennstoffverbrauch in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ	109
Tabelle 3.2.3.2-6: Stromintensität in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR <sub>2005</sub> BWS	110
Tabelle 3.2.3.2-7: Stromverbrauch in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ	111
Tabelle 3.2.3.2-8: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %	112
Tabelle 3.2.3.2-9: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %	113
Tabelle 3.2.3.3-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, nicht temperaturbereinigt, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %	133
Tabelle 3.2.3.3-2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2011 – 2050, nicht temperaturbereinigt, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %	134
Tabelle 3.2.3.3.1-1: Wohnungs- und Wohnflächenbestand zur Jahresmitte 2011, in Tsd., bzw. in Mio. m <sup>2</sup>	136
Tabelle 3.2.3.3.1-2: Bevölkerung, Privathaushalte und Wohnungsversorgung, 2011 – 2050, Jahresmittelwerte	137
Tabelle 3.2.3.3.1-3: Zugang an Wohnungen und Wohnflächen nach Gebäudetypen, 2011 – 2050, in Tsd. bzw. Mio. m <sup>2</sup>	138
Tabelle 3.2.3.3.1-4: Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten, 2000 – 2050, in %	141
Tabelle 3.2.3.3.1-5: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes, 2011 – 2050, Anteile in % und Wohnfläche in Mio. m <sup>2</sup>	142
Tabelle 3.2.3.3.1-6: Sanierungshäufigkeit von Bauteilen nach Gebäudetyp für den Wohnungsbestand im Jahre 2001 – 2010, in %	145
Tabelle 3.2.3.3.1-7: Mittlere Jahresnutzungsgrade nach Energieträgern und Heizsystemen, 2011 – 2050, in %	149
Tabelle 3.2.3.3.1-8: Energieverbrauch für Raumwärme nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	151
Tabelle 3.2.3.3.2-1: Struktur der Warmwasserversorgung der Wohnbevölkerung nach Energieträgern, 2011 – 2050, in Tsd. Personen, Anteile in %	154

Tabelle 3.2.3.3.2-2: Nutzungsgrade in der Warmwasserversorgung nach Energieträgern, 2011 – 2050, in %	155
Tabelle 3.2.3.3.2-3: Endenergieverbrauch für Warmwasser nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	156
Tabelle 3.2.3.3.3-1: Endenergieverbrauch für das Kochen nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	158
Tabelle 3.2.3.3.4-1: Entwicklung der Technikkomponente* des spezifischen Verbrauchs, 2011 – 2050, Bestandsmittel in kWh/Gerät	160
Tabelle 3.2.3.3.4-2: Ausstattungsgrad der Haushalte mit Elektrogeräten, 2011 – 2050, Erstgeräteausstattung, Anteil der Haushalte in %	163
Tabelle 3.2.3.3.4-3: Verbrauchsrelevante Elektrogeräte, 2011 – 2050, Anzahl in Mio.	164
Tabelle 3.2.3.3.4-4: Energieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten, 2011 – 2050, in Mrd. kWh und in PJ	165
Tabelle 3.2.3.4-1: Bruttowertschöpfung und Beschäftigung im Sektor GHD nach Branchen, 2011 – 2050, real in Mrd. EUR <sub>2005</sub> bzw. 1.000 Personen	170
Tabelle 3.2.3.4-2: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ	171
Tabelle 3.2.3.4-3: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Branchen und Anwendungsbereich im Jahr 2011, in PJ	172
Tabelle 3.2.3.4-4: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %	174
Tabelle 3.2.3.4-5: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %	176
Tabelle 3.2.3.5-1: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrszweigen, 2011 – 2050, in PJ	180
Tabelle 3.2.3.5-2: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	182
Tabelle 3.2.3.5-3: Anteil des Einsatzes biogener Kraftstoffe und von Biogas, 2011 – 2050, in %	183
Tabelle 3.2.3.5.1-1: Personenverkehrsleistung nach Verkehrszweigen, 2011 – 2050, in Mrd. Pkm	184
Tabelle 3.2.3.5.1-2: Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträgern, 2011 – 2050, in Mrd. tkm	185
Tabelle 3.2.3.5.2-1: Determinanten des Energieverbrauchs der Pkw, 2011 – 2050	188

Tabelle 3.2.3.5.2-2: Eigenschaften der Pkw-Neuzulassungen, 2011 – 2050	189
Tabelle 3.2.3.5.2-3: Energieverbrauch und Emissionen von Pkw, 2011 – 2050, in PJ bzw. Mio. t	193
Tabelle 3.2.3.5.2-4: Determinanten des Energieverbrauchs und Energieverbrauch der motorisierten Zweiräder, 2011 – 2050	195
Tabelle 3.2.3.5.2-5: Fahrzeugbestand und Energieverbrauch der Kraftomnibusse, 2011 – 2050	196
Tabelle 3.2.3.5.2-6: Fahrzeugbestand und Fahrleistungen der Lkw und Sattelzüge, 2011 – 2050	198
Tabelle 3.2.3.5.2-7: Determinanten des Energieverbrauchs und Energieverbrauch von Lkw und Sattelzügen, 2011 – 2050	199
Tabelle 3.2.3.5.3-1: Determinanten des Energieverbrauchs im schienengebundenen öffentlichen Straßenpersonennahverkehr, 2011 – 2050	201
Tabelle 3.2.3.5.3-2: Determinanten des Energieverbrauchs im Eisenbahnpersonenverkehr, 2011 – 2050	202
Tabelle 3.2.3.5.3-3: Determinanten des Energieverbrauchs im Schienengüterverkehr, 2011 – 2050	204
Tabelle 3.2.3.5.4-1: Determinanten des Energieverbrauchs der Binnenschifffahrt, 2011 – 2050	205
Tabelle 3.2.3.5.5-1: Determinanten des Energieverbrauchs im Personenluftverkehr, 2011 – 2050	206
Tabelle 3.2.3.5.6-1: Determinanten des Energieverbrauchs in der Luftfracht, 2011 – 2050	207
Tabelle 3.2.3.5.7-1: Entwicklung der Energieeffizienz im Personen- und Güterverkehr, 2011 – 2050	207
Tabelle 3.2.3.6-1: Nichtenergetischer Verbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ	209
Tabelle 3.2.4.1-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland in Referenzprognose und Trendszenario, in TWh	213
Tabelle 3.2.4.1-2: Einsatz von Demand Side Management in Referenzprognose und Trendszenario, in TWh	215
Tabelle 3.2.4.2-1: Bruttostromerzeugung und Nettostromerzeugung nach Energieträgern sowie Anteil an der Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen, Referenzprognose bzw. Trendszenario 2011 – 2050, in TWh, Anteil in %	217

Tabelle 3.2.4.2-2: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Sektoren, Referenzprognose bzw. Trendszenario 2020 – 2050, in PJ	219
Tabelle 3.2.4.3-1: Strombilanz: Brutto- und Nettostromverbrauch, Stromaustausch und Nachfragedeckung, Referenzprognose/Trendszenario, 2011 – 2050, in TWh	222
Tabelle 3.2.4.4-1: Bruttoleistung nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in GW	223
Tabelle 3.2.4.4-2: Durchschnittliche Volllaststunden konventioneller Kraftwerke nach Energieträgern, 2020 – 2050, in h	225
Tabelle 3.2.4.5-1: Reale Strompreise und EEG-Umlage für unterschiedliche Verbrauchergruppen in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	227
Tabelle 3.2.4.5-2: Nominale Strompreise und EEG-Umlage für unterschiedliche Verbrauchergruppen in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in EUR/MWh	228
Tabelle 3.2.4.6-1: Volllaststunden erneuerbarer Energien nach Energieträgern, 2020 – 2050, in h	230
Tabelle 3.2.5-1: Inlandsnachfrage und Hochseebunkerungen von Mineralölprodukten, 2011 – 2050, in PJ	231
Tabelle 3.2.5-2: Umwandlungseinsatz, Umwandlungsausstoß und Eigenverbrauch der Raffinerien, 2011 – 2050, in PJ	233
Tabelle 4.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	237
Tabelle 4.2-2: Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien nach Einsatzzweck und Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	239
Tabelle 4.2-3: Nettoimporte nach Energieträgern 2011 – 2050, in PJ, Importquote in %, Vergleich von Zielszenario und Referenzprognose/Trendszenario	241
Tabelle 4.3-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050, in CO <sub>2</sub> -Äquivalente. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	242
Tabelle 4.4.1.1-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	245
Tabelle 4.4.1.2-1: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	247

Tabelle 4.4.1.3-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	249
Tabelle 4.4.2.1-1: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	251
Tabelle 4.4.2.1-2: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario.	252
Tabelle 4.4.2.1-3: Zusätzliche Investitionen der Industrie im Zielszenario gegenüber Referenzprognose/Trendszenario, in Mrd. EUR (reale Preise, Preisbasis 2011)	257
Tabelle 4.4.2.2-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	259
Tabelle 4.4.2.2-2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	261
Tabelle 4.4.2.2-3: Entwicklung von Wohnfläche in Mio. m <sup>2</sup> und Beheizungsstruktur in %, 2011 – 2050. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	263
Tabelle 4.4.2.2-4: Mittlere Nutzungsgrade nach Energieträgern und Heizsystemen 2011 – 2050, in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	267
Tabelle 4.4.2.2-5: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für Raumwärme nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	268
Tabelle 4.4.2.2-6: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für die Erzeugung von Warmwasser nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	269
Tabelle 4.4.2.2-7: Entwicklung der Technikkomponente* des spezifischen Geräteverbrauchs, 2011 – 2050, Bestandsmittel in kWh pro Gerät. Vergleich Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	270
Tabelle 4.4.2.2-8: Energieverbrauch der privaten Haushalte für Elektrogeräte und Beleuchtung, 2011 – 2050, in Mrd. kWh. und in PJ. Vergleich Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	271
Tabelle 4.4.2.2-9: Energieverbrauch der privaten Haushalte für Haustechnik, 2011 – 2050, in Mrd. kWh. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	272

Tabelle 4.4.2.2-10: Zusätzliche Investitionen der privaten Haushalte im Zielszenario gegenüber Referenzprognose/Trendszenario, in Mrd. EUR (reale Preise, Preisbasis 2011)	272
Tabelle 4.4.2.3-1: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Anwendungen 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	279
Tabelle 4.4.2.3-2: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	281
Tabelle 4.4.2.3-3: Zusätzliche Investitionen im Sektor GHD im Zielszenario gegenüber Referenzprognose/Trendszenario, in Mrd. EUR (reale Preise, Preisbasis 2011)	282
Tabelle 4.4.2.4-1: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Verkehrszweigen, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	284
Tabelle 4.4.2.4-2: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	285
Tabelle 4.4.2.4-3: Biogener Anteil an flüssigen Kraftstoffen und Methan im Verkehr, 2011 – 2050. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	286
Tabelle 4.4.2.4-4: Durchschnittlicher spezifischer Verbrauch neu zugelassener Pkw und des Pkw-Bestands, insgesamt und Dieselantriebe, 2011 – 2050, in l Diesel-Äquivalent/100 km und Index, 2011=100. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	287
Tabelle 4.4.2.4-5: Bestand an Pkw mit Elektroantrieb und Pkw insgesamt, 2011 – 2050, in Tsd. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	288
Tabelle 4.4.2.4-6: Durchschnittlicher spezifischer Verbrauch der Lkw und Sattelzüge sowie im Luftverkehr, 2011 – 2050, in l Diesel-Äquivalent/100 km, kJ/Pkm-Äquivalente und Index, 2011=100. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario	288
Tabelle 4.4.2.4-7: Zusätzliche Investitionen für Pkw im Zielszenario gegenüber Referenzprognose/Trendszenario, 2011 – 2050 und kumuliert bis 2030 und 2050, real, in Mrd. EUR (reale Preise, Preisbasis 2011)	288
Tabelle 4.5.1-1: Zusätzliche reale und nominale Grenzvermeidungskosten für CO <sub>2</sub> im Zielszenario, 2011 – 2050, in EUR/t CO <sub>2</sub>	291
Tabelle 4.5.2-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern in Referenzprognose, Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, in TWh	294
Tabelle 4.5.2-2: Einsatz von Demand Side Management in Referenzprognose, Trendszenario und Zielszenario 2020 – 2050, in TWh	295

Tabelle 4.5.3-1: Bruttostromerzeugung und Nettostromerzeugung nach Energieträgern sowie Anteil an der Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen, Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario, 2011 – 2050, in TWh	297
Tabelle 4.5.3-2: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Sektoren in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario, 2020 – 2050, in PJ	298
Tabelle 4.5.4-1: Strombilanz: Bruttostromverbrauch und Nettostromverbrauch, Stromaustausch und Nachfragedeckung in Referenzprognose bzw. Trendszenario und im Zielszenario, 2011 – 2050, in TWh	300
Tabelle 4.5.5-1: Bruttoleistung nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario 2011 – 2050, in GW	300
Tabelle 4.5.5-2: Durchschnittliche Volllaststunden konventioneller Kraftwerke nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, in h	302
Tabelle 4.5.6-1: Reale Strompreise und EEG-Umlage für unterschiedliche Verbrauchergruppen in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario, 2011 – 2050, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	304
Tabelle 4.5.6-2: Nominale Strompreise und EEG-Umlage für unterschiedliche Verbrauchergruppen in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario, 2011 – 2050	304
Tabelle 4.5.7-1: Volllaststunden erneuerbarer Energien nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario 2020 – 2050, in h	305
Tabelle 5.3.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Zielszenario im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	327
Tabelle 6.2.1-1: Angenommene Preisentwicklungen in der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“, 2020 – 2050	336
Tabelle 6.2.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/ Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	338
Tabelle 6.2.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten	339
Tabelle 6.2.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	342



Tabelle 6.2.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/ Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	343
Tabelle 6.3.1-1: Angenommene Preisentwicklungen in der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“, 2020 – 2050	344
Tabelle 6.3.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	346
Tabelle 6.3.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten	347
Tabelle 6.3.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	350
Tabelle 6.3.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	351
Tabelle 6.4.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	354
Tabelle 6.4.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten	355
Tabelle 6.4.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ mit niedrigen Kosten der EE-Technologien im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	357
Tabelle 6.4.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität mit „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	358

Tabelle 6.5.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/ Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	360
Tabelle 6.5.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten	361
Tabelle 6.5.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	363
Tabelle 6.5.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	364
Tabelle 6.6.1-1: Angenommene Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreises in der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“, 2020 – 2050	365
Tabelle 6.6.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/ Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	367
Tabelle 6.6.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten	368
Tabelle 6.6.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	370
Tabelle 6.6.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %	371
Tabelle 7.1-1: Vergleich ausgewählter Ergebnisse von Referenzprognose und Trendszenario mit den Zielen des Energiekonzepts	376
Tabelle 7.2-1: Vergleich ausgewählter Ergebnisse von Zielszenario mit den Zielen des Energiekonzepts	379
Tabelle 8.1-1: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2011, in PJ	382

Tabelle 8.1-2: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2020, für die Referenzprognose, in PJ	383
Tabelle 8.1-3: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2025, für die Referenzprognose, in PJ	384
Tabelle 8.1-4: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2030, für die Referenzprognose, in PJ	385
Tabelle 8.1-5: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2040, für das Trendszenario, in PJ	386
Tabelle 8.1-6: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2050, für das Trendszenario, in PJ	387
Tabelle 8.2.1.1-1: Reserven, Ressourcen, Produktion und statische Reichweiten fossiler Rohstoffe, in EJ bzw. Jahren	390
Tabelle 8.2.1.1.2-1: Struktur der globalen Erdgas-Gesamtressourcen, in Bill. m <sup>3</sup> (Stand 2011)	396
Tabelle 8.2.1.2.1-1: Umrechnungen unterschiedlicher Energieeinheiten	400
Tabelle 8.2.1.2.3-1: Reale und nominale Preisentwicklung für Rohöl (IEA Importpreis), in USD/bbl	403
Tabelle 8.2.1.3.3-1: Reale und nominale Entwicklung des deutschen Großhandelspreises für Erdgas, 2011 – 2050, in EUR/MWh	412
Tabelle 8.2.1.4.3-1: Reale und nominale Preisentwicklung für Kesselkohle (CIF ARA-Importe), 2011 – 2050, in USD/t	419
Tabelle 8.2.1.5-1: Reale und nominale kurzfristige variable Braunkohleförderkosten, 2011 – 2050, in EUR/GJ	420
Tabelle 8.2.2.2-1: Reale und nominale CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise in der Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in EUR/t CO <sub>2</sub>	426
Tabelle 8.2.4.1.1.-1: Annahmen zu den Investitionskosten von konventionellen Kraftwerken, 2020 – 2050, in EUR <sub>2011</sub> /kW	466
Tabelle 8.2.4.1.1-2: Durchschnittliche techno-ökonomische Parameter für konventionelle Kraftwerke nach Anlagentyp, 2020 – 2050	467
Tabelle 8.4.1-1: Übersicht über die ausgewerteten Prognosen und Szenarien	520
Tabelle 8.4.2-1: Volkswirtschaftliche Rahmenannahmen der Studien	522



## Vorwort

Die letzte Energiereferenzprognose im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi, heute Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) wurde im Jahr 2009 fertig gestellt. Seitdem haben sich die energie- und klimaschutzpolitischen Vorgaben in Deutschland und in der EU, die Situation auf den internationalen Rohstoffmärkten und die sozio-ökonomischen Rahmenbedingungen zum Teil erheblich verändert.

Vor diesem Hintergrund hat das BMWi die Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ bei dem Konsortium Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI) / Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS) in Auftrag gegeben.

Die vorliegende Studie untersucht und prognostiziert innerhalb eines konsistenten gesamtwirtschaftlichen Rahmens die Entwicklung der Energiemärkte in Deutschland bis zum Jahr 2030. Im Trendszenario wird die Entwicklung bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Ergänzend zeigt ein Zielszenario, was erforderlich wäre, um die von der Bundesregierung im Energiekonzept definierten Ziele zu erreichen. Die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen werden analysiert.

Im Vorfeld der Arbeiten haben Prognos, EWI und GWS Fachgespräche mit Vertretern von Ministerien und Behörden (BMWi, BMU, BMVBS, BNetzA) sowie Verbänden (AGFW, BDEW, VGB, VDKI, DEBRIV) geführt. Wir danken allen Gesprächsteilnehmern für die dabei erhaltenen Informationen und Anregungen.

Begleitet wurden die Arbeiten an der Energiereferenzprognose durch einen Projektbeirat, bestehend aus Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger, Prof. Dr. Ulrich Wagner und Dr. Hans-Joachim Ziesing. Den Mitgliedern des Beirats danken wir für kritische und konstruktive Diskussionen sowie für zahlreiche wertvolle Anregungen.



# 1 Das Wichtigste in Kürze

## Wichtigste Ergebnisse

**Kern des Projekts** „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ stellt die Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 dar, ergänzt um ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario. Daneben wurden u.a. ein Zielszenario und Sensitivitätsrechnungen erstellt sowie mehrere Schwerpunktthemen behandelt.

Ein Blick zurück zeigt, dass der **globale Energieverbrauch** seit 1990 um 50 % ausgeweitet wurde. Die Bedeutung der fossilen Energieträger hat sich bis 2011 nicht verändert. Erneuerbare wurden etwas wichtiger, Kernenergie hat an Bedeutung etwas verloren. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind parallel zum Primärenergieverbrauch angestiegen. Rund 90 % des Zuwachses zwischen 1990 und 2011 entfielen auf die heutigen Entwicklungs- und Schwellenländer.

In **Deutschland** haben sich im Zeitraum 1990 bis 2011 **Primärenergieverbrauch und Wirtschaftsleistung** weitgehend entkoppelt. Im Energiemix haben fossile Energieträger Anteile verloren, Erneuerbare haben Anteile gewonnen. Rückläufiger Energieverbrauch und strukturelle Veränderungen zugunsten CO<sub>2</sub>-armer oder CO<sub>2</sub>-freier Energieträger führten zu einem Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 24 % zwischen 1990 und 2011.

Die **Referenzprognose** bietet einen umfassenden Blick nach vorne. Sie stellt die aus Sicht der Autoren wahrscheinliche zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklung dar und berücksichtigt eine weiter verschärfte Energie- und Klimaschutzpolitik ebenso wie bestehende Hemmnisse für deren Umsetzung.

In den Rahmendaten gehen Energiereferenzprognose und Trendszenario davon aus, dass die **Integration der Weltwirtschaft** im Betrachtungszeitraum 2011-2050 weiter voran schreitet. Die ökonomischen Gewichte verschieben sich dabei zunehmend in die heutigen Schwellenländer, vor allem nach Asien.

Die **deutsche Wirtschaft** wächst mittel- und langfristig mit 1 % p.a. Gebremst wird das Wachstum von der rückläufigen **Bevölkerung** und der damit verbunden abnehmenden Zahl von Erwerbspersonen. Die Industrie behält auch langfristig ihre zentrale Bedeutung für die deutsche Wirtschaft.

Auf den **internationalen Märkten für Rohöl, Erdgas und Kesselkohle** sind reale Preisanstiege gegenüber derzeitigen Marktpreisen zu erwarten. Sie sind maßgeblich durch den Anstieg der Energienachfrage asiatischer Volkswirtschaften bedingt.

Die **Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle** werden im Wesentlichen von Weltmarktpreisen und Wechselkursen sowie durch Steuern und Abgaben bestimmt. Hinzu kommen ab 2020 CO<sub>2</sub>-Zuschläge für private Haushalte und Unternehmen, die nicht am Emissionshandel teilnehmen.

Die **Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate** bleiben bis 2020 auf einem moderaten Niveau. Verantwortlich dafür sind Überschussmengen u.a. in Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise. Das aktuell beschlossene Backloading hat diesbezüglich nur einen geringen Einfluss. Der Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises nach 2020 ist durch die Verknappung der Zertifikate auf euro-

päischer Ebene bedingt und zugleich gedämpft durch die Kopplung der europäischen mit internationalen Klimaschutzanstrengungen.

Bis 2025 steigen die **Strompreise in Deutschland** für Haushalte, Handel und Gewerbe sowie Industrie. Für stromintensive Industrien sinken die Kosten für den Strombezug bis 2020 und nehmen danach kontinuierlich zu.

Der **Primärenergieverbrauch** verringert sich im Betrachtungszeitraum durchgehend. Bei gleichzeitig zunehmender Wirtschaftsleistung führt dies zu einer deutlich steigenden Primärenergieproduktivität.

Die **Erneuerbaren** leisten einen weiter schnell wachsenden Beitrag zur Energieversorgung. Wind und Photovoltaik weisen auch in Zukunft hohe Zuwachsraten auf. Biomasse bleibt langfristig die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Mehr als die Hälfte aller Erneuerbaren werden zur Stromerzeugung genutzt. Fossile Energien bilden aber auch langfristig die Basis der Energieversorgung.

Die **energiebedingten Treibhausgasemissionen** liegen 2020 um 36% und 2050 um 65% niedriger als im Kyoto-Basisjahr 1990. Grund dafür sind der rückläufiger Primärenergieverbrauch und dessen langfristig abnehmende Treibhausgasintensität. Mittel- und langfristig tragen Energiewirtschaft und Endverbraucher in etwa gleichem Maße zur Emissionsreduktion bei.

Der **Endenergieverbrauch** geht mittel- und langfristig in allen Verbrauchssektoren zurück. Die Endenergieproduktivität steigt um knapp 2 % p.a. Fossile Energien verlieren an Bedeutung, der Anteil der Erneuerbaren steigt deutlich. Strom wird bis 2050 zum wichtigsten Energieträger.

Bei zunehmender Wertschöpfung sinkt der Energieverbrauch in der **Industrie**, die Energieproduktivität steigt deutlich an. Strom gewinnt als Energieträger in der Industrie weiter an Bedeutung.

Bei ausgeweiteter Wohnfläche und zunächst noch steigender Zahl der **privaten Haushalte** verringert sich deren Energieverbrauch mittel- und langfristig deutlich. Dazu tragen neben Einsparungen im Gebäudebereich auch effizientere Elektrogeräte bei. Der Anteil fossiler Energieträger geht zurück.

Der heterogene Sektor **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** (GHD) weist einen erheblichen Rückgang des Energieverbrauchs auf, auch in dynamisch wachsenden Branchen. Während der Verbrauch für die Erzeugung von Raumwärme stark abnimmt, steigt er im Bereich Kühlen / Lüften / Haustechnik massiv an.

Insgesamt verringert sich der Energieverbrauch im **Verkehr** im Betrachtungszeitraum, vor allem als Folge zunehmend effizienter Pkw und Lkw. Dazu trägt auch der Ausbau der Elektromobilität bei. Benzin und Diesel verlieren zugunsten von Biokraftstoffen, Strom und Erdgas an Bedeutung.

Die **nationalen Marktgebiete für elektrischen Strom in Europa** werden weiter zusammenwachsen. Diesbezüglich spielt auch der Netzausbau eine zentrale Rolle, der aufgrund des geänderten institutionellen Rahmens in Deutschland weiter voranschreiten wird. Der Ausbau erneuerbarer Energien wird nach 2020 ebenfalls zunehmend grenzüberschreitend organisiert.



Die **installierte Erzeugungskapazität des deutschen Kraftwerksparks** steigt im Betrachtungszeitraum kontinuierlich an. Dies ist vor allem auf den starken Ausbau erneuerbarer Energien und deren vergleichsweise geringen Beitrag an gesicherter Leistung zurückzuführen.

Die **Stromerzeugung** aus Kohlekraftwerken bleibt bis 2030 stabil, anschließend nimmt sie deutlich ab. Die Benutzungsstunden von Gaskraftwerken gehen bis 2025 vor allem aufgrund zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien zurück. In der langen Frist sorgen hohe CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise für wachsende Anteile von Erdgas an der Stromerzeugung.

Über den gesamten Betrachtungszeitraum nimmt die **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** deutlich zu. Nach 2030 entfällt auf die Windenergie der größte Anteil an der deutschen Stromerzeugung. Mit zunehmenden grenzübergreifenden Kooperationen werden Synergien erschlossen und die Kosten der Förderung gedämpft.

**Erneuerbare Energien** stehen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken in einem frühen Stadium der Entwicklung. Aufgrund von Lern- und Skaleneffekten sind in diesem Bereich daher in den kommenden Jahren weitere **Kostendegressionen** vor allem bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu erwarten.

Die **Investitionskosten konventioneller Kraftwerkstechnologien** werden in den nächsten Jahren stabil bleiben. Der Fokus zukünftiger Entwicklungen liegt auf der Optimierung des Teillastverhaltens.

Die Bruttostromerzeugung aus **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** wächst bis 2040 an. Aufgrund unterschiedlicher Zielkonflikte bleibt der Ausbau allerdings deutlich hinter den energiepolitischen Zielen zurück.

In Referenzprognose und Trendszenario werden die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung überwiegend nicht erreicht. Das **Zielszenario** zeigt, was erforderlich wäre, um die im Energiekonzept definierten energie- und Klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen.

Dabei geht es von anderen **Grundvoraussetzungen** aus als Referenzprognose und Trendszenario. Es unterstellt, dass die energie- und klimapolitischen Ziele vorrangig verfolgt werden und es der Politik gelingt, in vielen Bereichen bestehende Hemmnisse zu überwinden. Aus Sicht der Autoren ist das nicht wahrscheinlich.

Eine wesentliche Voraussetzung, um die energie- und Klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen, stellt die effizientere Energienutzung dar. Die Steigerung der **Energieeffizienz** erfordert oft Investitionen in Einspartechnologien. In allen Verbrauchssektoren und Anwendungsbereichen bestehen bislang ungenutzte und teilweise wirtschaftliche Potenziale für Energieeinsparungen.

Neue und weiterentwickelte **Technologien** in der Nutzung und Umwandlung von Energie sind die Schlüssel zur Steigerung der Energieeffizienz und zum kostengünstigen Ausbau erneuerbarer Energien. Der Markterfolg neuer Technologien hängt entscheidend vom wirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Umfeld ab.

Um die energiepolitischen Ziele zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zu erreichen, muss vor allem die **Erzeugung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken** weiter reduziert werden. Aufgrund der Einbettung des deutschen in den europäischen Strommarkt, und da

das Hauptsteuerungsinstrument zur Emissionsbegrenzung (EU ETS) ein europäisches ist, lässt sich eine wirksame Klimaschutzpolitik nur eingeschränkt auf nationaler Ebene umsetzen.

Die Umsetzung des Zielszenarios anstelle von Referenzprognose / Trendszenario ist mit **gesamtwirtschaftlichen Effekten** verbunden. Mittelfristig wäre die Umsetzung des Zielszenarios ökonomisch zu verkraften, langfristig hätte sie eher positive Auswirkungen.

In fünf **Sensitivitätsrechnungen** wurde geprüft, wie sich unterschiedliche Preise für fossile Energieträger, andere Annahmen für die Kostenentwicklung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie höhere CO<sub>2</sub>-Preise auf zentrale Ergebnisse auswirken. Mit Ausnahme der Sensitivität mit höheren CO<sub>2</sub>-Preisen, die nach 2030 zu einem deutlichen Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen, sind die Effekte gering. Die Grundaussagen der Referenzprognose und des Trendszenarios bleiben auch bei geänderten Annahmen in den Sensitivitäten erhalten.

Zur **Einordnung der Ergebnisse** wurden die im Rahmen des Projekts erstellte Referenzprognose und das Trendszenario sowie das Zielszenario mit ähnlichen Arbeiten Dritter verglichen. Dabei zeigte sich, dass die Energierferenzprognose eine ähnliche Entwicklung der Primärenergieproduktivität aufweist wie eine vergleichbare Prognose von ExxonMobil. Der Anteil der erneuerbaren Energien ist in der Referenzprognose höher. Die Absenkung des Primärenergieverbrauchs im Zielszenario entspricht in etwa der Entwicklung in einem vergleichbaren Zielszenario des BMU. Dort erfolgt der Ausbau der Erneuerbaren allerdings schneller und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen werden weiter abgesenkt. Wegen zum Teil sehr unterschiedlicher Annahmen sind die anderen Arbeiten nicht aussagekräftig vergleichbar.

Numerische Annahmen und Ergebnisse Übersicht, jährliche Änderungsraten beziehen sich auf Absolutwerte

Energierferenzprognose / Trendszenario	Einheit	Absolutwerte / Anteile				% p.a.			
		2011	2020	2030	2050	2011-2020	2020-2030	2030-2050	2011-2050
Ölpreis real (Preisbasis 2011)	USD / b	108	117	124	128	0,9	0,6	0,2	0,4
Preis für CO <sub>2</sub> -Zertifikate real (Preisbasis 2011)	EUR / t	11	10	40	76		14,9	3,3	
<b>Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland</b>									
Bevölkerung	Mio.	80	79	78	73	-0,1	-0,2	-0,3	-0,2
Private Haushalte	Mio.	40	41	41	40	-7,2	0,2	-0,1	0,0
BIP real (Preisbasis 2005)	Mrd. EUR	2.452	2.688	3.031	3.655	1,0	1,2	0,9	1,0
BWS Industrie real (Preisbasis 2005)	Mrd. EUR	376	427	489	601	1,4	1,4	1,0	1,2
PKW-Bestand	Mio.	42	44	44	42	0,5	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.134	1.143	1.140	1.085	0,1	0,0	-0,2	-0,1
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	629	702	804	920	1,2	1,4	0,7	1,0
<b>Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2011)</b>									
Heizöl leicht	Euro Cent / l	82	94	112	135	1,6	1,8	1,0	1,3
Erdgas	Cent / kWh	6,7	7,7	8,5	9,7	1,6	1,1	0,6	1,0
Strom	Cent / kWh	25,9	29,2	28,4	26,8	1,4	-0,3	-0,3	0,1
<b>Preise Industrie (ohne MwSt), real (Preisbasis 2011)</b>									
Heizöl leicht	EUR / t	798	902	1.070	1.280	1,4	1,7	0,9	1,2
Erdgas	Cent / kWh	3,2	4,2	4,9	5,8	2,8	1,6	0,9	1,5
Strom (Industrie normal)	Cent / kWh	11,9	15,9	15,7	14,7	3,3	-0,1	-0,3	0,5
Strom (Industrie stromintensiv)	Cent / kWh	5,5	4,9	7,8	10,0	-1,3	4,8	1,3	1,5
<b>Primärenergieverbrauch (PEV)</b>									
Kernenergie	%	8,7%	5,8%	0,0%	0,0%	-5,9			
Steinkohle	%	12,6%	11,5%	12,7%	9,0%	-2,5	-0,3	-2,8	-2,1
Braunkohle	%	11,5%	12,0%	12,0%	3,2%	-1,1	-1,2	-7,5	-4,4
Mineralöle	%	33,3%	31,8%	30,8%	27,5%	-2,0	-1,5	-1,7	-1,7
Gase	%	21,5%	20,3%	20,6%	24,2%	-2,2	-1,1	-0,3	-0,9
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	1,9%	1,4%	1,6%	1,8%	-4,7	0,1	-0,4	-1,3
Erneuerbare Energien	%	10,8%	18,4%	24,0%	34,5%	4,5	1,4	0,7	1,8
Aussenhandelsaldo Strom	%	-0,2%	-1,2%	-1,8%	-0,3%				
<b>Endenergieverbrauch (EEV)</b>									
Private Haushalte	%	26%	27%	25%	23%	-0,8	-1,4	-1,2	-1,2
GHD	%	15%	14%	13%	14%	-1,9	-1,4	-0,6	-1,1
Industrie	%	30%	30%	32%	34%	-0,7	-0,5	-0,5	-0,5
Verkehr	%	29%	29%	30%	30%	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
Kohle	%	5,4%	4,5%	4,9%	4,0%	-3,0	-0,1	-1,7	-1,6
Mineralölprodukte	%	37,1%	33,2%	30,5%	24,5%	-2,1	-1,8	-1,8	-1,9
Gase	%	24,2%	23,7%	21,9%	21,0%	-1,1	-1,7	-1,0	-1,2
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	1,1%	1,2%	1,2%	1,3%	-0,4	-0,4	-0,6	-0,5
Strom	%	21,1%	22,0%	23,7%	27,4%	-0,5	-0,2	0,0	-0,2
Fernwärme	%	4,7%	5,0%	4,9%	3,8%	-0,3	-1,2	-1,9	-1,4
Erneuerbare Energieträger	%	6,3%	10,4%	13,0%	17,6%	4,8	1,3	0,8	1,8
<b>Bruttostromerzeugung</b>									
Kernkraft	%	18%	10%	0%	0%	-5,9			
Steinkohle	%	18%	17%	18%	9%	-0,7	0,2	-3,8	-2,1
Braunkohle	%	25%	25%	23%	5%	0,4	-1,1	-7,6	-4,1
Öl und Sonstige	%	5%	2%	2%	4%	-8,7	-1,2	3,0	-0,9
Erdgas	%	14%	7%	10%	19%	-6,3	3,2	2,5	0,6
Erneuerbare	%	20%	38%	47%	63%	7,4	2,1	1,1	2,8
<b>Indikatoren Energieproduktivität</b>									
Einwohner / PEV	BEV/TJ	5,9	6,7	7,5	8,8	1,4	1,1	0,8	1,0
BIP real 2005 / PEV	EUR / GJ	180	227	290	437	2,6	2,5	2,1	2,3
BIP real 2005 / EEV	EUR / GJ	276	329	407	572	2,0	2,1	1,7	1,9
Anzahl der privaten Haushalte / EEV PHH	Haushalte/TJ	17	19	22	27	1,1	1,5	1,1	1,2
BWS GHD / EEV GHD	EUR / MJ	1,3	1,6	2,1	2,9	2,8	2,6	1,5	2,1
BWS IND / EEV IND	EUR / GJ	143	172	207	279	2,1	1,8	1,5	1,7
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / GJ	672	750	869	1.073	1,2	1,5	1,1	1,2
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	Pkm / GJ	716	803	887	1.032	1,3	1,0	0,8	0,9
<b>Treibhausgasemissionen</b>									
THG-Emissionen, energiebedingt <sup>1)</sup>	Mio. t	751	633	564	346	-1,3	-1,9	-1,1	-2,4
Änderung gegenüber 1990	%	-24%	-36%	-43%	-65%				
<b>Spezifische THG-Emissionen</b>									
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real 2005	g / EUR	306	235	186	95	-2,7	-2,9	-2,3	-3,3
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	9,4	8,0	7,2	4,7	-1,3	-1,8	-1,0	-2,1

<sup>1)</sup> ohne internationalen Luftverkehr

Numerische Annahmen und Ergebnisse Übersicht, jährliche Änderungsraten beziehen sich auf Absolutwerte

Zielszenario	Einheit	Absolutwerte / Anteile				% p.a.			
		2011	2020	2030	2050	2011-2020	2020-2030	2030-2050	2011-2050
Ölpreis real (Preisbasis 2011)	USD / b	108	117	124	128	0,9	0,6	0,2	0,4
Preis für CO <sub>2</sub> -Zertifikate real (Preisbasis 2011)	EUR / t	13	10	40	76		14,9	3,3	
<b>Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland</b>									
Bevölkerung	Mio.	80	79	78	73	-0,1	-0,2	-0,3	-0,2
Private Haushalte	Mio.	40	41	41	40	-7,2	0,2	-0,1	0,0
BIP real (Preisbasis 2005)	Mrd. EUR	2.452	2.688	3.031	3.655	1,0	1,2	0,9	1,0
BWS Industrie real (Preisbasis 2005)	Mrd. EUR	376	427	489	601	1,4	1,4	1,0	1,2
PKW-Bestand	Mio.	42	44	44	42	0,5	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.134	1.143	1.140	1.085	0,1	0,0	-0,2	-0,1
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	629	702	804	920	1,2	1,4	0,7	1,0
<b>Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2011)</b>									
Heizöl leicht	Euro Cent / l	82	98	116	135	2,1	1,7	0,8	1,3
Erdgas	Cent / kWh	6,7	8,0	8,8	9,7	2,0	1,0	0,5	1,0
Strom	Cent / kWh	25,9	30,4	29,5	27,2	1,8	-0,3	-0,4	0,1
<b>Preise Industrie (ohne MwSt), real (Preisbasis 2011)</b>									
Heizöl leicht	EUR / t	798	953	1.115	1.280	2,0	1,6	0,7	1,2
Erdgas	Cent / kWh	3,2	4,5	5,1	5,8	3,6	1,4	0,6	1,5
Strom (Industrie normal)	Cent / kWh	11,9	16,9	16,6	15,0	4,0	-0,2	-0,5	0,6
Strom (Industrie stromintensiv)	Cent / kWh	5,5	5,4	8,3	10,4	-0,2	4,4	1,1	1,6
<b>Primärenergieverbrauch (PEV)</b>									
	PJ	13.599	11.340	9.444	6.891	-2,0	-1,8	-1,6	-1,7
Kernenergie	%	8,7%	6,0%	0,0%	0,0%	-5,9			
Steinkohle	%	12,6%	7,9%	7,5%	5,0%	-6,9	-2,3	-3,5	-4,0
Braunkohle	%	11,5%	11,9%	10,7%	2,4%	-1,7	-2,8	-8,7	-5,6
Mineralöle	%	33,3%	32,0%	29,1%	19,7%	-2,4	-2,7	-3,5	-3,0
Gase	%	21,5%	20,7%	20,4%	19,0%	-2,4	-2,0	-1,9	-2,0
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	1,9%	1,4%	1,6%	1,9%	-4,9	-0,6	-0,8	-1,7
Erneuerbare Energien	%	10,8%	20,7%	30,8%	51,0%	5,4	2,2	0,9	2,3
Aussenhandelsaldo Strom	%	-0,2%	-0,7%	-0,3%	0,8%				
<b>Endenergieverbrauch (EEV)</b>									
	PJ	8.881	7.949	6.917	5.345	-1,2	-1,4	-1,3	-1,3
Private Haushalte	%	26%	27%	26%	25%	-0,9	-1,7	-1,6	-1,5
GHD	%	15%	14%	13%	14%	-2,2	-1,8	-1,0	-1,5
Industrie	%	30%	30%	31%	32%	-1,1	-1,0	-1,1	-1,1
Verkehr	%	29%	29%	29%	29%	-1,2	-1,4	-1,3	-1,3
Kohle	%	5,4%	4,5%	3,9%	2,9%	-3,3	-2,8	-2,8	-2,9
Mineralölprodukte	%	37,1%	32,4%	26,0%	12,6%	-2,7	-3,5	-4,8	-4,0
Gase	%	24,2%	23,3%	21,5%	18,2%	-1,7	-2,2	-2,1	-2,0
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	1,1%	1,2%	1,1%	1,1%	-0,8	-1,5	-1,4	-1,3
Strom	%	21,1%	22,0%	23,9%	28,6%	-0,8	-0,6	-0,4	-0,5
Fernwärme	%	4,7%	5,0%	4,9%	3,6%	-0,5	-1,7	-2,7	-2,0
Erneuerbare Energieträger	%	6,3%	11,6%	18,7%	32,7%	5,8	3,4	1,5	3,0
<b>Bruttostromerzeugung</b>									
	TWh	609	576	516	459	-0,6	-1,1	-0,6	-0,7
Kernkraft	%	18%	11%	0%	0%	-5,9			
Steinkohle	%	18%	8%	6%	1%	-9,7	-3,7	-10,5	-8,6
Braunkohle	%	25%	26%	22%	4%	-0,2	-2,6	-8,9	-5,4
Öl und Sonstige	%	5%	3%	3%	5%	-8,4	-1,2	2,4	-1,1
Erdgas	%	14%	9%	9%	9%	-4,8	-1,4	-0,4	-1,7
Erneuerbare	%	20%	44%	61%	82%	8,3	2,1	0,9	2,9
<b>Indikatoren Energieproduktivität</b>									
Einwohner / PEV	BEV/TJ	5,9	7,0	8,3	10,6	1,9	1,7	1,3	1,5
BIP real 2005 / PEV	EUR / GJ	180	237	321	530	3,1	3,1	2,5	2,8
BIP real 2005 / EEV	EUR / GJ	276	338	438	684	2,3	2,6	2,3	2,4
Anzahl der privaten Haushalte / EEV PHH	Haushalte/TJ	17	19	23	30	1,2	1,8	1,5	1,5
BWS GHD / EEV GHD	EUR / MJ	1,3	1,7	2,3	3,3	3,1	3,0	1,9	2,5
BWS IND / EEV IND	EUR / GJ	143	179	227	348	2,6	2,4	2,2	2,3
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / GJ	672	781	974	1.384	1,7	2,2	1,8	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	Pkm / GJ	716	827	950	1.207	1,6	1,4	1,2	1,3
<b>Treibhausgasemissionen</b>									
		2011	2020	2030	2050	1990-2011	2011-2020	2020-2030	2030-2050
THG-Emissionen, energiebedingt <sup>1)</sup>	Mio. t	751	568	434	196	-1,3	-3,0	-2,7	-3,9
Änderung gegenüber 1990	%		-24%	-43%	-56%	-80%			
<b>Spezifische THG-Emissionen</b>									
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real 2005	g / EUR	306	211	143	54	-2,7	-4,0	-3,8	-4,8
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	9,4	7,2	5,6	2,7	-1,3	-2,9	-2,5	-3,6

<sup>1)</sup> ohne internationalen Luftverkehr

## Das Projekt im Überblick

(Abschnitt 2.2 des Berichts)

**Kern des Projekts „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ stellt die Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 dar, ergänzt um ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario. Daneben wurden u.a. ein Zielszenario und Sensitivitätsrechnungen erstellt sowie mehrere Schwerpunktthemen behandelt.**

Den Kern des Projekts bildet die Energiereferenzprognose bis zum Jahr 2030. Sie stellt vor dem Hintergrund der erwarteten Umfeldbedingungen die aus Sicht der Autoren wahrscheinliche Entwicklung dar. Das Trendszenario führt die in der Prognose angelegten Pfade bis ins Jahr 2050 fort.

In fünf Sensitivitätsrechnungen wurde geprüft, wie sich unterschiedliche Preise für fossile Energieträger, andere Annahmen für die Kostenentwicklung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie höhere CO<sub>2</sub>-Preise auf zentrale Ergebnisse auswirken.

Da in Referenzprognose und Trendszenario die Ziele des Energiekonzepts überwiegend nicht erreicht werden, wurde ergänzend ein Zielszenario entwickelt. In diesem werden – definitionsgemäß - die meisten Ziele erreicht.

Die Unterschiede zwischen Referenzprognose / Trendszenario und Zielszenario wurden hinsichtlich ihrer Wirkung auf wesentliche gesamtwirtschaftliche Größen analysiert.

Im Vorfeld der Prognose wurden wichtige Einflussgrößen im Rahmen von Schwerpunktanalysen behandelt:

- die Entwicklung der weltweiten Energiemärkte und ihre Konsequenzen für die Preise,
- die strukturellen Veränderungen im Elektrizitätssektor,
- Bedeutung und Potenziale einer steigenden Energieeffizienz,
- technologische Entwicklungen, die für Energieverbrauch und Energieumwandlung relevant sind oder werden.

Daneben erfolgte eine Bestandaufnahme der energiewirtschaftlichen Entwicklung auf nationaler und internationaler Ebene für den Zeitraum 1990 bis 2011.

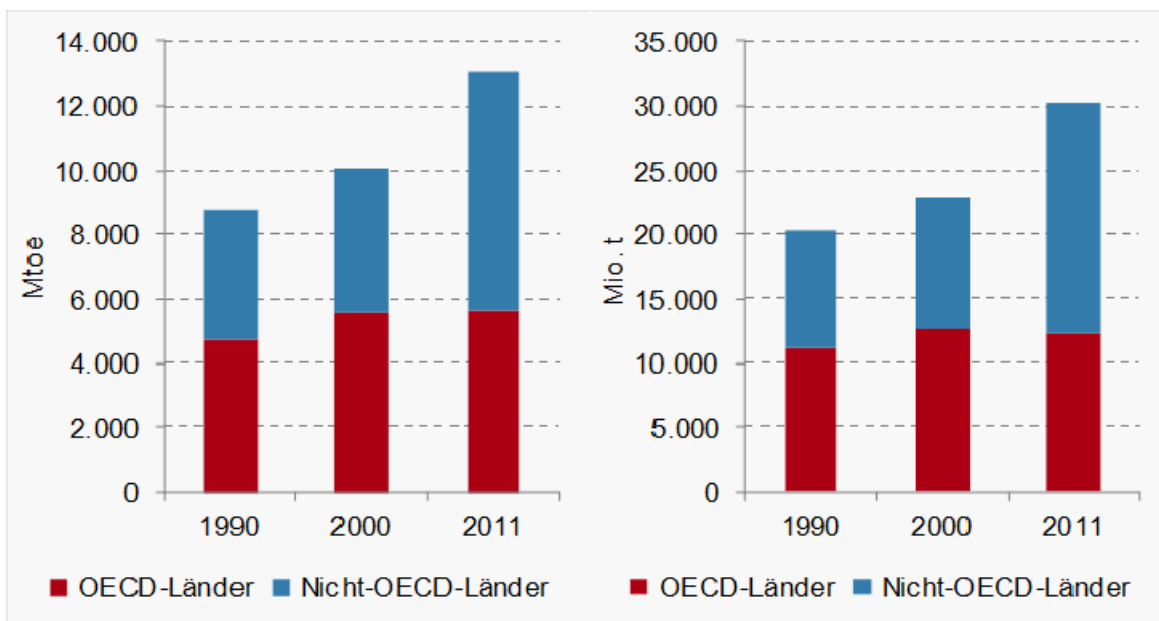
Schließlich wurden die im Rahmen dieses Projekts erarbeiteten Prognose sowie die Szenarien mit aktuellen Prognosen und Szenarien Dritter verglichen.

## Bestandsaufnahme auf globaler Ebene

(Abschnitt 8.3.1 des Berichts)

**Global wurde der Energieverbrauch seit 1990 um 50 % ausgeweitet. Die Bedeutung der fossilen Energieträger hat sich bis 2011 nicht verändert. Erneuerbare wurden etwas wichtiger, Kernenergie hat an Bedeutung etwas verloren. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind parallel zum Primärenergieverbrauch angestiegen. Rund 90 % des Zuwachses zwischen 1990 und 2011 entfielen auf die heutigen Entwicklungs- und Schwellenländer.**

*Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Ländergruppen 1990 – 2011, in Mtoe bzw. Mio. t*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Im Jahr 2011 wurden weltweit rund 50 % mehr Energie verbraucht als 1990. Seit 2000 hat sich der Verbrauchsanstieg beschleunigt. Entscheidend für die Zunahme war die Verbrauchsausweitung der heutigen Entwicklungs- und Schwellenländer. Ihr Primärenergieverbrauch überstieg im Jahr 2011 den entsprechenden Wert von 1990 um mehr als 80 %.

Wie im Jahr 1990 deckten auch 2011 fossile Energieträger mehr als 80 % des weltweiten Energieverbrauchs. Zugenommen haben die Anteile von Kohle und Gas. Der Beitrag von Erdöl ging zurück, mit über 30 % blieb es aber der wichtigste Energieträger. Der Anteil erneuerbarer Energien ist im betrachteten Zeitraum leicht gestiegen, derjenige der Kernenergie etwas zurückgegangen.

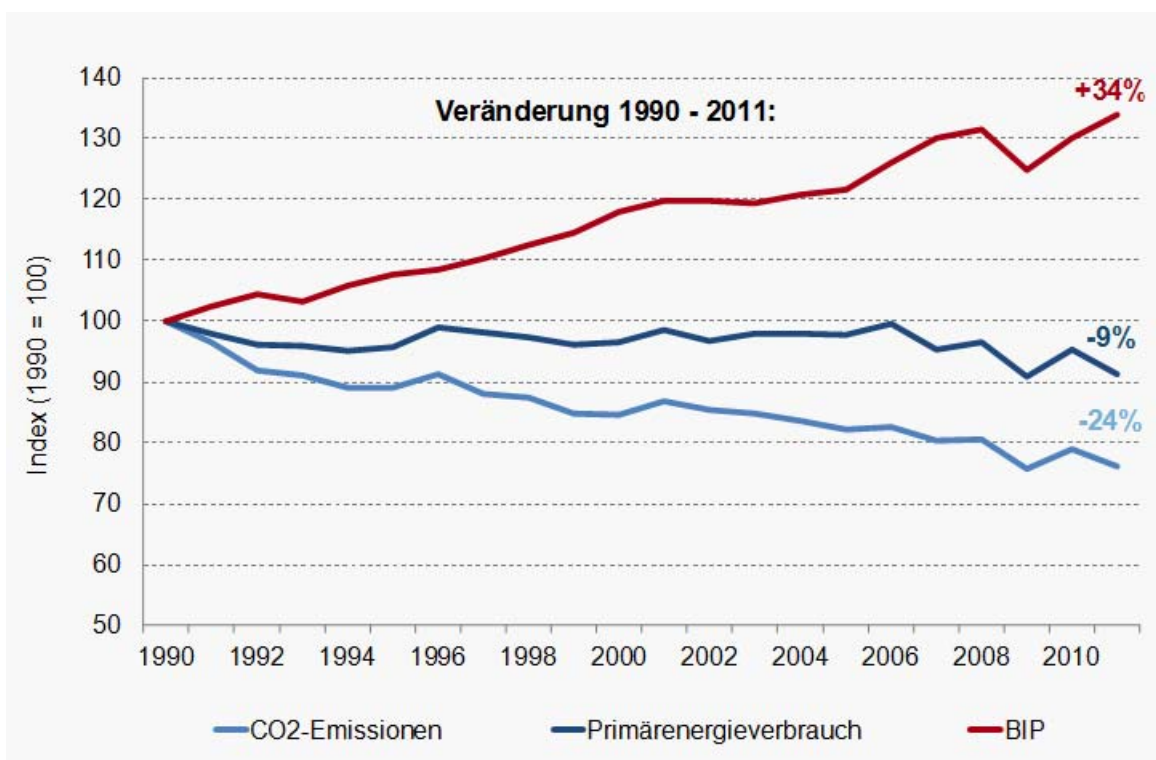
Bei den energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zeigt sich ein ähnliches Muster wie beim globalen Energieverbrauch. Zwischen 1990 und 2011 stiegen sie um knapp 50 % an, wobei fast 90 % der Zunahme auf die Entwicklungs- und Schwellenländer entfielen. Diese trugen 2011 mit knapp 60 % zu den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Im Jahr 1990 hatte dieser Wert bei 46 % gelegen.

## Bestandsaufnahme auf nationaler Ebene

(Abschnitt 8.3.2 des Berichts)

Im Zeitraum 1990 bis 2011 haben sich Primärenergieverbrauch und Wirtschaftsleistung in Deutschland weitgehend entkoppelt. Im Energiemix haben fossile Energieträger Anteile verloren, Erneuerbare haben Anteile gewonnen. Rückläufiger Energieverbrauch und strukturelle Veränderungen zugunsten CO<sub>2</sub>-armer oder CO<sub>2</sub>-freier Energieträger führten zu einem Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 24 % zwischen 1990 und 2011.

Reales BIP, Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen 1990 – 2011, Index, 1990=100



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Auf den ersten Blick hat sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland seit 1990 nur wenig verändert. Bis 2006 blieb er – abgesehen von jährlichen Schwankungen weitgehend stabil, danach ging er trendmäßig zurück. Damit hat sich der Verbrauch vom BIP entkoppelt, das im Betrachtungszeitraum um ein Drittel gestiegen ist.

Erhebliche Verschiebungen weist die Energieträgerstruktur auf. Trugen im Jahr 1990 fossile Energien mit 87 % zur Verbrauchsdeckung bei, waren es 2011 noch 79 %. Ursächlich hierfür ist vor allem der seit der Deutschen Einheit deutlich eingeschränkte Einsatz von Braunkohle in der Stromerzeugung. Anteile gewonnen haben Erdgas und vor allem erneuerbare Energien.

Der langfristig leicht abnehmende Verbrauch und die deutlich geänderte Energieträgerstruktur zeigen sich im trendmäßigen Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Jahr 2011 lagen sie knapp 24 % (2012 um rund 22 %) niedriger als 1990. Dabei gingen die direkt dem Endenergieverbrauch zuzurechnenden CO<sub>2</sub>-Emissionen absolut mehr als doppelt so stark zurück wie die Emissionen der von der Stromerzeugung geprägten Energiewirtschaft.

## Charakter von Referenzprognose und Trendszenario

(Abschnitt 2.1 des Berichts)

**Die Referenzprognose zeigt einen umfassenden Blick auf die aus Sicht der Autoren wahrscheinliche zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklung. Sie berücksichtigt eine zukünftig weiter verschärfte Energie- und Klimaschutzpolitik ebenso wie bestehende Hemmnisse für deren Umsetzung.**

Die Referenzprognose zeichnet ein wahrscheinliches Bild der energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland vor dem Hintergrund der erwarteten wirtschaftlichen, demografischen und politischen Veränderungen im nationalen und internationalen Umfeld.

Die Energie- und Klimaschutzpolitik wird annahmegemäß in Zukunft verschärft. Es werden auch Maßnahmen berücksichtigt, die heute noch nicht beschlossen sind. Die Referenzprognose geht aber auch davon aus, dass Energie- und Klimaschutzpolitik ein Politikfeld unter anderen ist und erforderliche Kompromisse nicht in allen Fällen zu ihren Gunsten getroffen werden.

Hemmnisse, die einer konsequenten Energie- und Klimaschutzpolitik entgegen stehen, werden berücksichtigt. Dazu zählen z. B. Informationsdefizite, individuelle Präferenzen, mangelnder Zugang zu Kapital, spezifische Investitionskalküle, irrationales Verhalten, Marktversagen, Beharrungskräfte und ungelöste Verteilungsfragen.

Im Trendszenario werden die in der Referenzprognose – sie reicht bis zum Jahr 2030 – angelegten Entwicklungen bis ins Jahr 2050 fortgeschrieben.

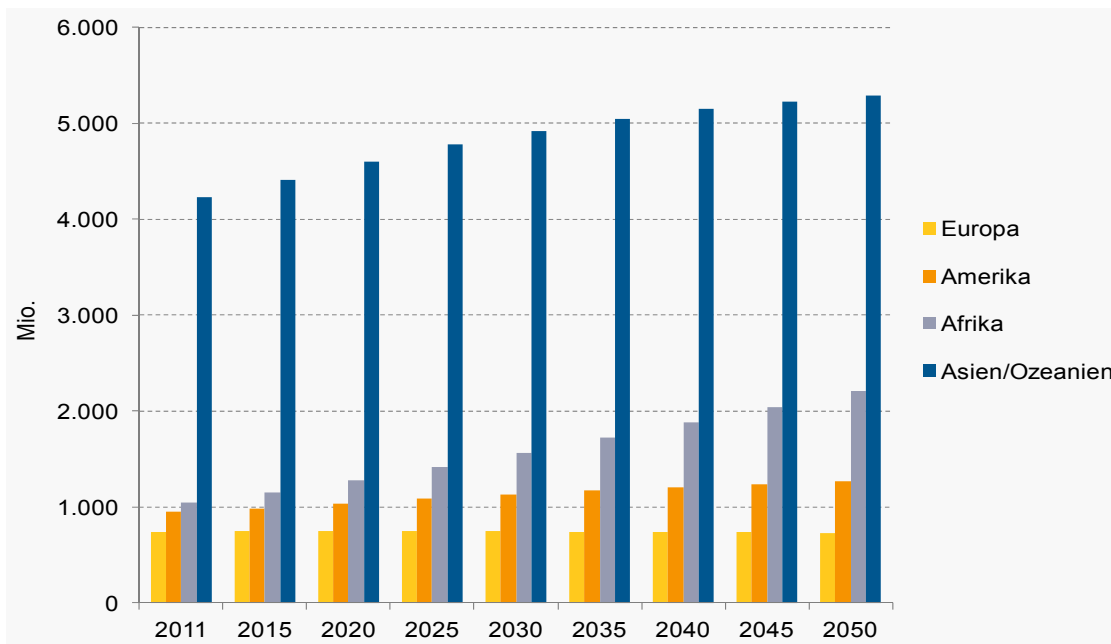


## Globaler Rahmen

(Abschnitt 3.1.1 des Berichts)

**Die Integration der Weltwirtschaft schreitet im Betrachtungszeitraum weiter voran. Die ökonomischen Gewichte verschieben sich zunehmend in die heutigen Schwellenländer, vor allem nach Asien.**

*Bevölkerung nach Regionen 2011 – 2050, in Mio. Personen*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die wirtschaftliche Entwicklung der einzelnen Volkswirtschaften hängt zunehmend von den Veränderungen im globalen Umfeld ab. Durch das Internet werden die internationalen Verflechtungen ebenso intensiviert wie durch die multinationale Ausrichtung von Unternehmen, die regionale Absatzchancen und Kostendifferenzen nutzen.

Die günstigen Wachstumsperspektiven zeigen sich in den heutigen Schwellenländern und hier vor allem in China und Indien. Die Industrieländer spielen für die Dynamik der Weltwirtschaft eine immer kleinere Rolle.

Mittelfristig und insbesondere längerfristig wächst Indien schneller als China. Dabei profitiert die Wirtschaft in Indien von der – anders als in China – günstigen Bevölkerungsentwicklung. Die Zunahme der arbeitsfähigen Bevölkerung dämpft die Lohn-Preis-Dynamik und stärkt die internationale Preiswettbewerbsfähigkeit.

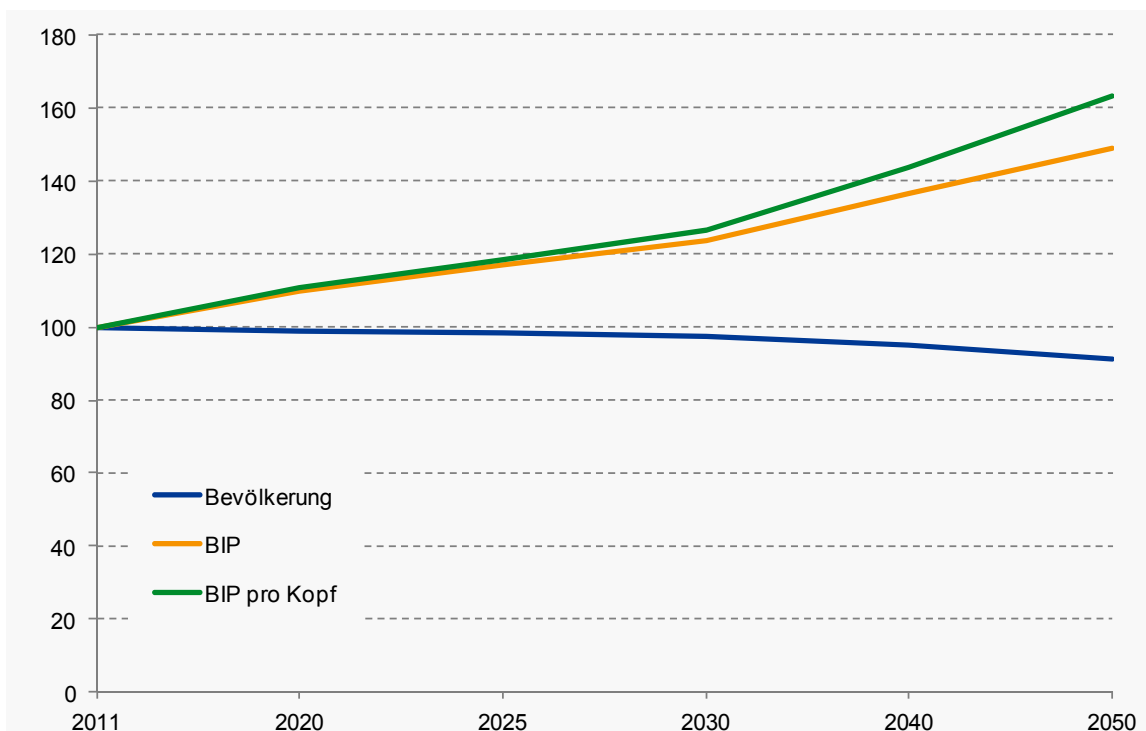
Innerhalb der heutigen Industrieländer entwickeln sich die USA mittel- und langfristig dynamischer als die EU. Ein wesentlicher Grund dafür ist die in den USA wachsende Bevölkerung. In der EU begrenzt die rückläufige Einwohnerzahl die Ausweitung der Binnennachfrage und verringert das Erwerbspersonenpotenzial.

## Rahmenannahmen für Deutschland

(Abschnitt 3.1.2 des Berichts)

**Die deutsche Wirtschaft wächst mittel- und langfristig mit 1 % p.a. Gebremst wird das Wachstum von der rückläufigen Bevölkerung und der damit verbunden abnehmenden Zahl von Erwerbspersonen. Die Industrie behält auch langfristig ihre zentrale Bedeutung für die deutsche Wirtschaft.**

*Bevölkerung, Bruttoinlandsprodukt und Pro-Kopf-Einkommen in Deutschland, 2011 – 2050, Index, 2011=100*



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland wird zunehmend von den Veränderungen im globalen Umfeld geprägt. Konsequenzen hat dies für Standortentscheidungen und inhaltliche Ausrichtung von Unternehmen.

Langfristig bremst die Bevölkerungsentwicklung das Wirtschaftswachstum in Deutschland. Die rückläufige Einwohnerzahl verringert das Erwerbspersonenpotenzial und begrenzt die Ausweitung der Binnennachfrage.

Das reale Bruttoinlandsprodukt wächst mittel- und langfristig mit einer durchschnittlichen Rate von 1 % p.a. In Verbindung mit dem Bevölkerungsrückgang führt dies zu einem Anstieg des durchschnittlichen realen Pro-Kopf-Einkommens um 27 % bis 2030 und um 63 % bis 2050.

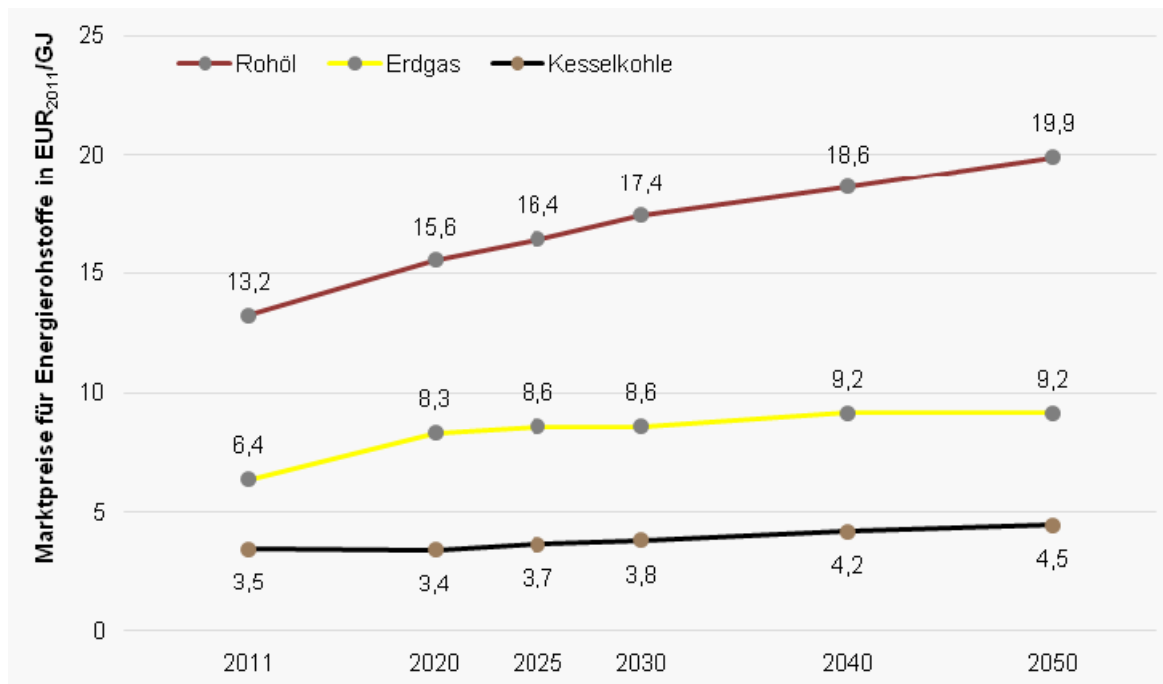
Die Industrie behält ihre Position und spielt auch langfristig eine zentrale Rolle für die deutsche Wirtschaft. Innerhalb der Industrie setzt sich der Strukturwandel fort. Die Hersteller von Investitionsgütern und Konsumprodukten gewinnen weiter an Bedeutung, ebenso prägen Dienstleistungen mehr und mehr auch die Angebotspalette von Industrieunternehmen.

## Preise für Energierohstoffe

(Abschnitt 8.2.1 des Berichts)

**Für Rohöl, Erdgas und Kesselkohle sind reale Preisanstiege gegenüber den aktuellen Marktpreisen zu erwarten. Sie sind maßgeblich durch den Anstieg der Energienachfrage asiatischer Volkswirtschaften bedingt.**

Preise für Energierohstoffe in Referenzprognose und Trendszenario 2011-2050, in EUR<sub>2011</sub>/GJ



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Auf globaler Ebene ist die geologische Verfügbarkeit der fossilen Energierohstoffe Rohöl, Erdgas und Kesselkohle langfristig gesichert. Die Entwicklung von Rohstoffreserven und statischen Reichweiten hängt stark vom zukünftigen technologischen Fortschritt sowie der Marktpreisentwicklung ab.

Bis 2030 wächst der globale Rohölverbrauch auf rund 100 mbb/d gegenüber 87 mbb/d in 2011. Hauptursache hierfür ist die steigende Nachfrage der Verkehrssektoren schnell wachsender Entwicklungs- und Schwellenländer. Preisdämpfend wirken die hohen Investitionen in die globalen Förderkapazitäten sowie die zunehmende Erschließung unkonventioneller Rohölvorkommen.

Politische und regulatorische Bestrebungen zur Reduktion von CO<sub>2</sub> und anderen Schadstoffemissionen führen bis 2030 zu einem deutlichen Anstieg der globalen Erdgasnachfrage. Die Angleichung der kontinentalen Gaspreise durch regionale LNG-Preisarbitrage erhöht die Preise im europäischen Erdgasmarkt.

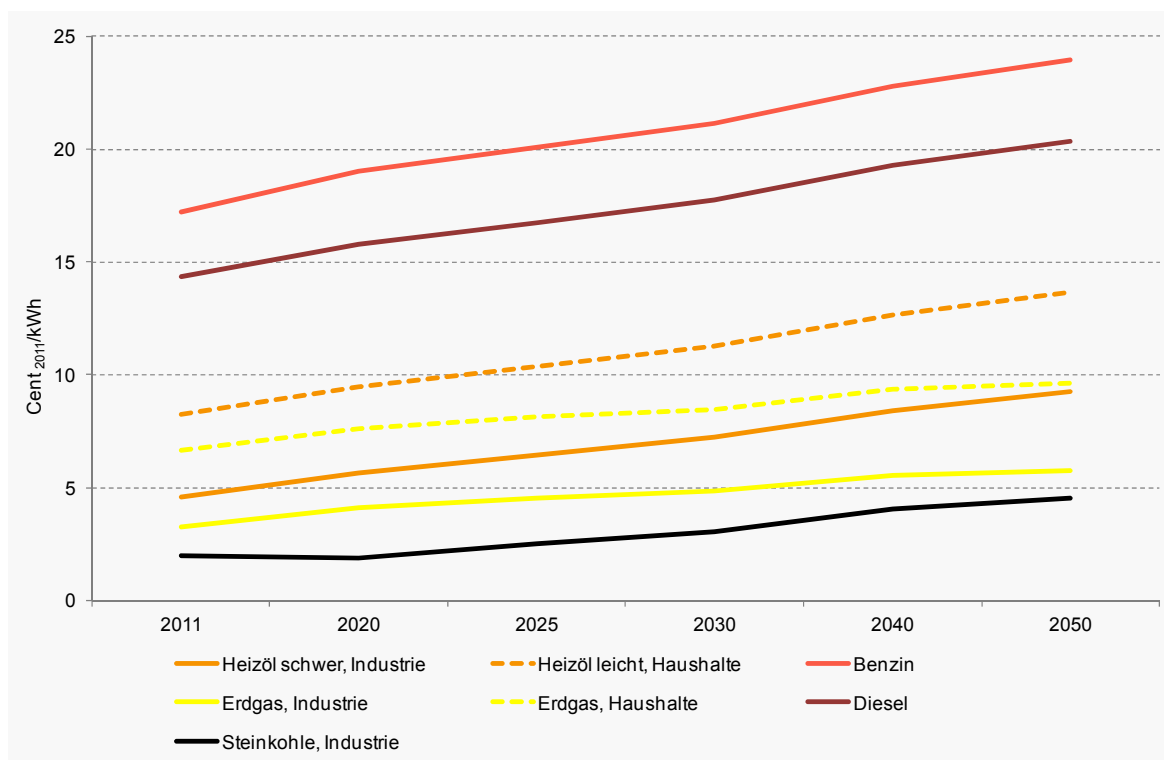
In Asien führt die steigende Stromnachfrage in vielen Volkswirtschaften insbesondere in China und Indien, gepaart mit auf Kohle basierenden Elektrizitätssektoren, zu einer steigenden Nachfrage nach Kesselkohle. Als Folge dürften die gegenwärtig niedrigen Kohlepreise trendmäßig ansteigen.

## Verbraucherpreise für fossile Energieträger

(Abschnitt 3.1.3.2 des Berichts)

Die Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle werden im Wesentlichen von Weltmarktpreisen und Wechselkursen sowie durch Steuern und Abgaben bestimmt. Hinzu kommen ab 2020 CO<sub>2</sub>-Zuschläge für private Haushalte und Unternehmen, die nicht am Emissionshandel teilnehmen.

Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Steinkohle, Haushaltspreise mit MwSt., Industriepreise ohne MwSt., real in Cent<sub>2011</sub>/kWh



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Die realen Preise für von privaten Haushalten bezogenes leichtes Heizöl und Erdgas steigen zwischen 2011 und 2030 um 37 % bzw. 27 %. Im Jahr 2050 sind sie um 66 % bzw. 45 % höher als 2011. Der stärkere Preisanstieg von Heizöl ist vor allem durch im Vergleich zu Erdgas schneller steigende Grenzübergangpreise von Rohöl bedingt.

Für industrielle Kunden fallen die relativen Preissteigerungen höher aus als für private Haushalte. Grund dafür ist die hier geringere Belastung mit Steuern und Abgaben. Am stärksten verteuern sich schweres Heizöl und Steinkohle. Dabei spielt der ab 2020 unterstellte CO<sub>2</sub>-Zuschlag für Unternehmen, die nicht am Emissionshandel teilnehmen, eine wichtige Rolle. Im Jahr 2050 macht der CO<sub>2</sub>-Zuschlag bei schwerem Heizöl und Steinkohle rund ein Drittel des Preises aus.

Annahmegemäß zahlen Unternehmen, die nicht am Emissionshandel teilnehmen und private Haushalte einen Zuschlag, der sich an den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen und dem spezifischen CO<sub>2</sub>-Gehalt der Energieträger bemisst.

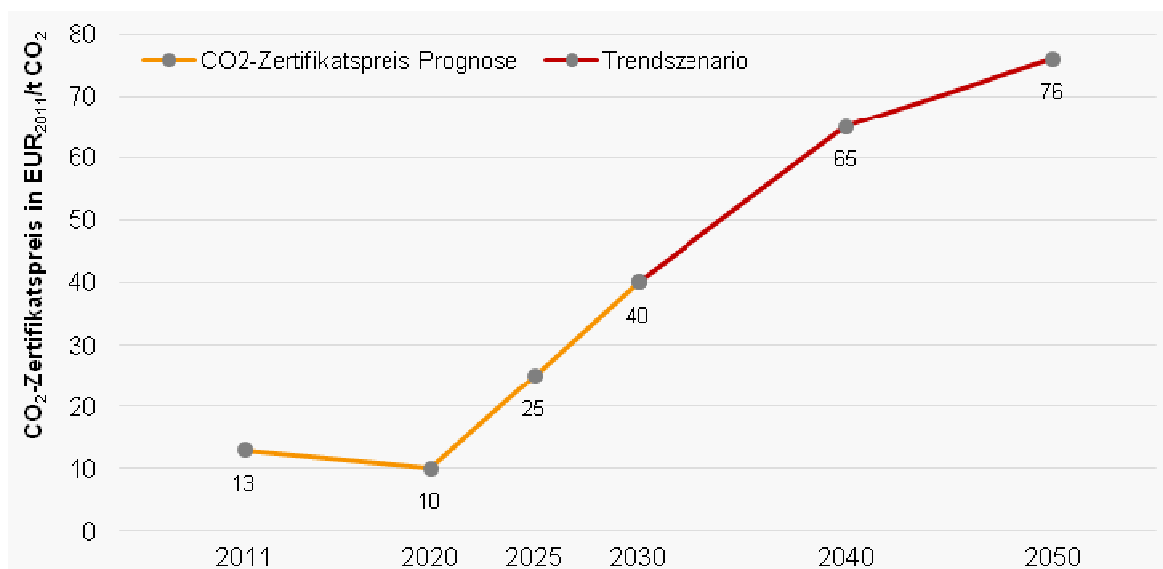
Die Preise für Benzin und Dieselkraftstoff liegen 2030 um rund ein Viertel höher als 2011, 2050 sind es rund 40 %. Der vergleichsweise geringe relative Anstieg ist eine Folge der hohen Belastung mit Mineralölsteuer, die im Betrachtungszeitraum als real konstant angenommen wird.

## Entwicklung des Emissionshandels

(Abschnitt 8.2.2.2 des Berichts)

**Bis 2020 bleiben die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate auf einem moderaten Niveau. Verantwortlich dafür sind Überschussmengen u.a. in Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise. Das aktuell beschlossene Backloading hat diesbezüglich nur einen geringen Einfluss. Der Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises nach 2020 ist durch die Verknappung der Zertifikate auf europäischer Ebene bedingt und wird zugleich gedämpft durch die Kopplung der europäischen mit internationalen Klimaschutzanstrengungen.**

Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Referenzprognose und Trendszenario 2011-2050, in EUR<sub>2011</sub>/t CO<sub>2</sub>



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Der EU-Emissionshandel ist das zentrale Instrument zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa. Durch die Begrenzung und anschließende Verauktionierung von Emissionsrechten („Cap and Trade“) sollen die externen Kosten der Klimagasemissionen internalisiert und ein wirtschaftlicher Anreiz zur Emissionsreduktion gegeben werden.

Die Finanz- und Wirtschaftskrise ab 2007 und die damit verbundene Dämpfung des Energieverbrauchs sowie eine zunehmende Anrechnung von internationalen Emissionsrechten (nach den Flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls) führen zu einem Überschuss an Emissionsrechten in der aktuellen Handelsperiode. Dieser Überschuss lässt den Zertifikatspreis zunächst auf moderatem Niveau verharren.

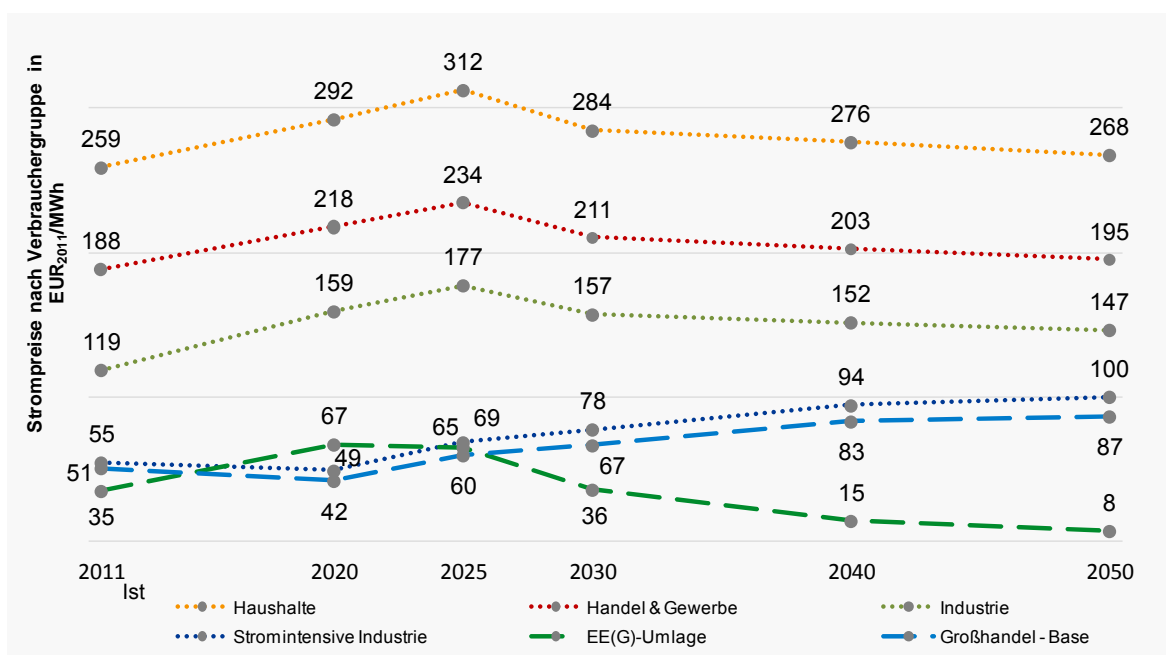
Nach 2020 steigt der CO<sub>2</sub>-Preis, wenn aufgrund der Verknappung der Zertifikate das Überangebot deutlich abgebaut wird. Dabei spielt die Kopplung des europäischen Emissionshandels mit internationalen Klimaschutzanstrengungen eine zunehmende Rolle. Ohne die daraus folgende Anrechnung internationaler Treibhausgasreduktionsanstrengungen würden in der langen Frist CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise von über 100 EUR<sub>2011</sub>/t CO<sub>2</sub> erforderlich sein, um das Ziel einer 80%-igen CO<sub>2</sub>-Reduktion zu erreichen. Die zunehmende Öffnung des europäischen CO<sub>2</sub>-Regimes hin zu internationalen Klimaregimen hilft, Zielkonflikte zwischen Klimaschutz und internationaler Wettbewerbsfähigkeit sowie Verlagerungen CO<sub>2</sub>-intensiver Produktionen ins Ausland („Carbon Leakage“) zu begrenzen und die gesellschaftliche Akzeptanz von Klimaschutz zu erhalten.

## Großhandels- und Verbraucherpreise für Strom

(Abschnitt 3.2.4.5 des Berichts)

**Bis 2020 sinkt der Großhandelspreis für Strom vor allem aufgrund der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Der anschließende Anstieg ist auf zunehmende Kosten für Brennstoffbezug und CO<sub>2</sub>-Zertifikate zurückzuführen. Die Verbraucherpreise steigen aufgrund von Umlagen und Abgaben bis 2025 an. Für die hiervon weitgehend befreiten stromintensiven Industrien gehen die Strompreise bis 2020 zurück, danach erhöhen sie sich kontinuierlich.**

Verbraucherpreise in Referenzprognose und Trendszenario 2011-2050, in EUR<sub>2011</sub>/MWh



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Bis 2020 sinkt der Großhandelspreis vor allem aufgrund der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der anschließende Anstieg ist auf zunehmende Kosten für Brennstoffbezug und CO<sub>2</sub>-Zertifikate zurückzuführen. Wegen des starken Ausbaus erneuerbarer Energien sowie sinkender Großhandelspreise erhöht sich die EE(G)-Umlage bis 2020 gegenüber 2011 deutlich. Nach 2025 ist die EEG-Umlage rückläufig.

Die Endverbraucherpreise für Haushaltskunden steigen bis 2020 auf knapp 292 EUR<sub>2011</sub>/MWh, was primär auf den Anstieg der EEG-Umlage zurückzuführen ist. Von 2020 bis 2025 steigt der Strompreis für Haushaltskunden aufgrund des anziehenden Großhandelspreises weiter. Ab 2025 geht der Strompreis für Haushaltskunden zurück, da sich die sinkende EE(G)-Umlage dann stärker auswirkt als der steigende Großhandelspreis.

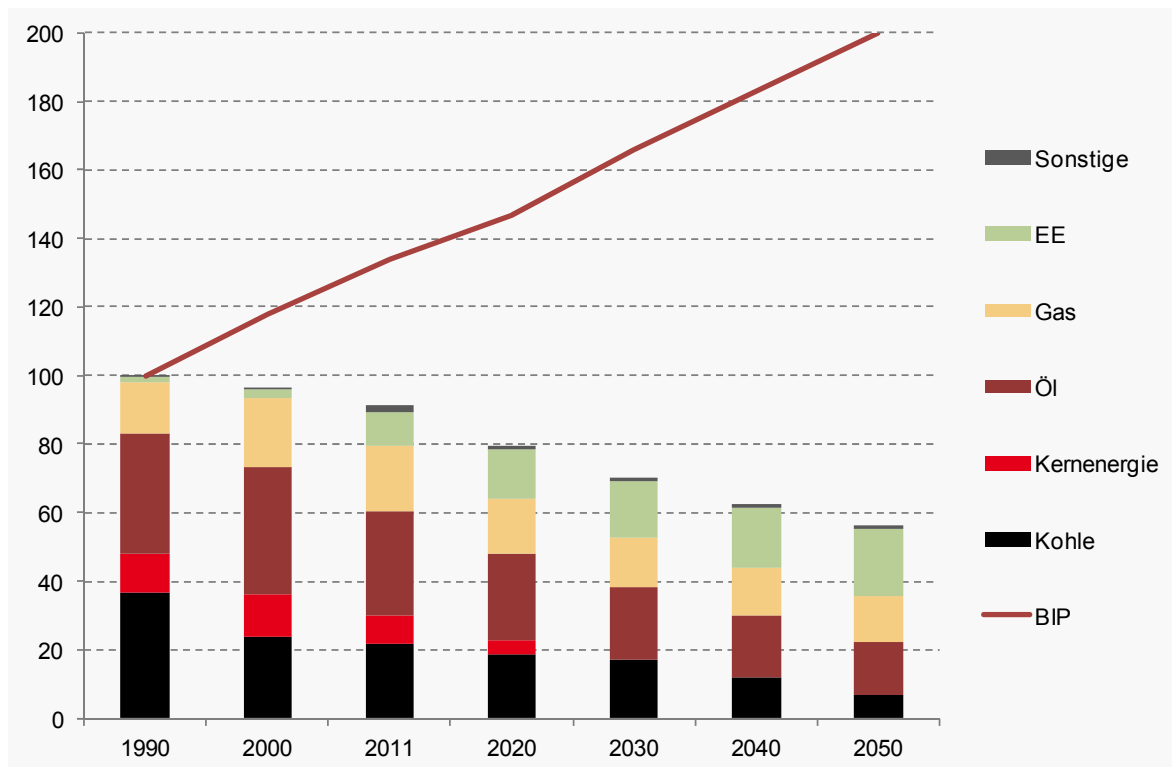
Der Verlauf der Preise für Handel und Gewerbe ist von denselben Faktoren abhängig wie die Preise für Haushaltskunden, jedoch in gedämpfter Form. So entfallen auf Handel und Gewerbe reduzierte Abgaben, beispielsweise niedrigere Konzessionsabgaben. Die Strompreise für Industriekunden steigen bis 2025 bis auf 177 EUR<sub>2011</sub>/MWh. Anschließend verringert sich das Preisniveau aufgrund der sinkenden EEG Umlage wieder. Aufgrund von Ausnahmeregelungen werden die Preise für die stromintensive Industrie im Wesentlichen durch den Großhandelspreis bestimmt.

## Primärenergieverbrauch

(Abschnitt 3.2.1 des Berichts)

**Der Primärenergieverbrauch verringert sich im Betrachtungszeitraum durchgehend. Bei gleichzeitig zunehmender Wirtschaftsleistung führt dies zu einer deutlich steigenden Primärenergieproduktivität. Der Energiemix verändert sich zugunsten erneuerbarer Energien. Fossile Energien bilden aber auch langfristig die Basis der Energieversorgung.**

*Primärenergieverbrauch nach Energieträgern sowie Primärenergieproduktivität und Bevölkerung in Relation zum Primärenergieverbrauch in Referenzprognose und Trendszenario 1990 – 2050, Index, 1990=100*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Im Prognosezeitraum bis 2030 geht der Primärenergieverbrauch bei steigendem BIP um 23 % gegenüber 2011 zurück, im Trendszenario bis 2050 beträgt der Rückgang 39 %.

Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch entkoppeln sich weiter. Die (Primär-) Energieproduktivität erhöht sich bis 2030 um 61 % und bis 2050 um mehr als 140 %. Die jährlichen Veränderungs-raten liegen deutlich höher als in der Vergangenheit.

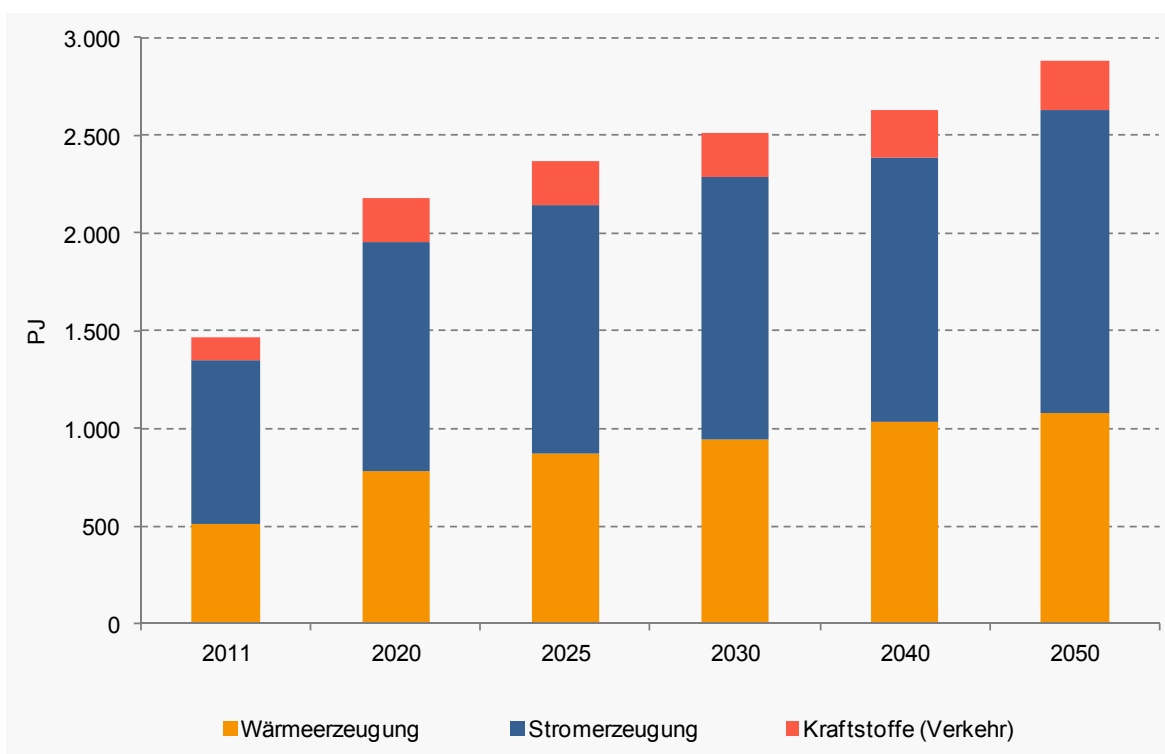
Fossile Energieträger verlieren Marktanteile, dominieren aber auch langfristig (2050) mit einem Anteil von 64 % Energiemix. Deutliche Anteilsgewinne verzeichnen die erneuerbaren Energien. Ihr Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs liegt 2030 bei über 24 % und 2050 bei knapp 35 %. Im Jahr 2011 betrug der entsprechende Wert 11 %.

## Erneuerbare Energien

(Abschnitt 3.2.1 des Berichts)

**Die Erneuerbaren leisten einen weiter schnell wachsenden Beitrag zur Energieversorgung. Wind und Photovoltaik weisen auch in Zukunft hohe Zuwachsraten auf. Biomasse bleibt langfristig die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Mehr als die Hälfte aller Erneuerbaren werden zur Stromerzeugung genutzt.**

*Erneuerbare Energien nach Verwendungsbereichen in Referenzprognose und Trendszenario 2011 – 2050, in PJ*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die erneuerbaren Energien werden für die Energieversorgung zunehmend wichtiger. Im Jahr 2030 decken sie rund ein Viertel des Primärenergieverbrauchs, 2050 sind es 35 %. Im Jahr 2011 lag der Beitrag bei 11 %.

Die Nutzung der Erneuerbaren nimmt bis 2030 um rund 50 % zu, bis 2050 verdoppelt sie sich. Besonders schnell ausgebaut werden Windenergie und Photovoltaik. Noch dynamischer ist das Wachstum bei Geothermie, Solarthermie und der Nutzung von Umgebungswärme. Allerdings leisten diese Energieträger nur einen kleinen Beitrag zur Energieversorgung. Langfristig behalten Biomassen ihre dominante Rolle unter den Erneuerbaren. Denn sie sind sowohl zur Erzeugung von Strom und Wärme als auch für die Herstellung von Kraftstoffen nutzbar.

Mehr als die Hälfte der erneuerbaren Energien werden in der Stromerzeugung eingesetzt. Zur Wärmeezeugung werden zwischen 35 % und 40 % der Erneuerbaren verwendet, die übrigen rund 10 % werden zur Herstellung biogener Kraftstoffe genutzt.

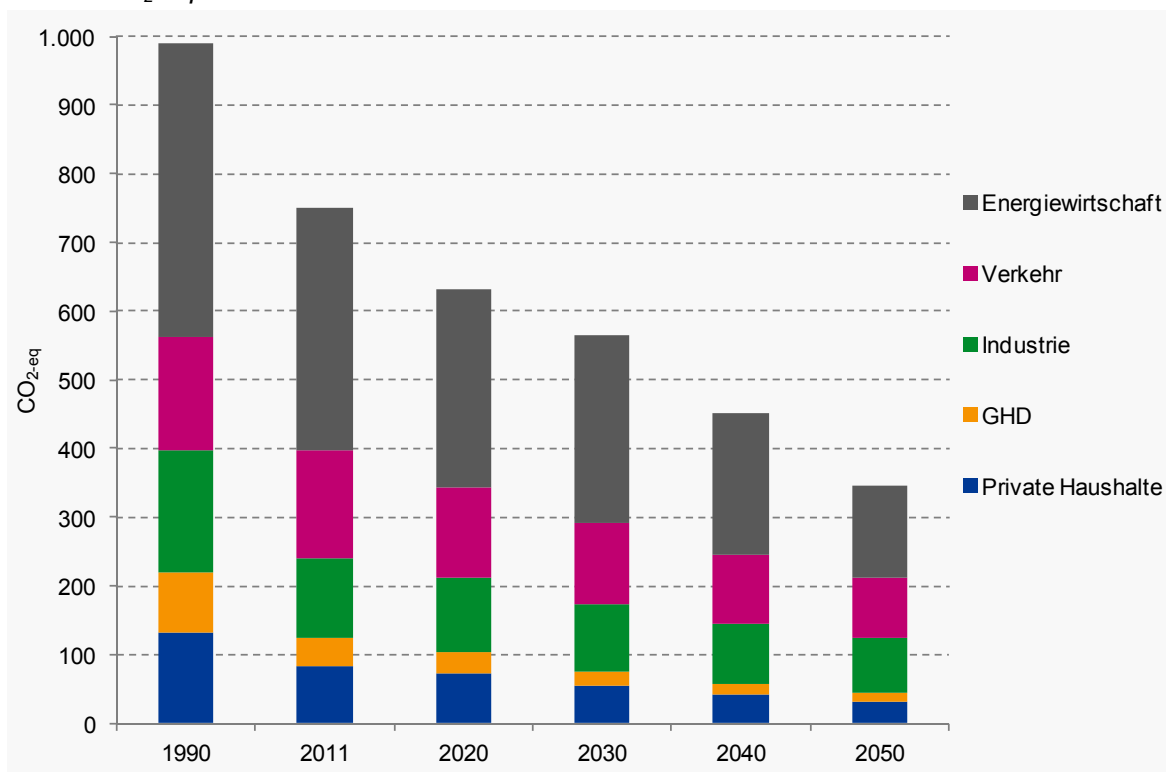


## Energiebedingte Treibhausgasemissionen

(Abschnitt 3.2.2 des Berichts)

Die energiebedingten Treibhausgasemissionen liegen 2020 um 36 % und 2050 um 65 % niedriger als im Kyoto-Basisjahr 1990. Grund dafür sind der rückläufiger Primärenergieverbrauch und dessen langfristig abnehmende Treibhausgasintensität. Zwischen 2011 und 2020 sowie 2050 tragen Energiewirtschaft und Endverbraucher in etwa gleichem Maße zur Emissionsreduktion bei.

*Energiebedingte Treibhausgasemissionen in Referenzprognose und Trendszenario 1990 – 2050, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Zwischen 2011 und 2030 (2050) verringern sich die energiebedingten Treibhausgasemissionen unter den getroffenen ökonomischen und energiepolitischen Annahmen um 25 % (54 %).

Gegenüber dem Kyoto-Basisjahr liegen die Emissionen 2020 um 36 % und 2050 um gut 65 % niedriger. Damit werden die im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Ziele (Absenkung bis 2020 um 40 %, bis 2050 um mindestens 80 %) nicht erreicht.

Die Emissionsminderung hat zwei Ursachen: zum einen den rückläufigen Primärenergieverbrauch, zum anderen die zunehmende Bedeutung CO<sub>2</sub>-armer oder CO<sub>2</sub>-freier Energieträger. Die Emissionsintensität des Primärenergieverbrauchs geht zwischen 1990 und 2020 um 19 % zurück, bis 2050 verringert sie sich um 38 %.

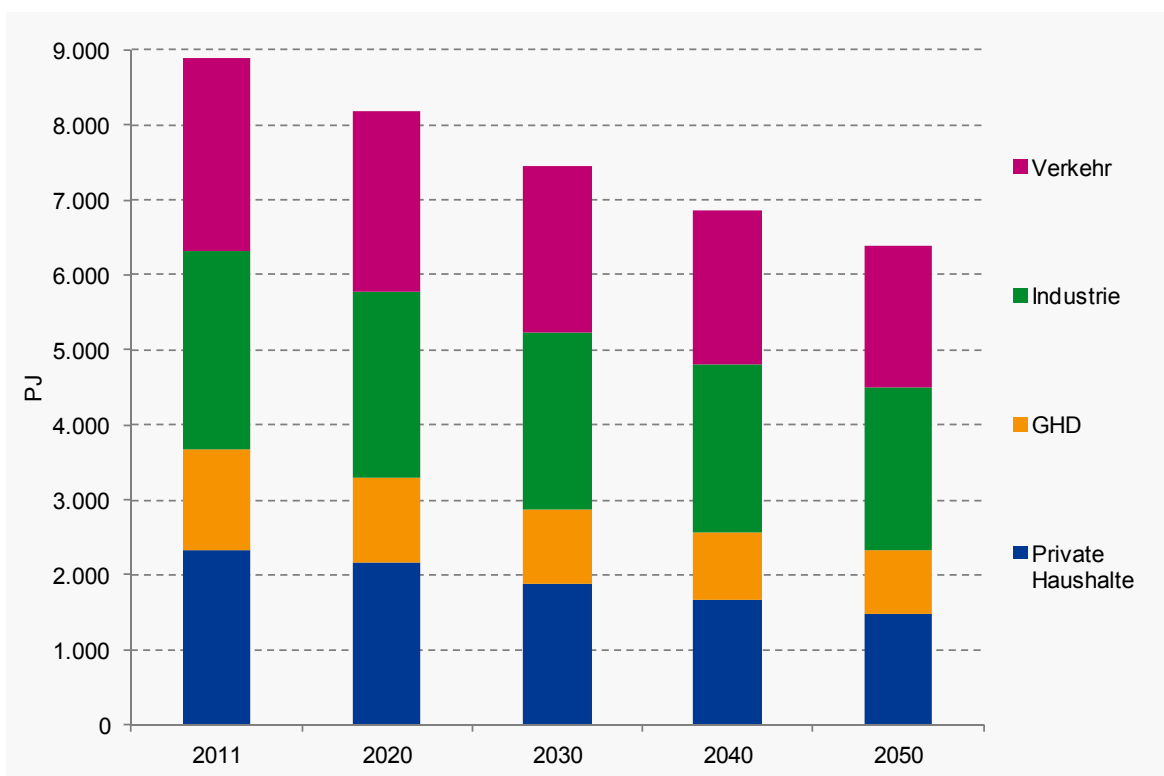
In der langfristigen Betrachtung lassen sich zwei Phasen unterscheiden. Während im Zeitraum 1990 bis 2011 die Emissionsminderung der Endverbrauchssektoren absolut gesehen mehr als doppelt so groß war wie diejenige der Energiewirtschaft, leisten beide Bereiche zwischen 2011 und 2020 bzw. 2050 vergleichbare Beiträge zur weiteren Absenkung der energiebedingten THG-Emissionen.

## Endenergieverbrauch insgesamt

(Abschnitt 3.2.3.1 des Berichts)

**Der Endenergieverbrauch geht mittel- und langfristig in allen Verbrauchssektoren zurück. Die Endenergieproduktivität steigt um knapp 2 % p.a. Fossile Energien verlieren an Bedeutung, der Anteil der Erneuerbaren steigt deutlich. Strom wird bis 2050 zum wichtigsten Energieträger.**

*Endenergieverbrauch nach Sektoren in Referenzprognose und Trendszenario, 2011 – 2050, in PJ*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der Endenergieverbrauch verringert sich zwischen 2011 und 2030 um 16 %. Bis 2050 geht er weiter zurück und liegt dann um 28 % niedriger als 2011. Das bedeutet einen Anstieg der Endenergieproduktivität um knapp 2 % p.a.

Die größten relativen Einsparungen weisen im Betrachtungszeitraum die privaten Haushalte und der Sektor GHD auf. In der Industrie und im Verkehrsbereich sind die Verbrauchsabsenkungen prozentual kleiner.

Abgesehen vom zunehmenden Energiebedarf für das Kühlen und Lüften sowie für die Haustechnik, wird für alle Verwendungszwecke mittel- und langfristig weniger Energie benötigt als 2011.

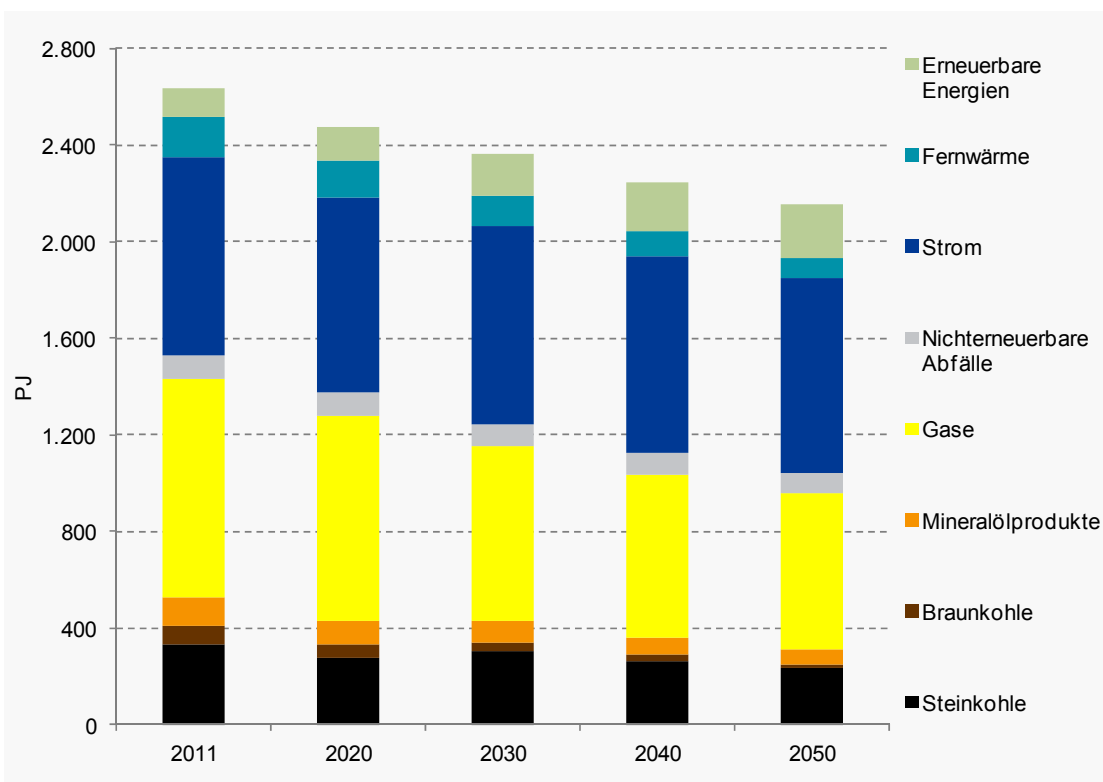
Der Markt für fossile Energieträger schrumpft deutlich, bis 2030 um 28 % und bis 2050 um 47 %. Ihr Beitrag zur Deckung der Endnachfrage geht deutlich zurück. Die Nachfrage nach Strom verringert sich wenig. Der Einsatz erneuerbarer Energien verdoppelt sich bis 2050.

## Endenergieverbrauch der Industrie

(Abschnitt 3.2.3.2 des Berichts)

**Bei zunehmender Wertschöpfung sinkt der Energieverbrauch in der Industrie, die Energieproduktivität steigt deutlich an. Strom gewinnt als Energieträger in der Industrie weiter an Bedeutung.**

*Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in Referenzprognose und Trendszenario 2011 – 2050, in PJ*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der Endenergieverbrauch der Industrie verringert sich zwischen 2011 und 2030 um rund 10 %, bis 2050 beträgt der Rückgang knapp 19 %.

Die Energieproduktivität der Industrie steigt deutlich an. Von 2011 bis 2030 erhöht sie sich um durchschnittlich 1,8 % p.a., von 2030 bis 2050 um weitere 1,5 % p.a. Dazu trägt eine höhere Energieeffizienz in den einzelnen Wirtschaftszweigen bei. Verstärkt wird der Anstieg durch den intraindustriellen Strukturwandel zugunsten der nicht energieintensiven Branchen.

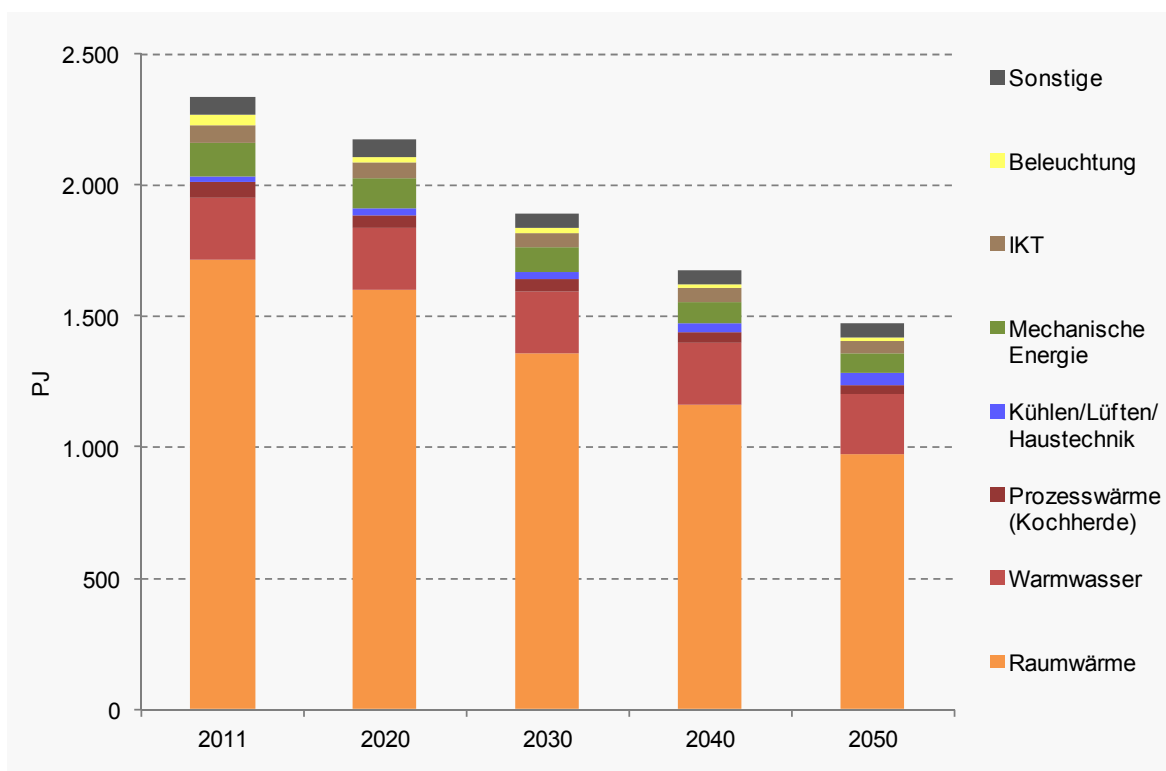
Der Stromverbrauch bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum weitgehend unverändert. Dadurch gewinnt Strom im Energiemix der Industrie zunehmend an Bedeutung. Im Jahr 2030 (2050) deckt er mehr als 34 % (knapp 38 %) des Bedarfs. Ein steigender Teil des Endenergieverbrauchs wird durch erneuerbare Energien gedeckt. Der Beitrag fossiler Energieträger geht dagegen deutlich zurück.

## Endenergieverbrauch der privaten Haushalte

(Abschnitt 3.2.3.3 des Berichts)

Bei ausgeweiteter Wohnfläche und zunächst noch steigender Zahl der privaten Haushalte verringert sich deren Energieverbrauch mittel- und langfristig deutlich. Dazu tragen neben Einsparungen im Gebäudebereich auch effizientere Elektrogeräte bei. Der Anteil fossiler Energieträger geht zurück.

*Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen in Referenzprognose und Trendszenario 2011 – 2050, in PJ*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte geht im Prognosezeitraum kontinuierlich zurück. Im Jahr 2030 liegt er um 19 % niedriger als 2011 (2050: -37 % ggü. 2011).

Trotz einer Ausweitung der Wohnflächen um 7 % wird für die Erzeugung von Raumwärme im Jahr 2030 rund 21 % weniger Energie benötigt als 2011 (2050: -43 % ggü. 2011). Die Gründe hierfür liegen in einer energetisch verbesserten Qualität der Gebäude, effizienteren Heizanlagen und im wärmeren Klima.

Der Stromverbrauch verringert sich bis ins Jahr 2030 um 17 % und bis 2050 um 28 %. Dieser Effekt ist auf effizientere Geräte, den Rückgang an konventionellen Stromheizungen und die abnehmende Bevölkerung zurückzuführen.

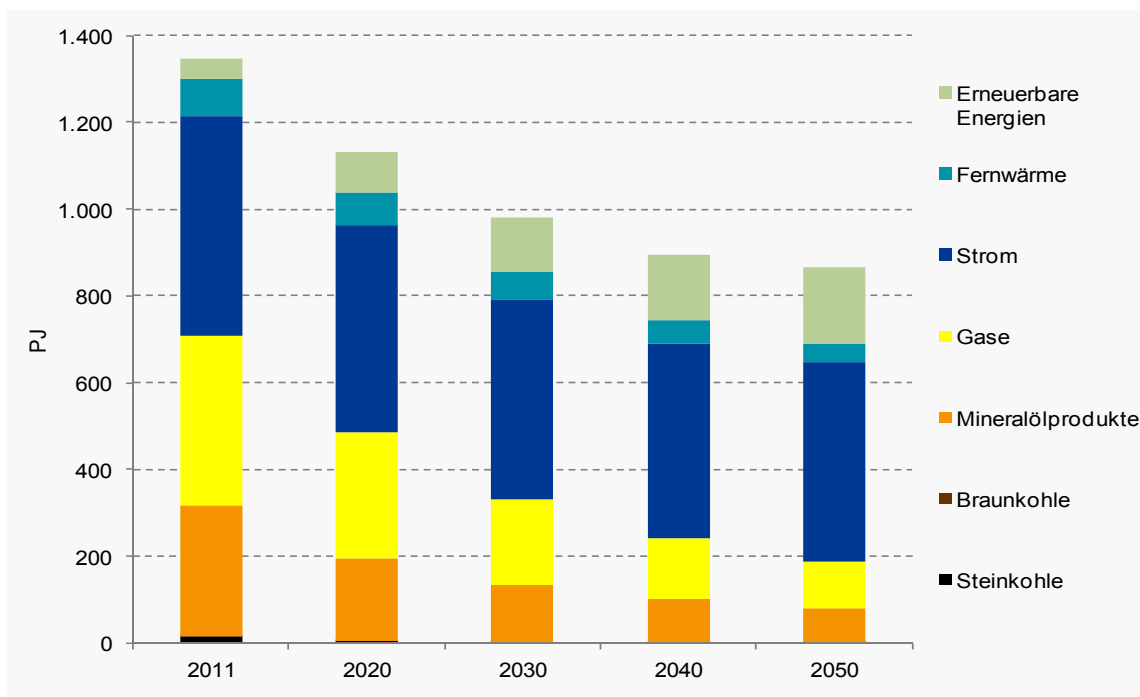
Der Anteil der fossilen Energieträger am Energieverbrauch der privaten Haushalte nimmt ab. Im Jahr 2030 beträgt er noch knapp 46 % (Anteil 2050: 36 %). Gleichzeitig erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren auf 23 % (Anteil 2050: 32 %).

## Der Endenergieverbrauch im Sektor GHD

(Abschnitt 3.2.3.4 des Berichts)

**Der heterogene Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) weist einen erheblichen Rückgang des Energieverbrauchs auf, auch in dynamisch wachsenden Branchen. Während der Verbrauch für die Erzeugung von Raumwärme stark abnimmt, steigt er im Bereich Kühlen / Lüften / Haustechnik massiv an.**

*Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern in Referenzprognose und Trendszenario 2011 – 2050, in PJ*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD) umfasst u.a. alle Dienstleistungsbranchen sowie Handwerksbetriebe und die Landwirtschaft. Hier wurden 2011 rund 15 % der gesamten Endenergie verbraucht.

Der Endenergieverbrauch im Sektor GHD geht durchweg zurück. Im Jahr 2030 unterschreitet er den Wert von 2011 um 27 %, bis 2050 beträgt der Rückgang 36 %.

Besonders stark ist der Rückgang in schrumpfenden (Landwirtschaft, Bauwirtschaft, öffentlicher Bereich) oder wachstumsschwachen Branchen (Erziehung und Unterricht, Militär). Hier verringert sich der Verbrauch bis 2030 um 30 % bis 40 %. In den dynamischen Dienstleistungsbereichen beträgt die Abnahme rund 25 %.

Der Energieträgermix verschiebt sich im Betrachtungszeitraum deutlich. Im Jahr 2011 deckten fossile Energieträger mehr als 50 % des Bedarfs. Im Jahr 2030 wird mehr Strom (47 %) eingesetzt als Erdgas, Öl und Kohle zusammen (34 %), Erneuerbare tragen dann mit 13 % zur Deckung der Energienachfrage im Sektor GHD bei.

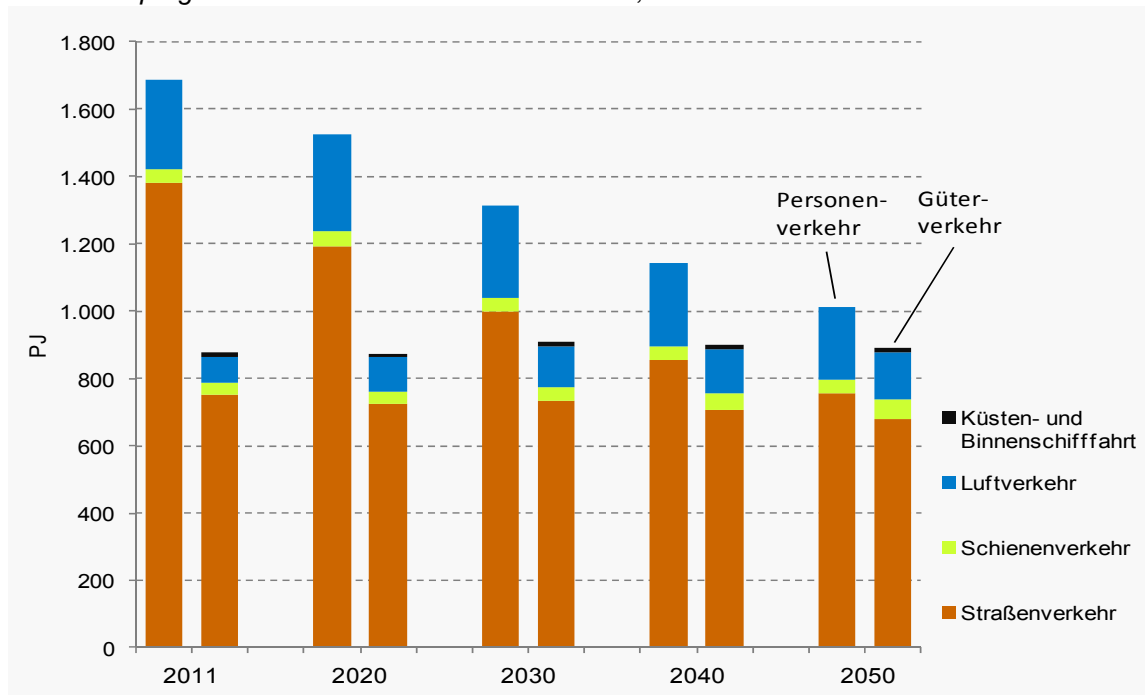
Markante Veränderungen weist auch die Anwendungsstruktur auf. Der Energieverbrauch für die Raumwärmeerzeugung geht weit überdurchschnittlich zurück. Dafür gewinnt der Bereich Kühlen / Lüften / Haustechnik erheblich an Bedeutung.

## Endenergieverbrauch im Verkehr

(Abschnitt 3.2.3.5 des Berichts)

**Insgesamt verringert sich der Energieverbrauch im Verkehr im Betrachtungszeitraum, vor allem als Folge zunehmend effizienter Pkw und Lkw. Dazu trägt der Ausbau der Elektromobilität bei. Benzin und Diesel verlieren zugunsten von Biokraftstoffen, Strom und Erdgas an Bedeutung.**

*Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr nach Verkehrsträgern und Verkehrszweigen in Referenzprognose und Trendszenario 2011 – 2050, in PJ*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Im Verkehr wird 2030 rund 14 % weniger Endenergie verbraucht als 2011. Bis 2050 geht der Verbrauch um 26 % gegenüber 2011 zurück.

Die größten Einsparungen werden bei den Pkw realisiert. Sie verbrauchten 2011 mehr als die Hälfte der gesamten im Verkehrsbereich nachgefragten Energie. Im Straßengüterverkehr wird die zunehmende Transportleistung durch eine steigende Effizienz kompensiert.

Überdurchschnittlich fällt der Nachfragerückgang bei den fossilen Ottokraftstoffen aus. Gründe dafür sind der verstärkte Einsatz von Dieselfahrzeugen und zunehmend sparsamere Benziner. Erdgas etabliert sich als Energieträger im Straßenverkehr. Deshalb kann der Anteil fossiler Energie auch durch den Einsatz von Biogas gesenkt werden. Der Anteil biogener Kraftstoffe verdoppelt sich zwischen 2011 und 2030, bis 2050 steigt er weiter an.

Im Jahr 2020 sind in Deutschland 540 Tsd. Elektro-Pkw zugelassen, 2030 sind es 2,8 Mio. Trotz des starken Wachstums bleibt der Bestand hinter den angestrebten Zielen zurück.

## **Strukturelle Veränderungen im Elektrizitätssektor**

(Abschnitt 8.2.2 des Berichts)

Die nationalen Märkte für elektrischen Strom in Europa werden weiter zusammenwachsen. Hierbei spielt der Netzausbau eine zentrale Rolle, der aufgrund des geänderten institutionellen Rahmens in Deutschland voranschreiten wird. Beim Ausbau erneuerbarer Energien werden grenzüberschreitende Kooperationen nach 2020 an Bedeutung gewinnen.

Der europäische Binnenmarkt für Strom wird weiter vorangetrieben. Dies intensiviert den Wettbewerb, dämpft die Kosten der Stromerzeugung und erleichtert die Integration der erneuerbaren Energien ins Erzeugungssystem. Da nationale energiepolitische Entscheidungen mit den Vorgaben des EU-Binnenmarkts vereinbar sein müssen, wirkt die angenommene Europäisierung der Strommärkte nationalen Souveränitätsansprüchen entgegen.

Der Weg zu einem gemeinsamen Binnenmarkt schließt die Bildung übernationaler Handelsplattformen ein. Dieses sogenannte Market-Coupling hat in Zentralwesteuropa die Regeln für den Handel von Elektrizität vereinheitlicht und die Effizienz gesteigert. Weitere Nationen werden sich den übernationalen Marktplätzen anschließen.

Die technologiespezifische Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor wird auch weiterhin die Basis für die Erreichung der energiepolitischen Erneuerbaren-Ziele bis 2020 sein. Nach 2020 werden im Zuge des Zusammenwachsens der Strommärkte die Fördermechanismen für erneuerbare Energien zunehmend europäisiert.

Durch den neu geschaffenen institutionellen Rahmen (Bundesbedarfsplan, Netzentwicklungspläne etc.) wird der Ausbau der Übertragungsnetze beschleunigt. Vor dem Hintergrund zunehmender Dezentralisierung wird auch das Verteilnetz modernisiert. Diesbezüglich wird zunehmende Sensitivität und Interaktion („Smart Grids“) eine wachsende Rolle spielen.

Der verstärkte Netzausbau wird bereits in den nächsten Jahren bestehende regionale Knappheit an gesicherter Erzeugungsleistung auflösen. Für die Beibehaltung des überregionalen Versorgungssicherheitsniveaus muss durch ein geeignetes Marktdesign sichergestellt werden, dass ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung steht.

Nachfrageflexibilität (Demand Side Management) wird an Bedeutung gewinnen. Vor allem Industrieunternehmen mit zeitlich verschiebbaren Produktionsprozessen werden zunehmend flexibel auf Strompreissignale reagieren. Im Bereich der privaten Haushalte ist aufgrund der dortigen Kosten-Nutzen-Verhältnisse eine starke Ausweitung von DSM nicht zu erwarten. Eine Ausnahme stellt die Elektromobilität dar, welche unter der Voraussetzung, dass die entsprechende Infrastruktur zur Verfügung steht, durch weiterentwickelte Ladeelektronik verschiebbare Lasten bereitstellen kann.

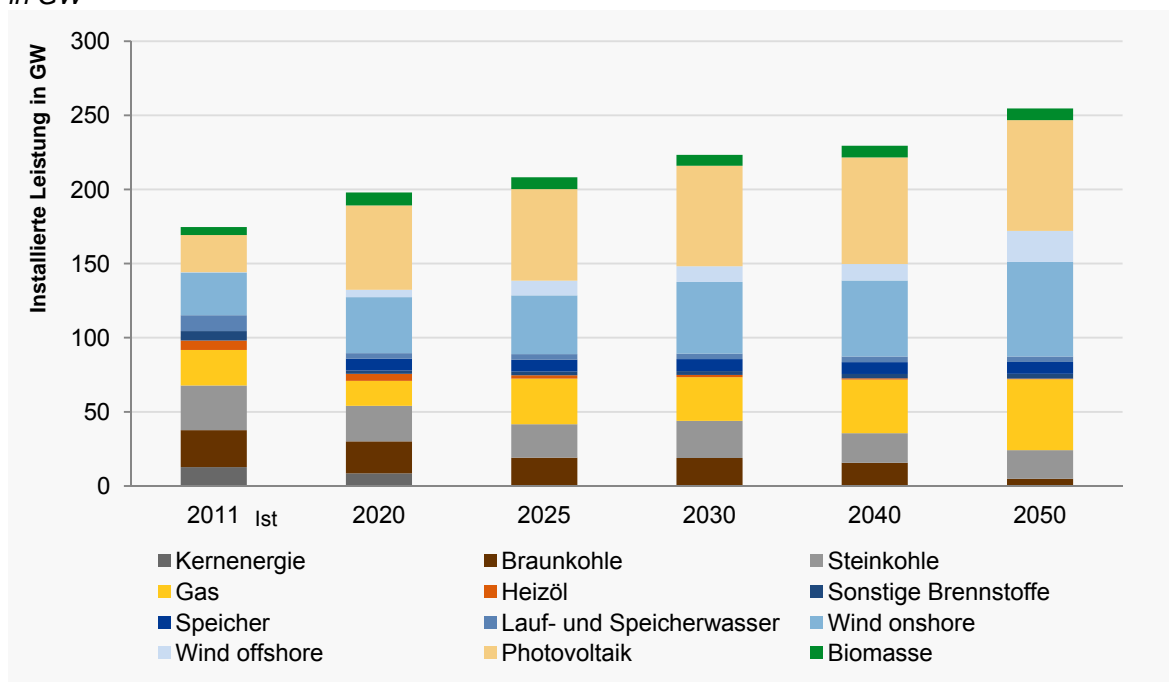
Sinkende Stromgestehungskosten dezentraler Erzeugungsanlagen bei gleichzeitig steigenden Endverbraucherpreisen in der kurzen und mittleren Frist werden Eigenerzeugung und Selbstverbrauch weiter anreizen. Die Bemessung von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten wird anzupassen sein, um dem Aufbau ineffizienter Versorgungsstrukturen entgegenzuwirken und unerwünschte Verteilungseffekte zu mindern.

## Entwicklung des Kraftwerksparks

(Abschnitt 3.2.4.4 des Berichts)

Die installierte Erzeugungsleistung in Deutschland nimmt kontinuierlich zu. Dies ist vor allem auf den starken Ausbau der Solar- und Windenergie zurückzuführen. Da deren Beitrag zur gesicherten Leistung gering ist, geht der Bedarf an steuerbarer Kraftwerkskapazität nur geringfügig zurück.

*Kraftwerksstruktur in Referenzprognose und Trendszenario nach Energieträgern 2011 – 2050, in GW*



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Die installierte Leistung in Deutschland nimmt über den Betrachtungszeitraum kontinuierlich zu und erreicht bereits in 2025 über 200 GW und in 2050 über 250 GW. Damit erhöht sich die Leistung zwischen 2011 und 2050 um rund 50%.

Dieser Anstieg ist vor allem auf die zunehmende Bedeutung von erneuerbaren Energien zurückzuführen. Insbesondere die Windenergie trägt mit einer Verdopplung der Leistung zwischen 2011 und 2030 sowie fast einer Verdreifung zwischen 2011 und 2050 maßgeblich zu diesem Anstieg bei.

Auch die installierte Kapazität an Photovoltaikanlagen nimmt deutlich zu. So lassen die hohen Zubauzahlen der letzten Jahre sowie der aktuelle politische Rahmen erwarten, dass in 2020 bereits rund 57 GW installiert sind. Damit wird der „Deckel“ von 52 GW überschritten und der Ausbau erfolgt vor allem zum Selbstverbrauch eigenerzeugten Stroms. Zur Verminderung daraus resultierender negativer Verteilungseffekte werden die Tarifstrukturen des Strombezugs (Netzentgelte und Umlagen) angepasst.

Dass die Leistung konventioneller Kraftwerke trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien kaum abnimmt, resultiert aus dem geringen Beitrag gesicherter Leistung aus den fluktuierenden Quellen Solar- und Windenergie. In der langen Frist stellen daher vor allem flexible Gasturbinen mit geringen Investitionskosten einen zunehmenden Anteil am Kraftwerkspark. Die installierte Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerke geht bis 2030 etwas zurück und nimmt danach deutlich ab.

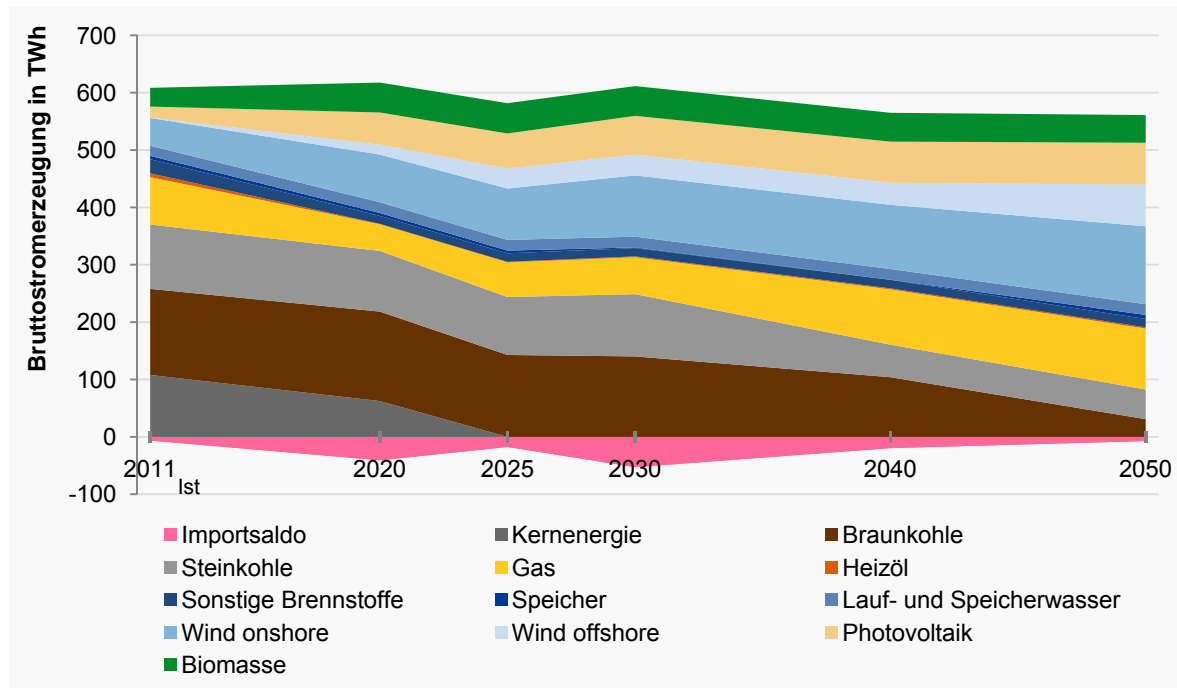


## Elektrizitätserzeugung

(Abschnitt 3.2.4.1 des Berichts)

Die erneuerbaren Energien, darunter vor allem Windkraftanlagen, erhöhen ihren Beitrag zur Bruttostromerzeugung auf rund 45% in 2030 und 62% in 2050. Gleichzeitig bleibt die Erzeugung aus Kohlekraftwerken bis 2030 stabil, anschließend nimmt sie deutlich ab.

Bruttostromerzeugung in Referenzprognose und Trendszenario nach Energieträgern 2011-2050, in TWh



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Aufgrund des Atomausstiegs nimmt die Stromerzeugung aus Kernenergie stark ab. Gemäß dem definierten Ausstiegspfad geht das letzte Kernkraftwerk im Jahr 2022 vom Netz. Neue Braun- und Steinkohlekraftwerke können sich im Erzeugerwettbewerb gut behaupten. Nach 2030 nimmt die Erzeugung aus Kohlekraftwerken deutlich ab.

Bis 2020 sinkt die Erzeugung von Gaskraftwerken vor allem aufgrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Die dadurch abnehmende residuale Nachfrage reduziert die Benutzungsstunden für diesen Kraftwerkstyp. Nach 2025 gewinnen Gaskraftwerke aufgrund höherer Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate an Wettbewerbsfähigkeit und verdrängen Kohlekraftwerke aus dem Markt.

Vor allem die Erzeugung aus Windkraftanlagen nimmt in den nächsten Jahren deutlich zu. Bereits 2030 stellt die Windenergie den bedeutendsten Energieträger für die deutsche Elektrizitätsversorgung. Photovoltaische Stromerzeugung nimmt im Betrachtungszeitraum ebenfalls zu. Die Obergrenze der Förderung für die Photovoltaik wird bereits vor 2020 erreicht. Danach erfolgt der Ausbau vor allem auf Basis von Eigenerzeugung und Selbstverbrauch.

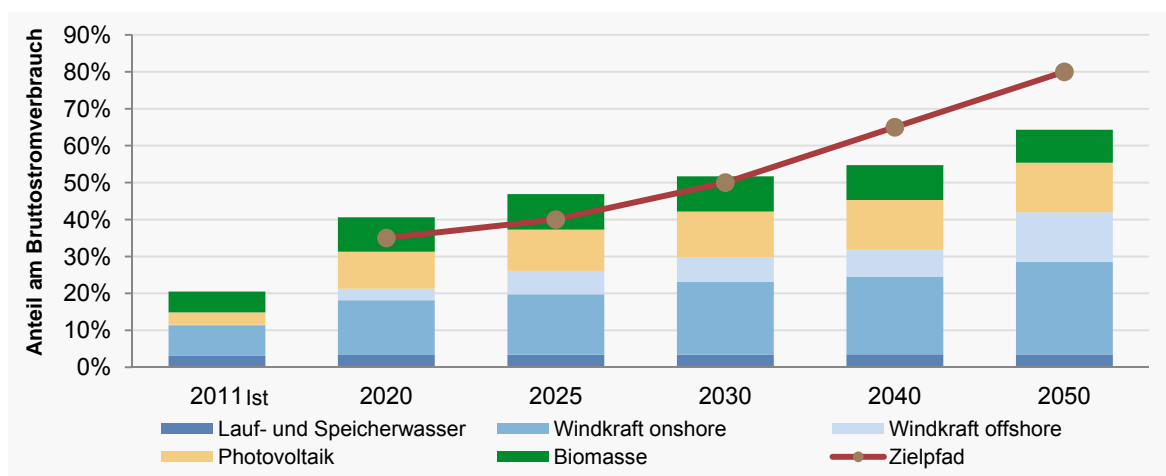
Die Erzeugung aus konventionellen Speicherkraftwerken wird sich nach 2025 deutlich reduzieren. Der Grund hierfür ist die zunehmende Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Teillastverhalten konventioneller Kraftwerke, Nachfrageflexibilität und internationaler Stromtausch.

## Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung

(Abschnitte 3.2.4.6 und 8.2.2.3 des Berichts)

**Über den gesamten Betrachtungszeitraum nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich zu. Mittelfristig, bis 2020, werden hauptsächlich Photovoltaik, Windkraft und Biomasseanlagen zugebaut. Längerfristig dominiert das Wachstum der Windenergie. Mit zunehmenden grenzübergreifenden Kooperationen in Europa werden Synergien gehoben und die Kosten der Förderung gedämpft.**

*Anteil inländischer erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Referenzprognose und Trendszenario nach Energieträgern 2011-2050, in %*



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Die energiepolitischen Ziele für Onshore Windenergie werden bis 2020 leicht übertroffen. Das im Koalitionsvertrag genannte Ziel von 6,5 GW Wind Offshore in 2020 wird aufgrund von Verzögerungen bei Netzanschlüssen und Genehmigungsverfahren nicht erreicht. In 2030 steht Windenergie etwa für ein Viertel der gesamten Stromerzeugung. Damit wird Wind zum bedeutendsten Energieträger in der deutschen Stromerzeugung.

Ein weiterer Zuwachs der Stromerzeugung aus Biomasse wird durch die begrenzte Verfügbarkeit von Anbauflächen und Nutzungskonkurrenzen eingeschränkt. Aufgrund limitierter Potenziale bleibt die Erzeugung aus Wasserkraft konstant.

Der starke Ausbau von Photovoltaikanlagen setzt sich bis zur Erreichung des Photovoltaik Deckels von 52 GW fort. Nach einer Überschreitung des Deckels verlangsamt sich der Ausbau bereits vor 2020. Weitere Anlagen werden aufgrund von Eigenerzeugung und Selbstverbrauch dezentral oder an geeigneten Standorten marktgetrieben installiert.

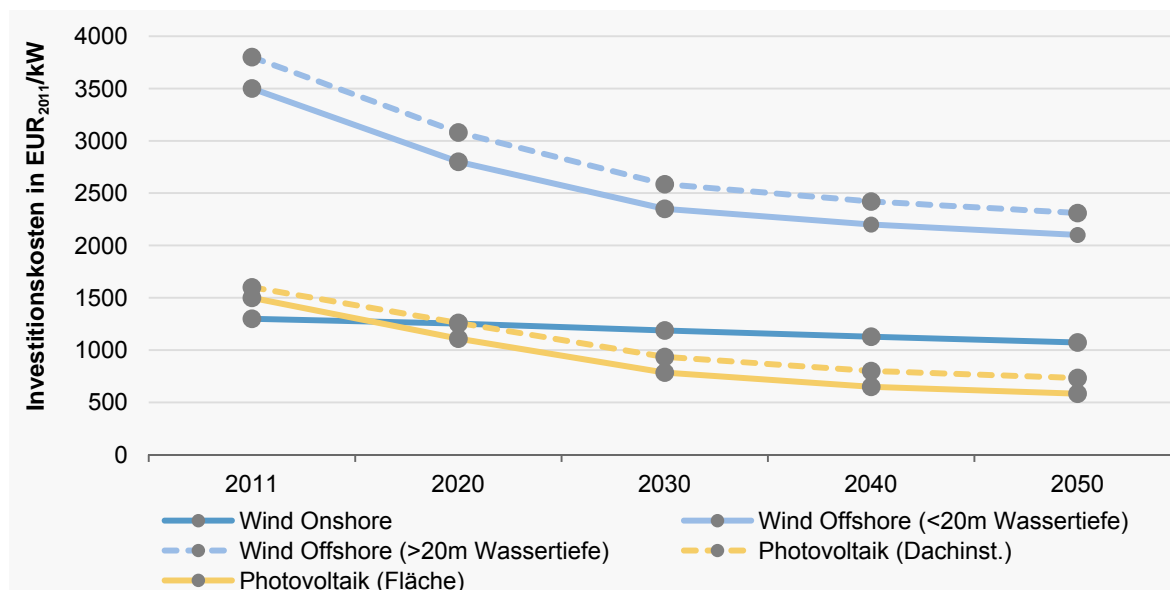
Ab 2020 erfolgt der Ausbau der Erneuerbaren durch zunehmende grenzüberschreitende Kooperationen. Durch Nutzung wind- und sonnenreicherer Standorte lassen sich Kosten dämpfen und die nationalen Ziele leichter erreichen. Die Kosten der Förderung der Erneuerbaren im In- und Ausland zur Erreichung der deutschen Erneuerbaren-Ziele werden auf den deutschen Verbraucher umgelegt. Darum reduziert sich nach 2030 der Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen innerhalb Deutschlands. Nach 2040 wächst Wind offshore aufgrund sinkender Technologiekosten und gleichzeitiger Sättigungseffekte im Bereich der Onshore Windenergie stark.

## Techno-ökonomischer Fortschritt bei erneuerbaren Energien

(Abschnitt 8.2.4.1.2 des Berichts)

**Erneuerbare Energien stehen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken in einem frühen Stadium der Entwicklung. Aufgrund von Lern- und Skaleneffekten sind in diesem Bereich daher in den kommenden Jahren weitere Kostendegressionen vor allem bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu erwarten.**

*Investitionskosten für Wind- und Photovoltaikanlagen 2011-2050, in EUR<sub>2011</sub>/kW*



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Der Zubau von Windkraftanlagen nimmt weltweit zu, sodass durch steigende Produktionsmengen und Lerneffekte Kosten weiter gesenkt werden können. Verbesserungen in der Produktion und optimierte Lieferketten bergen weiteres Potenzial, Kosten zu senken.

Wind Offshore befindet sich noch am Anfang einer großtechnischen Umsetzung. Im Zuge der Erhöhung von Produktionsmengen im Anlagenbau sind durch optimiertes Projektmanagement und Lerneffekte im Komponentenbereich Kostenreduktionen zu erwarten.

Die Photovoltaiktechnologie hat in der Vergangenheit erhebliche Reduktionen in der Kostenstruktur erfahren. Steigende Produktionsvolumina und zunehmender Wettbewerb führten zu sinkenden Herstellungskosten. In Zukunft ist eine Weiterentwicklung dieses Trends aufgrund von Lerneffekten bei den unterschiedlichen Technologievarianten zu erwarten.

Biomasseanlagen bestehen aus technologisch ausgereiften Komponenten, weshalb in Zukunft keine bedeutenden Kostenreduktionen für diesen Anlagentyp zu erwarten sind. Investitionskosten bewegen sich je nach Anlagentyp (gas, flüssig oder fest) zwischen 2.300 und 3.500 EUR<sub>2011</sub>/kW.

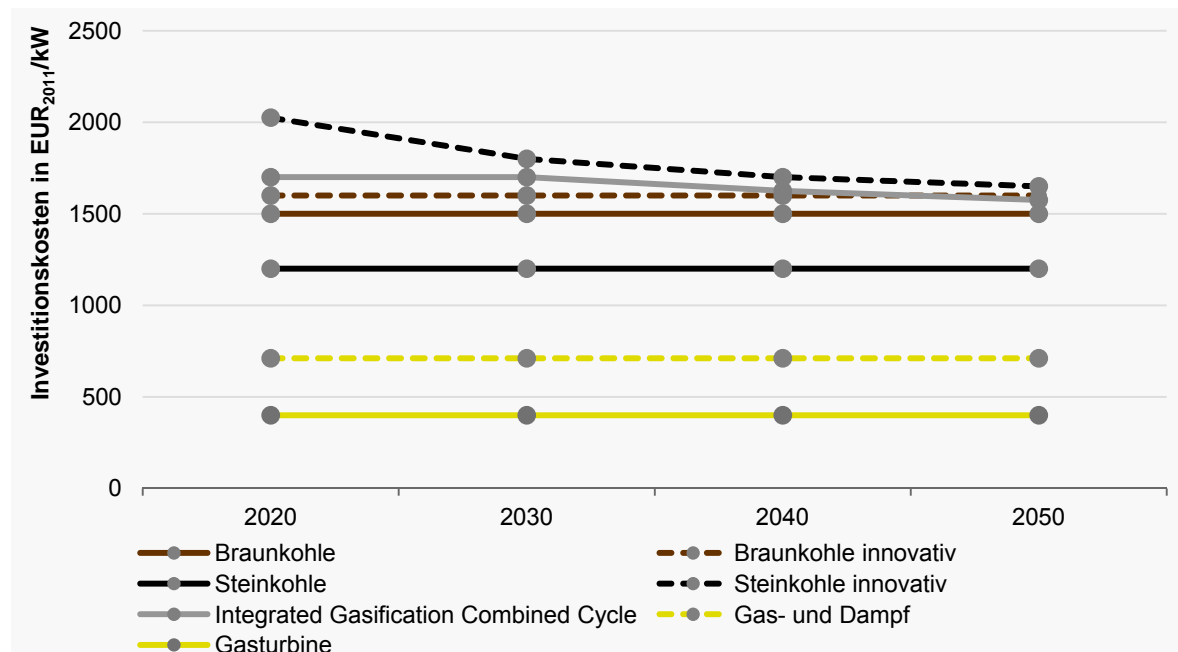
In Projekten zur Tiefengeothermie wird in Zukunft mit merklichen Lerneffekten und entsprechenden Kostenreduktionen im Bereich der Exploration, Bohrung und im Betrieb gerechnet. Die Technologie ist zum heutigen Stand mit Investitionskosten bis zu 15.000 EUR<sub>2011</sub>/kW noch sehr teuer. Allerdings ist zu erwarten, dass sich die Kosten bis 2050 um 40% reduzieren.

## Techno-ökonomischer Fortschritt bei konventionellen Kraftwerkstechnologien

(Abschnitt 8.2.4.1.1 des Berichts)

**Die Investitionskosten konventioneller Kraftwerkstechnologien werden in den nächsten Jahren stabil bleiben. Der Fokus zukünftiger Entwicklungen liegt auf der Optimierung des Teillastverhaltens.**

*Investitionskosten für konventionelle Kraftwerkstypen 2020-2050, in EUR<sub>2011</sub>/kW*



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Der Fokus in der technologischen Entwicklung liegt in Zukunft weniger auf einer Steigerung des maximalen Wirkungsgrades unter Vollast als vielmehr auf der Optimierung des Teillastverhaltens. Diese Weiterentwicklungen kommen sowohl bei existierenden Kraftwerken durch Retrofit-Maßnahmen als auch beim Bau von Neuanlagen zum Tragen.

Steinkohlekraftwerke stellen eine ausgereifte und etablierte Erzeugungstechnologie dar. Elektrizität kann bei einem maximalen Wirkungsgrad von bis zu 50 % erzeugt werden. In Braunkohlekraftwerken ist eine Wirkungsgradsteigerung durch innovative Braunkohlevortrocknungsverfahren möglich. Der Wirkungsgrad lässt sich so auf bis zu 47 % steigern.

Während Gasturbinen aufgrund ihrer Flexibilität und niedrigen Investitionskosten zukünftig vor allem zur Bereitstellung von gesicherter Leistung an Bedeutung gewinnen werden, zeichnet Gas- und Dampfkraftwerke ein hoher Wirkungsgrad (bis leicht über 60%) bei ebenfalls vergleichsweise niedrigen Investitionskosten aus.

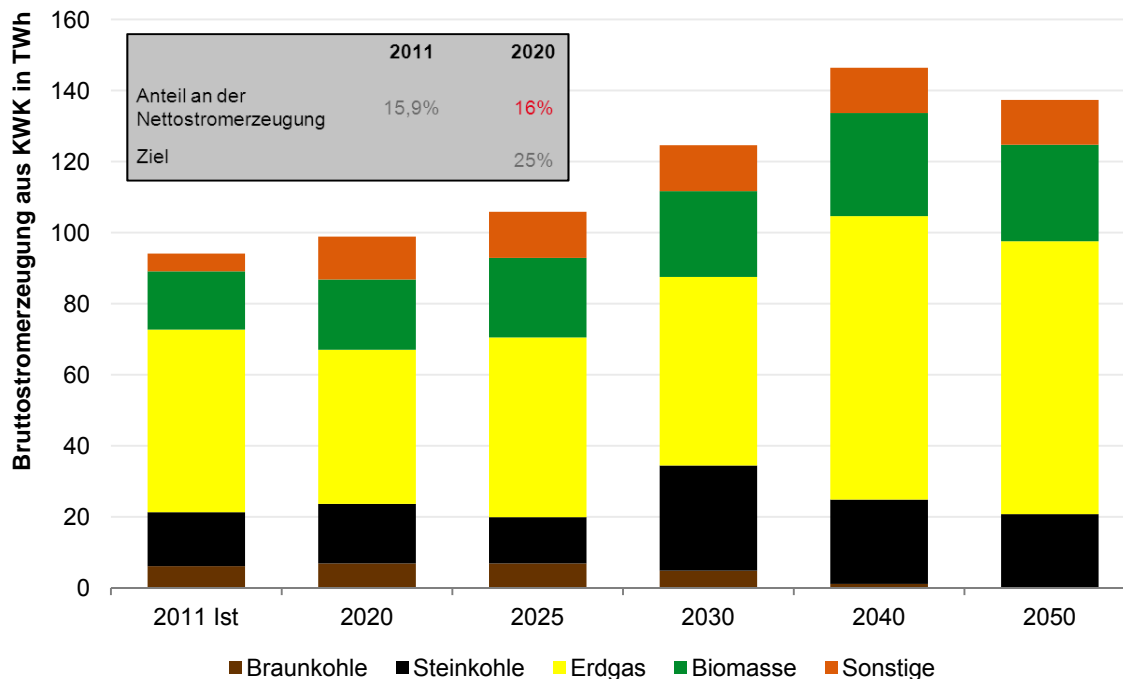
Kombi-Prozesse mit integrierter Vergasung (Integrated Gasification Combined Cycle) sind technisch komplex und damit verfahrenstechnisch aufwändig und weisen vergleichsweise hohe Investitionskosten auf. Wenn die Kosten nicht weiter reduziert werden, ist nicht davon auszugehen, dass diese Technologie im Wettbewerb mit etablierten Technologien bestehen kann.

## Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärme

(Abschnitt 3.2.4.2 des Berichts)

**Die Bruttostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nimmt bis 2040 zu. Aufgrund unterschiedlicher Zielkonflikte bleibt der Ausbau allerdings deutlich hinter den energiepolitischen Erwartungen zurück.**

*Bruttostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Referenzprognose und Trendszenario nach Energieträgern 2011-2050, in TWh*



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

In der Referenzprognose steigt der Anteil des in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugten Stroms gegenüber 2011 minimal an und erreicht bis 2020 einen Anteil von 16,1 % an der Nettostromerzeugung.

Die Verfehlung des KWK-Ziels von 25% in 2020 resultiert unter anderem aus abnehmenden Residualnachfragen im Elektrizitätsmarkt (durch das Wachstum der erneuerbaren Energien) und im Wärmemarkt (durch Effizienzmaßnahmen). Vor allem Verbesserungen der Energieeffizienz reduzieren das Potenzial für Kraft-Wärme-Kopplung und wirken somit der Erreichung des KWK-Ziels entgegen.

Die Effizienzverbesserungen durch gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme steht darüber hinaus auf der Angebotsseite im Wettbewerb mit hocheffizienten Wärmetechnologien, wie beispielsweise Brennwertkesseln, sowie mit erneuerbaren Energien, die ohne Brennstoffeinsatz Energie bereitstellen.

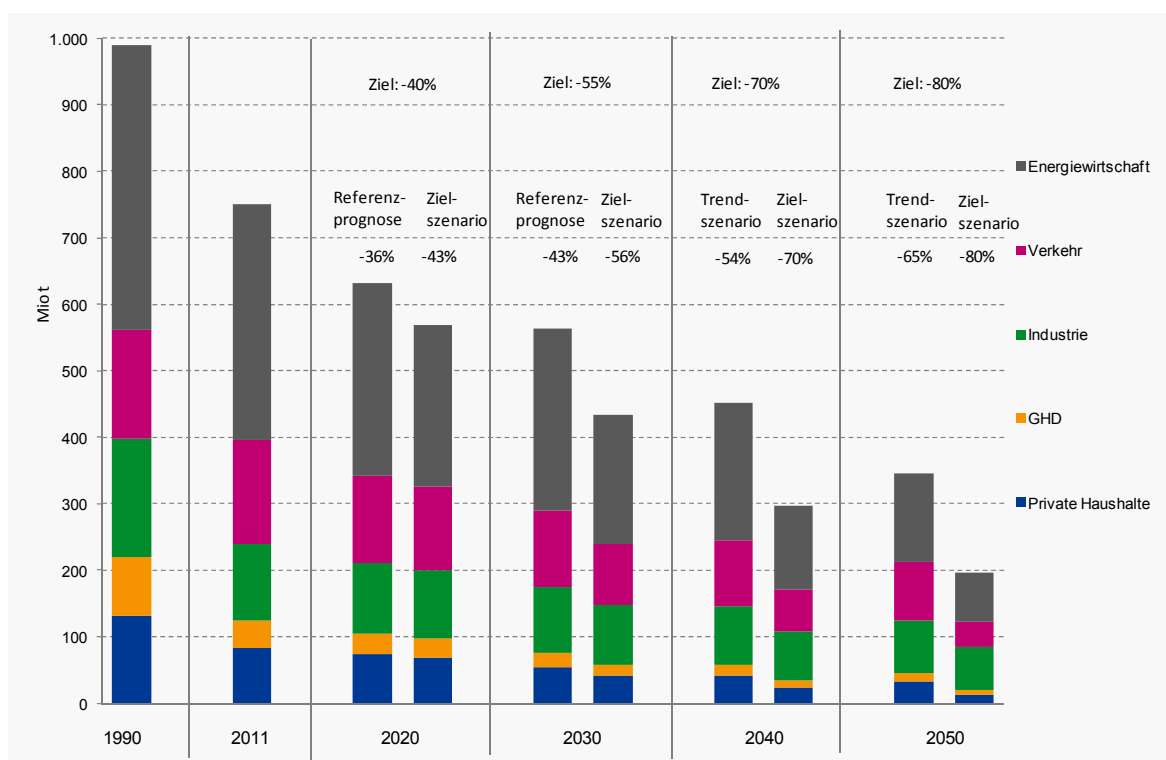
Gegenüber der großtechnischen Erzeugung von Strom und Wärme könnten Anlagen in der dezentralen Objektversorgung einen Beitrag zu Erreichung der Ziele leisten. Allerdings ist auch hier die Rentabilität stark von den jeweiligen (Opportunitäts-) Kosten für den Bezug des elektrischen Stroms aus dem Netz der öffentlichen Versorgung abhängig. Anpassungen in den Regelungen zur Eigenerzeugung und Selbstverbrauch führen dazu, dass dezentrale KWK-Technologien weiterhin eine vergleichsweise geringe Rolle spielen.

## Zielszenario

(Abschnitt 4.1 bis 4.4 des Berichts)

In Referenzprognose und Trendszenario werden die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung überwiegend nicht erreicht. Das Zielszenario zeigt, was erforderlich wäre, um die im Energiekonzept definierten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen.

*Energiebedingte Treibhausgasemissionen in Referenzprognose / Trendszenario und Zielszenario 1990 – 2050, in Mio t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die Zielerreichung erfordert gegenüber dem bereits ambitionierten Referenzszenario und Trendszenario weitere zusätzliche Maßnahmen zur Reduktion von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen, die sich nicht in allen Fällen rechnen. Im Bereich des Endenergieverbrauchs müssen beispielsweise mehr Gebäude besser energetisch saniert, die Effizienzpotenziale in Unternehmen weiter ausgeschöpft und die Elektromobilität verstärkt voran getrieben werden.

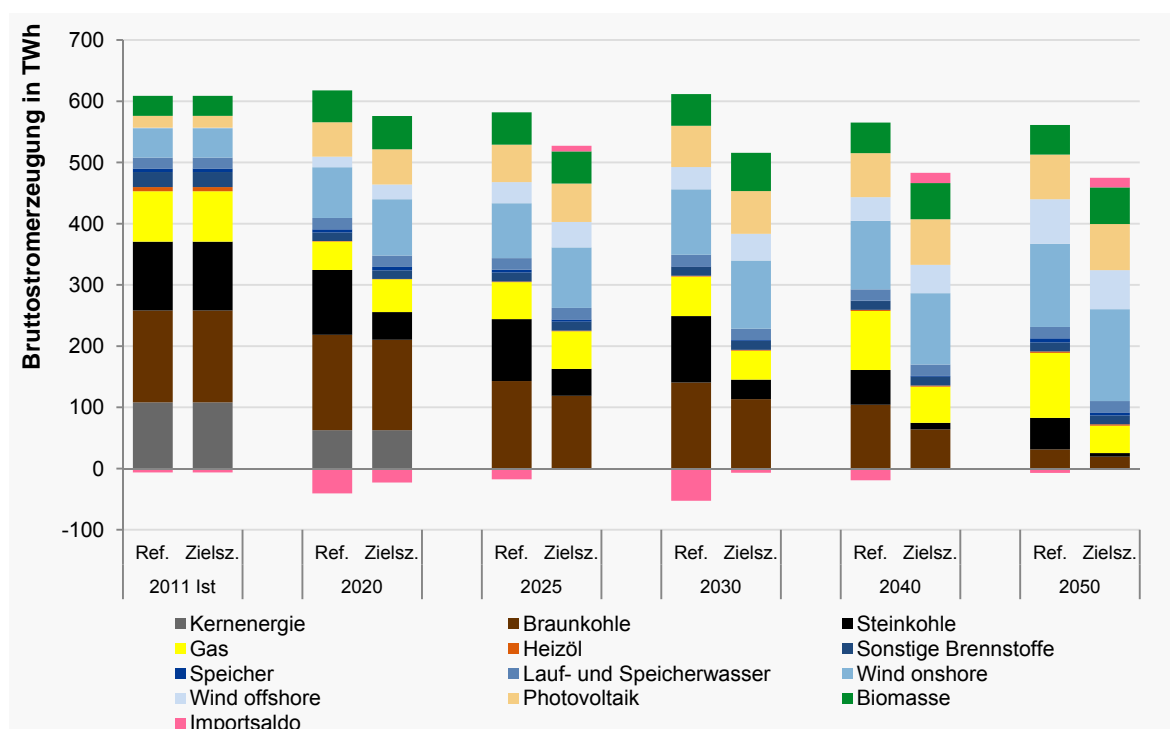
Das Zielszenario geht von anderen Grundvoraussetzungen aus als Referenzprognose und Trendszenario. Es unterstellt, dass die energie- und klimapolitischen Ziele vorrangig verfolgt werden und es der Politik gelingt, in vielen Bereichen bestehende Hemmnisse zu überwinden. Aus Sicht der Autoren ist das nicht wahrscheinlich.

## Zusätzliche Maßnahmen und Ergebnisse im Zielszenario: Strom- und Fernwärmeerzeugung

(Abschnitt 4.5 des Berichts)

Um die energiepolitischen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen, muss vor allem die Erzeugung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken weiter reduziert werden.

Bruttostromerzeugung in Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario nach Energieträgern 2011-2050, in TWh



Quelle Prognos/EWI/GWS 2014

Um die mittel- bis langfristigen nationalen Treibhausgasemissionen auf die Zielwerte des Energiekonzepts (gegenüber 1990 minus 55 % bis 2030 und minus 80 % bis 2050) zu reduzieren, müsste die Erzeugung in CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken gegenüber Referenzprognose und Trendszenario stärker gesenkt werden, als dies bei den erwarteten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (ETS) absehbar ist.

Dazu wären zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass nationale Maßnahmen innerhalb des Energiesektors im EU-ETS den CO<sub>2</sub>-Preis dämpfen und die Emissionen im europäischen Ausland entsprechend erhöhen würden.

Bis 2020 wären zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore Windenergie neben einer Sicherung der Finanzierung des Netzausbaus auch die benötigten Planungszeiträume zu reduzieren und bei der Anpassung der Fördersysteme stärker zu berücksichtigen.

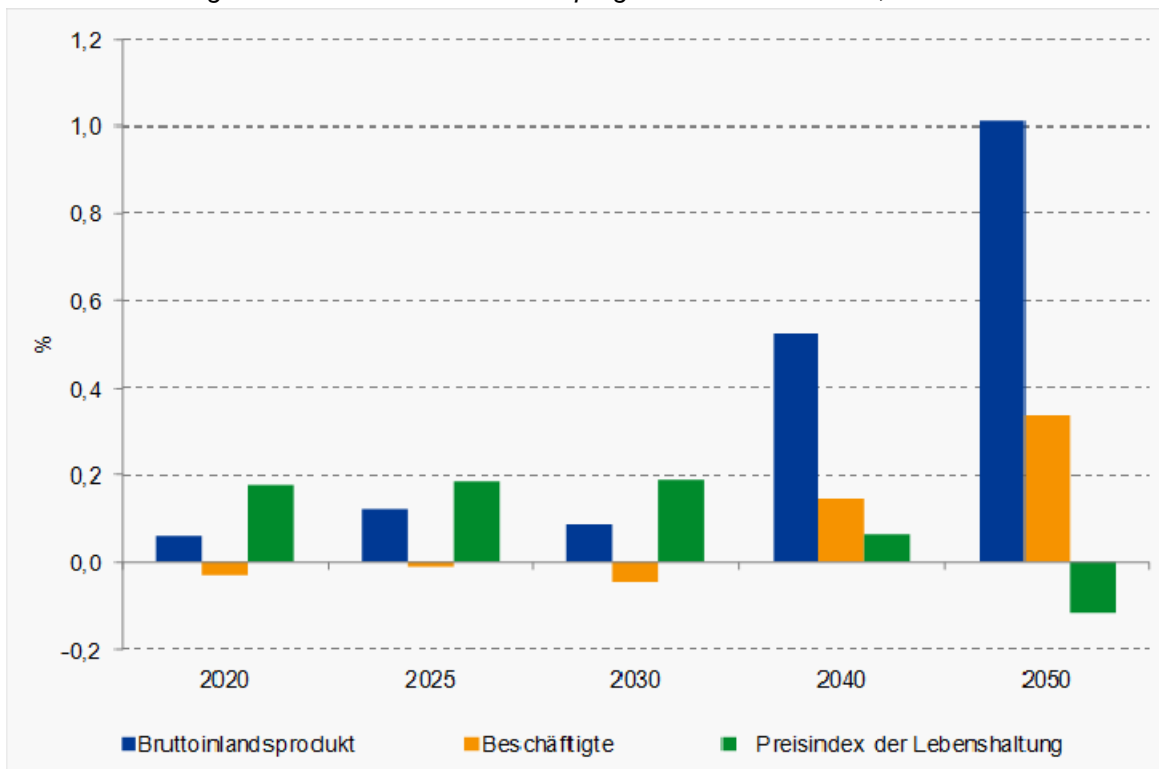
Trotz einer stärkeren Förderung von Klein- und Mikro-KWK-Anlagen wird das KWK-Ziel für 2020 auch im Zielszenario nicht erreicht. Die Ursachen hierfür sind rückläufige residuale Elektrizitäts- sowie Wärmenachfragen und damit Zielkonflikte zwischen Effizienzverbesserungen und Ausbau erneuerbarer Energien einerseits sowie Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung andererseits.

## Gesamtwirtschaftliche Effekte

(Abschnitt 5 des Berichts)

**Die Umsetzung des Zielszenarios anstelle von Referenzprognose / Trendszenario ist mit gesamtwirtschaftlichen Effekten verbunden. Mittelfristig wäre die Umsetzung des Zielszenarios ökonomisch zu verkräften, langfristig hätte sie eher positive Auswirkungen.**

*Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung im Zielszenario von Referenzprognose / Trendszenario, 2020 – 2050 in %*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Gesamtwirtschaftliche Effekte des Zielszenarios werden im Vergleich zu Referenzprognose / Trendszenario ausgewiesen. Dazu werden Differenzen zwischen beiden Szenarien u.a. bei Strompreisen und Investitionen in Energieeffizienz in ein gesamtwirtschaftliches Modell eingestellt. Die Effekte beschreiben nicht Wirkungen „der Energiewende“, sondern Differenzen, die sich ergeben, wenn über die Referenzprognose hinaus die Ziele des Energiekonzepts erreicht werden.

Die Erreichung der energie- und klimaschutzpolitischen Ziele über Referenzprognose / Trendszenario hinaus ist mittelfristig ökonomisch verkräftbar. Bis zum Jahr 2030 bleiben die Wirkungen auf BIP, Beschäftigung und Preisniveau gering.

Langfristig zahlen sich die Energieeinsparungen und der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien auch gesamtwirtschaftlich aus. Energieeffizienz leistet dabei den größten Beitrag. Das BIP liegt im Zielszenario im Jahr 2050 um 1,0 % über dem Trendszenario. Die Zahl der Erwerbstätigen ist dann um 118 Tausend höher.

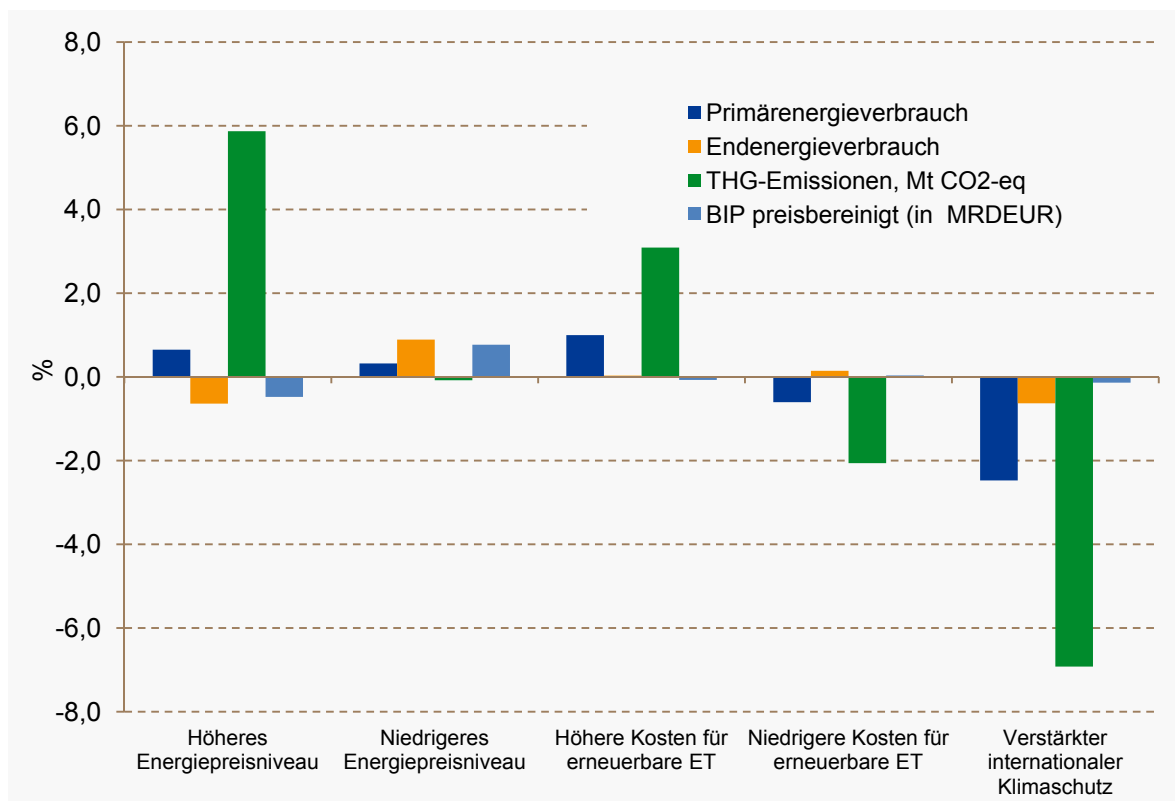


## Sensitivitäten

(Abschnitt 6 des Berichts)

In fünf Sensitivitätsrechnungen wurde geprüft, wie sich unterschiedliche Preise für fossile Energieträger, andere Annahmen für die Kostenentwicklung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie höhere CO<sub>2</sub>-Preise auf zentrale Ergebnisse auswirken. Mit Ausnahme der Sensitivität mit höheren CO<sub>2</sub>-Preisen, die nach 2030 zu einem deutlichen Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen, sind die Effekte gering. Die Grundaussagen der Referenzprognose und des Trendszenarios bleiben auch bei geänderten Annahmen wichtiger Parameter in den Sensitivitäten erhalten.

Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in den 5 Sensitivitäten von Referenzprognose / Trendszenario, 2050 in %



Prognos/EWI/GWS 2014

In der mittleren Frist im Jahr 2020 verändern sich zentrale Größen in den Sensitivitäten gegenüber der Referenzprognose nur wenig. Im Jahr 2050 weichen vor allem die THG-Emissionen in mehreren Sensitivitäten um mehrere Prozent von den Werten im Trendszenario ab. Dahinter stehen vor allem Verschiebungen im Brennstoffmix in der Stromerzeugung. Die Effekte auf Endenergieverbrauch und BIP bleiben in allen Sensitivitäten gering.

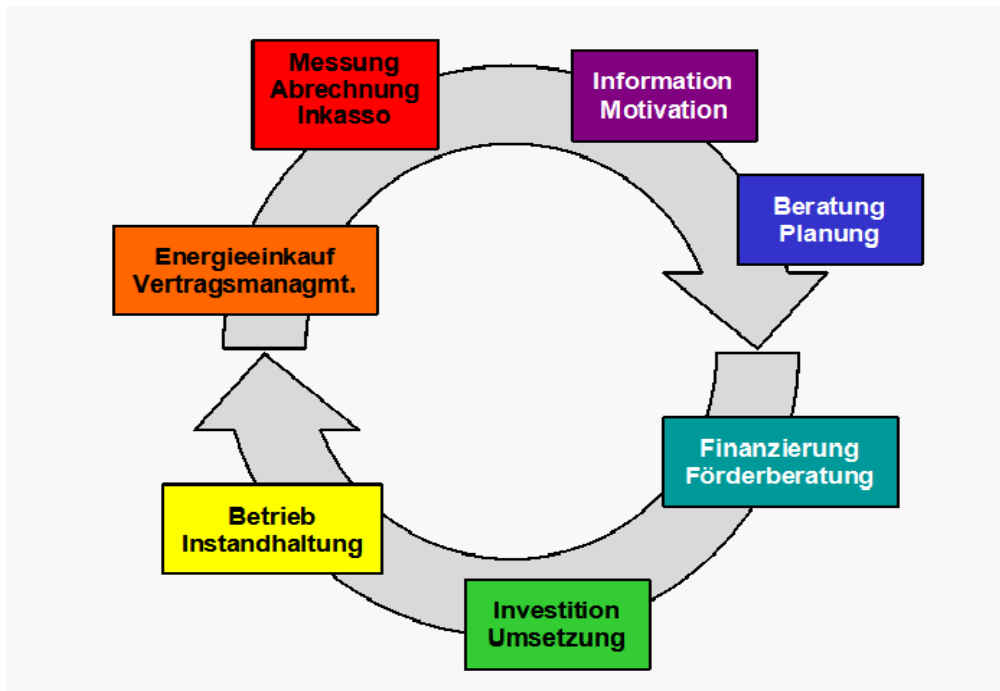
Damit zeigt sich, dass die Ergebnisse der Referenzprognose bzw. des Trendszenarios robust sind mit Blick auf die Annahmen zu internationalen Energiepreisen und Technologiekosten für erneuerbare Energien. Verstärkte internationale Klimaschutzbemühungen würden dagegen bis 2050 die ermittelten THG-Emissionen gegenüber dem Trendszenario deutlich reduzieren.

## Energieeffizienz

(Abschnitt 8.2.3 des Berichts)

Eine effiziente Energienutzung ist eine wesentlich Voraussetzung, um die energie- und Klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen. Die Steigerung der Energieeffizienz erfordert oft Investitionen in Einspartechnologien. In allen Verbrauchssektoren und Anwendungsbereichen bestehen bislang ungenutzte und teilweise wirtschaftliche Potenziale für Energieeinsparungen.

*Schritte zur Steigerung der Energieeffizienz*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die effiziente Energienutzung ist eine wesentliche Voraussetzung, sollen die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden. Je weniger Energie bei gegebener Wirtschaftsleistung verbraucht wird, umso leichter fällt es, eine sichere, wirtschaftliche umweltschonende Energieversorgung zu gewährleisten.

In vielen Fällen setzt eine höhere Energieeffizienz technische Maßnahmen und Investitionen in sparsame Technologien voraus. Verbesserte betriebliche Abläufe und aufmerksames Verhalten können ebenfalls dazu beitragen, Energie sparsamer zu nutzen. In der Regel bedarf es einer durchgängigen Wirkungskette angefangen von der Motivation und Information über die zielgerichtete Planung und Investition bis hin zur betrieblichen optimalen Umsetzung einer Maßnahmen, damit die Energieeinsparung tatsächlich realisiert werden kann.

Es bestehen ungenutzte und teilweise wirtschaftlich realisierbare Potenziale für Energieeffizienz und Energieeinsparung in allen Sektoren, in allen Anwendungssystemen und bei allen Verwendungszwecken. In vielen Bereichen bestehen die Potenziale allein aufgrund der Tatsache, dass die technologischen Systeme nicht ausreichend auf den Bedarf hin dimensioniert und betrieben werden.

## Langfristige technologische Entwicklung

(Abschnitt 8.2.4 des Berichts)

**Neue und weiterentwickelte Technologien in der Nutzung und Umwandlung von Energie sind die Schlüssel zur Steigerung der Energieeffizienz und zum kostengünstigen Ausbau erneuerbarer Energien. Der Markterfolg neuer Technologien hängt entscheidend vom wirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Umfeld ab.**

*Anwendungsbereiche neuer Technologien*



*Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014*

Technologien und Technikentwicklungen spielen in allen Feldern der Energienutzung, der Energiebereitstellung und der Energieversorgung eine wesentliche Rolle. Neue Technologien und technische Weiterentwicklungen führen sowohl zu mehr Energieeffizienz als auch zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien. Darüber hinaus verändern sie Organisation und Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft.

Auf der Nachfrageseite wird der technische Fortschritt auch in Zukunft vor allem im Rhythmus der normalen Investitionszyklen implementiert. Neben anwendungs- und branchenspezifischen Technologien spielen dabei Querschnittstechnologien eine bedeutende Rolle, die in vielen Bereichen eingesetzt werden können. Kurzfristig wirken sich vor allem die Entwicklungen der Informations- und Kommunikationstechnik, Vernetzung, Regel- und Steuerungstechnik sowie Miniaturisierungen aus. Mittel- und langfristig werden u.a. neue Werkstoffe, maßgeschneiderte Oberflächen, Bionik und Robotik großen Einfluss haben.

Außer technischen Aspekten sind für die Einführung neuer Technologien wirtschaftliche, ökologische und gesellschaftliche Umfeldbedingungen von zentraler Bedeutung.

## Prognosen und Szenarien Dritter

(Abschnitt 8.4 des Berichts)

**Zur Einordnung der Ergebnisse wurden die im Rahmen des Projekts erstellte Referenzprognose und das Trendszenario sowie das Zielszenario mit ähnlichen Arbeiten Dritter verglichen. Dabei zeigte sich, dass ein Vergleich wegen zum Teil sehr unterschiedlicher Charakteristika und Annahmen nur bedingt aussagekräftig ist.**

Um Referenzprognose und Trendszenario einerseits sowie Zielszenario andererseits in einen größeren Rahmen einzuordnen, wurde deren Ergebnisse mit aktuellen Prognosen und Szenarien Dritter verglichen. Dabei handelt es sich um folgende Arbeiten:

- EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050, Reference Scenario 2013 (European Commission 2013)
- Energieprognose 2012-2040 (ExxonMobil 2012)
- Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (BMU 2012)
- Politiksznarien für den Klimaschutz VI (UBA 2012)
- Energieszenarien 2011 (Prognos/EWI/GWS 2011)
- 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar (SRU 2010)

Wegen zum Teil unterschiedlicher Charakteristika (Prognosen, Politiksznarien, Zielszenarien, BAU-Szenario) sowie zum Teil unterschiedlicher sozioökonomischer Rahmendaten lassen sich die betrachteten Arbeiten nur bedingt vergleichen.

- Der Vergleich der beiden betrachteten Prognosen – der hier erarbeiteten Energiereferenzprognose und der Prognose 2012-2040 von ExxonMobil – zeigt ähnliche Entwicklungen der Primärenergieproduktivität. Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch und in der Stromerzeugung ist in der Energiereferenzprognose höher als in der Energieprognose von ExxonMobile. Der Vergleich absoluter Größen wäre wegen deutlich unterschiedlicher sozioökonomischer Rahmendaten nicht aussagekräftig.
- Das im Rahmen der hier vorliegenden Arbeit erstellte Zielszenario und die vergleichbaren Zielszenarien des BMU 2012 zeigen eine ähnliche Absenkung des Primärenergieverbrauchs. Um diese zu erreichen, ist in unserem Zielszenario wegen der optimistischeren Wachstumsannahmen eine stärkere Steigerung der Primärenergieproduktivität erforderlich als in den BMU-Szenarien. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen verringern sich wegen des in den BMU-Zielszenarien schnelleren Ausbaus der erneuerbaren Energien weiter als im aktuellen Szenario.

## 2 Einordnung und Aufbau des Berichts

### 2.1 Charakter von Referenzprognose und Szenarien

Die deutsche Energieversorgung unterliegt einem tiefgreifenden Wandel, der durch internationale und nationale Einflüsse bestimmt ist. Auf internationaler Ebene spielen neben der Entwicklung der Rohstoffpreise auch langfristige wirtschaftliche Trends sowie internationale Klimaschutzvorhaben eine Rolle. Das nationale Geschehen ist darüber hinaus vor allem durch die Ziele und Maßnahmen des von der Bundesregierung 2010 und 2011 beschlossenen Energiekonzepts beeinflusst.

Die **Referenzprognose** ist das zentrale Element der vorliegenden Studie: Sie stellt die aus Sicht der Bearbeiter wahrscheinliche Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 dar. Im Kontext der Ziele des Energiekonzepts trägt die Prognose dazu bei, mögliche Zielverfehlungen zu erkennen und eventuelle Handlungsfelder der Energiepolitik zu identifizieren.

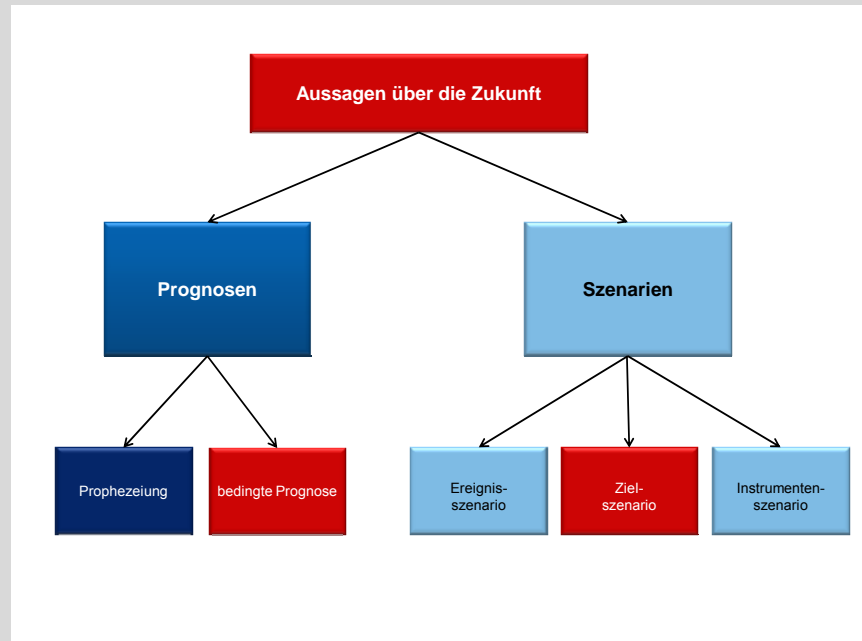
Als erprobte Methode zur Bereitstellung quantitativer und qualitativer Entscheidungsgrundlagen werden **modellgestützte Szenarien** verwendet. Szenarien stellen sich der Aufgabe, konsistente Bilder über mögliche Zukünfte zu entwickeln, bei denen bestimmte Rahmenbedingungen und politisch-gesellschaftliche Voraussetzungen kontrolliert verändert werden. Damit können auch die Auswirkungen von starken Veränderungen der Voraussetzungen gegenüber heutigen Verhältnissen eingeschätzt werden.

Der Vergleich verschiedener Szenarien unterstützt das Verständnis von Wirkungszusammenhängen und Unsicherheiten. Darum wird die Prognose um **Sensitivitätsrechnungen** zum Einfluss ausgewählter wichtiger Parameter ergänzt.

### Infobox 2-1: Prognosephilosophie

In der Öffentlichkeit – und zum Teil auch in der Fachwelt – herrscht nicht immer Klarheit über Charakter und Funktion unterschiedlicher Arten von Aussagen über die Zukunft.

*Abbildung 2.1-1: Überblick über unterschiedliche Arten von Zukunftsaussagen*



Grundsätzlich lassen sich Prognosen und Szenarien unterscheiden.

- Prognosen lassen sich differenzieren in Prognosen, die an das Eintreten definierter Bedingungen geknüpft sind (bedingte Prognosen). Bei der in dieser Studie erarbeiteten Energierferenzprognose handelt es sich um eine bedingte Prognose. Daneben gibt es unbedingte Prognosen – auch Prophezeiungen genannt – die im Bereich des wissenschaftlichen Arbeitens keine Bedeutung haben. Die Aufgabe bedingter Prognosen ist es darzustellen, welche Entwicklung unter bestimmten Bedingungen (in unserem Fall z.B. hinsichtlich Bevölkerung, Wirtschaft, Energiepreisen und Energiepolitik) eintreten können. Der Anspruch besteht darin, die aus heutiger Sicht wahrscheinliche Entwicklung des Energiesystems zu beschreiben. Allerdings wäre es angesichts der Vielzahl der zu treffenden Annahmen Zufall, wenn einzelne Zielgrößen exakt getroffen würden. Vielmehr geht es bei der Referenzprognose darum, wichtige Eckpunkte der zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung konsistent und erklärbar darzustellen.
- Bei Szenarien unterscheidet man grundsätzlich Ereignis-szenarien („Was passiert, wenn der Ölpreis steigt?“), Instru-

mentenszenarien („Was passiert, wenn die Energieeinsparverordnung verschärft wird?“) und Zielszenarien („Was muss passieren, damit die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2050 um 80 % sinken?“)

Im Rahmen unserer Studie wurden zwei Szenarien erarbeitet. Das Trendszenario für den Zeitraum 2030 bis 2050 stellt eine Kombination von Ereignis- und Instrumentenszenario dar und zeigt, was passiert, wenn die bis 2030 sichtbaren Entwicklungen trendmäßig in die fernere Zukunft fortgeschrieben werden. Das Zielszenario zeigt, welche Veränderungen bei Energieverbrauch und Energieumwandlung erforderlich sind, um die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung zu erreichen.

Ziel von Szenarien ist es letztlich, vor dem Hintergrund der jeweiligen Fragestellung unterschiedliche mögliche Entwicklungen transparent zu machen und damit Handlungs- bzw. Reaktionsoptionen für Akteure aufzuzeigen.

Die Referenzprognose wurde auf Basis eingehender Analysen mit Hilfe spezifischer Modellsysteme (vgl. Abschnitt 8.5) entwickelt. Sie stellt diejenige Entwicklung der deutschen Energieversorgung bis 2030 dar, die unter Berücksichtigung grundlegender energiepolitischer Weichenstellungen aus Sicht der Auftragnehmer mit einer hohen Eintrittswahrscheinlichkeit verbunden ist. Damit unterscheidet sich die Referenzprognose von normativen Zielszenarien, die eine Zielerreichung unterstellen und beleuchten, unter welchen Bedingungen und Maßnahmen diese Ziele erreicht werden können.

Die Referenzprognose geht davon aus, dass die **energie- und Klimaschutzpolitischen Anstrengungen weiter verschärft** werden und die Politik auf Anzeichen einer Zielverfehlung reagiert. Europa und Deutschland im Speziellen werden auch weiterhin eine Vorreiterrolle im Klimaschutz einnehmen. Fragen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit werden eine zunehmend bedeutende Rolle spielen. Global nimmt die Bedeutung des Klimaschutzes bei politischen Entscheidungen langfristig zu. Aber es wird nicht erwartet, dass kurzfristig ein umfassendes internationales Klimaschutzabkommen abgeschlossen wird. Allerdings zeigen zunehmend mehr Vorhaben auch außerhalb Europas einen Trend zu mehr Klimaschutz. Dadurch wird trotz der Vorreiterrolle Europas der Abstand im Klimaschutzniveau zu Nicht-EU-Nationen begrenzt.

An die Referenzprognose schließt sich das **Trendszenario** an. In diesem Szenario werden die in der Referenzprognose angelegten Trends im Bereich von Politik, Technologie und Marktdurchdringung bis ins Jahr 2050 fortgeschrieben.

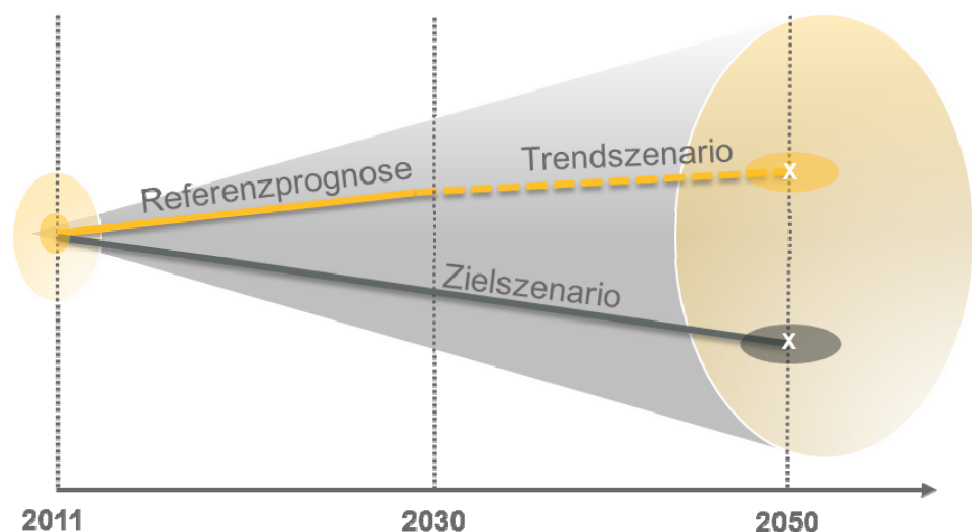
Das **Zielszenario** folgt einer anderen Philosophie. Hier geht es darum, die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele zu erreichen. Deshalb werden im Zielszenario gegenüber der Referenzprognose und dem Trendszenario **weiterführende Maßnahmen** unterstellt. Diese Maßnahmen unterscheiden sich gegenüber den erwarteten Weichenstellungen der Referenzprognose dadurch, dass sie deutliche Veränderungen in den gesellschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen sowie veränderte monetäre Ströme voraussetzen. Teilweise stehen Hemmnisse verschiedener Art der rechtzeitigen Umsetzung entgegen.

Die Ergebnisse des Zielszenarios unterscheiden sich von den Ergebnissen der Studie „**Energieszenario für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2010**“ (ESZ 2010) aufgrund anderer Einschätzungen als sie bei der Erstellung der ESZ 2010 zugrunde lagen. Das trifft z.B. auf den Stromverbrauch der Industrie zu. In der vorliegenden Arbeit wird die Entwicklung der Wirtschaftsleistung in der Industrie deutlich optimistischer eingeschätzt als in den ESZ 2010. Die damalige Untersuchung wurde im Umfeld der Finanz- und Wirtschaftskrise erstellt, als über den Fortgang der Wirtschaft im Allgemeinen und der Industrie im Besonderen große Unsicherheit herrschte. Die Einschätzung fiel deshalb sehr verhalten aus.

Es ergeben sich somit für diese Studie zwei Szenariopfade, wie in Abbildung 2.1-2 dargestellt:

- Die Referenzprognose (2011-2030) mit dem anschließenden Trendszenario (2030-2050)
- Das Zielszenario (2011-2050)

*Abbildung 2.1-2: Schematische Darstellung des Charakters von Referenzprognose Trendszenario und Zielszenario im Szenario-raum von 2011 – 2050.*





- Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der unterschiedlichen Szenarienlogik, der Definition der Szenariopfade und der damit einhergehenden unterschiedlichen Voraussetzungen die Aussagen jeweils nur im komplexen Zusammenhang verglichen werden können.
- Um die Robustheit der Ergebnisse der Referenzprognose zu prüfen, werden ergänzend Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Dazu werden einzelne Einflussgrößen, wie beispielsweise internationale Rohstoffpreise, variiert und damit ein besseres Verständnis für die Stabilität der Resultate geschaffen.

## 2.2 Aufbau des Berichts

Der nachfolgende Bericht gliedert sich in neun Teile:

Das anschließende **Kapitel drei** stellt den Kern des Berichts dar. Hier werden die wesentlichen Annahmen und Ergebnisse der Untersuchung für **Referenzprognose** (bis 2030) und **Trend-szenario** (bis 2050) im Detail beschrieben.

**Kapitel vier** enthält die Ergebnisse des **Zielszenarios**. Dabei wird gezeigt, welche Maßnahmen im Vergleich zu Referenzprognose und Trendszenario zusätzlich erforderlich sind, um die im Energiekonzept der Bundesregierung genannten Ziele zu erreichen.

Im **fünften Kapitel** werden die **gesamtwirtschaftlichen Effekte** untersucht, die mit der Umsetzung des Zielszenarios verbunden wären.

Das **sechste Kapitel** fasst die Ergebnisse von **Sensitivitätsrechnungen** zusammen, in denen der Einfluss ausgewählter Parameteränderungen auf Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen untersucht wurde.

Im **Kapitel sieben** werden die **Ergebnisse** von Referenzprognose, Trendszenario und Zielszenario vor dem Hintergrund der im Energiekonzept der Bundesregierung genannten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele **ingeordnet**.

Der **Anhang (Kapitel 8)** ist wie folgt aufgebaut:

- **Abschnitt 8.1** enthält die Energiebilanzen für die Jahre 2011, 2020, 2025, 2030, 2040 und 2050.
- Im **Abschnitt 8.2** werden die Ergebnisse der **Schwerpunktanalysen** vorgestellt. Dabei handelt es um Untersuchungen zur Entwicklung der weltweiten Energiemärkte, den strukturellen Veränderungen im Elektrizitätssektor, zur

Energieeffizienz und zu den langfristigen technologischen Entwicklungen, die für den Energiebereich von Bedeutung sind.

- Im **Abschnitt 8.3** erfolgt eine kurze Bestandsaufnahme der globalen und deutschen energiewirtschaftlichen Entwicklung von 1990 bis 2011.
- Einen **Vergleich** der Ergebnisse dieser Studie mit den **Resultaten von Prognosen und Szenarien Dritter** enthält **Abschnitt 8.4**.
- Das methodische Vorgehen wird in **Abschnitt 8.5** beschrieben.

### 3 Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland: Prognose bis 2030 und Trendszenario bis 2050

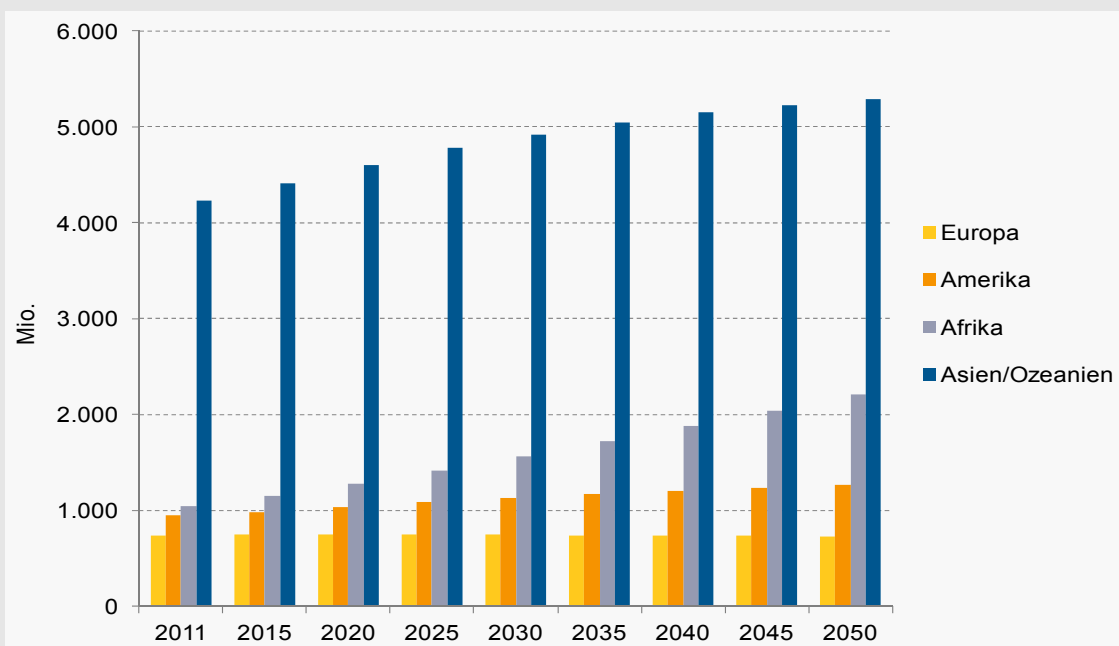
#### 3.1 Rahmenbedingungen

##### 3.1.1 Globaler Rahmen

#### Das Wichtigste in Kürze

- Die wirtschaftliche Entwicklung der einzelnen Volkswirtschaften hängt zunehmend von den Veränderungen im globalen Umfeld ab. Durch das Internet werden die internationalen Verflechtungen ebenso intensiviert wie durch die multinationale Ausrichtung von Unternehmen, die regionale Absatzchancen und Kostendifferenzen nutzen.
- Die günstigen Wachstumsperspektiven zeigen sich in den heutigen Schwellenländern und hier vor allem in China und Indien. Die Industrieländer spielen für die Dynamik der Weltwirtschaft eine immer kleinere Rolle.
- Mittelfristig und insbesondere längerfristig wächst Indien schneller als China. Dabei profitiert die Wirtschaft in Indien von der – anders als in China – günstigen Bevölkerungsentwicklung. Die Zunahme der arbeitsfähigen Bevölkerung dämpft die Lohn-Preis-Dynamik und stärkt die internationale Preiswettbewerbsfähigkeit.
- Innerhalb der heutigen Industrieländer entwickeln sich die USA mittel- und langfristig dynamischer als die EU. Ein wesentlicher Grund dafür ist die in den USA wachsende Bevölkerung. In der EU begrenzt die rückläufige Einwohnerzahl die Ausweitung der Binnennachfrage und verringert das Erwerbspersonenpotenzial.

**Bevölkerung und Regionen 2011 – 2050, in Mio. Personen**



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

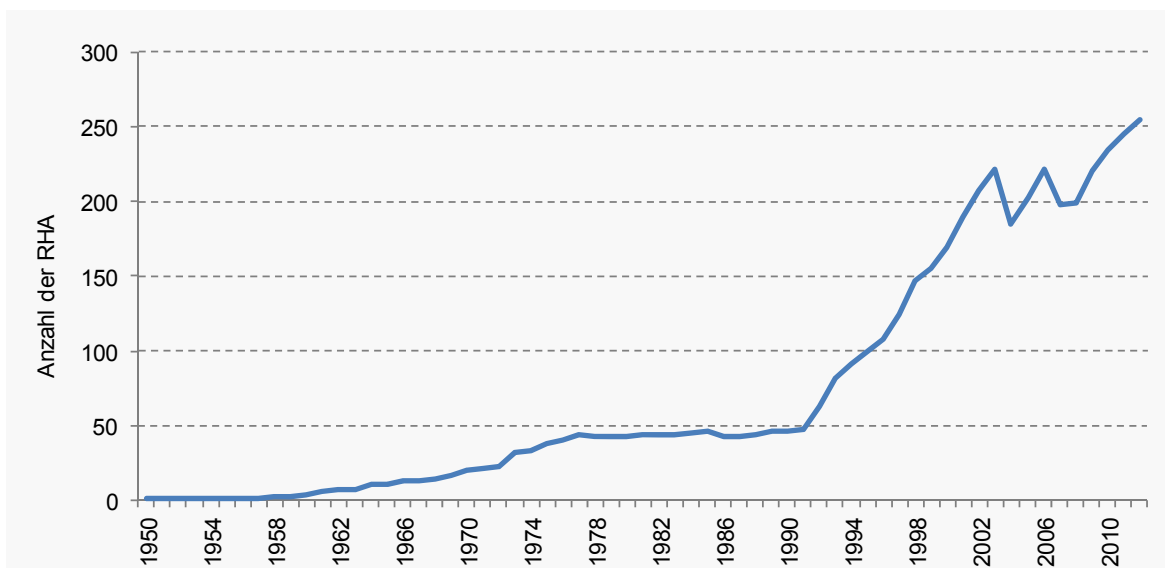
Die künftige Entwicklung der Weltwirtschaft wird von einer Reihe von **Rahmenbedingungen** beeinflusst. Hierzu zählen die zukünftige Stoßrichtung der Welthandelspolitik, die Bevölkerungsentwicklung in den einzelnen Ländern, Maßnahmen auf der politischen Ebene, technologische Entwicklungen sowie der Umgang mit natürlichen Ressourcen.

### 3.1.1.1 Welthandelspolitik und politische Globalisierung

Die multilaterale Welthandelspolitik blickt auf eine mehr als 50-jährige Geschichte zurück. Derzeit zählt die Welthandelsorganisation (WTO) 159 Mitglieder, darunter Industrie-, Schwellen- und Entwicklungsländer. Während der 2001 in Doha (Katar) abgehaltenen Ministerkonferenz wurde das Verhandlungspaket der Doha Development Agenda beschlossen. Ein wichtiger Bestandteil dieser Agenda ist die Liberalisierung des Handels zwischen Industrienationen und Entwicklungsländern.

Nach der Beschlussfassung der Verhandlungsinhalte der Doha-Entwicklungsagenda im Jahr 2001 war die Handelsrunde schon bald ins Stocken geraten. Daher wurden in den vergangenen Jahren weltweit verstärkt **bilaterale und regionale Lösungsansätze** zur Beseitigung von Handelshemmnissen gewählt (Abbildung 3.1.1.1-1). Für die Zukunft erwarten wir, dass sich diese Entwicklungen fortsetzen werden.

*Abbildung 3.1.1.1-1: Anzahl Regionaler Handelsabkommen, zum jeweiligen Zeitpunkt in Kraft, 1948 – 2012*



Quelle: World Trade Organization, Prognos/EWI/GWS 2014

Im Zuge der Wirtschaftskrise wurden zum Schutz der heimischen Industrie protektionistische Maßnahmen vorübergehend wieder verstärkt angewendet. Dabei sind es weniger Zölle als vielmehr nicht-tarifäre Handelshemmnisse, die den internationalen Aus-

tausch von Waren und Direktinvestitionen auf oftmals subtile Weise behindern. Es ist jedoch zu erwarten, dass diese **protektionistischen Tendenzen kein dauerhaftes Phänomen** sind, sondern sich die Volkswirtschaften mittelfristig wieder stärker auf den freien Handel besinnen.

Die Globalisierung spielt aber nicht nur in ökonomischer Hinsicht eine wichtige Rolle. Im Zuge der Globalisierung ist die Welt ein Stück "näher zusammen gerückt". Das bedeutet auch, dass Veränderungen in den weltweiten politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen ebenfalls schnell und ungehindert über Grenzen hinweg wirksam werden können. Zusammen mit der Wirtschaft globalisieren sich nicht nur Politik, Medien und Kultur, sondern auch Probleme und Risiken.

Im Zuge der fortschreitenden **Globalisierung** und Vernetzung entstehen **neue Herausforderungen und Probleme**, die nicht an nationalstaatlichen Grenzen halt machen und von einzelnen Ländern nicht im Alleingang zu lösen sind. Stattdessen bedarf es zu ihrer Lösung – stärker als noch in der Vergangenheit – der koordinierten globalen Kooperation ("global governance"). Zu diesen internationalen Problemen zählen neben den „failed states“, dem Terrorismus und der organisierten Kriminalität vor allem der Klimawandel, die Bewältigung globaler Migrationsströme sowie die Schaffung wirksamer institutioneller Regulierungen von Vernetzungsrisiken (wie im Fall der Finanzkrise).

Die Globalisierung von Risiken und Problemen hat auch in entwickelten Regionen einen **Wandel des Staatsverständnisses** zur Folge. Einerseits weitet sich der Zuständigkeitsbereich des Staates aus: es können Probleme auftreten, deren Ursache nicht innerhalb der eigenen Grenzen liegen. Andererseits verliert der Nationalstaat bei internationalen Herausforderungen an Problemlösungskompetenz. Dadurch werden Staaten gezwungen, bei der Bewältigung der zukünftigen globalen Herausforderungen zu kooperieren. Die Nationalstaaten werden stark in außenpolitische Sachzwänge eingebunden sein, womit der innenpolitische Handlungsspielraum für die Ausgestaltung nationaler Politiken reduziert wird.

Mit Blick auf die wirtschaftlichen Entwicklungen begünstigt die wachsende Komplexität in Wirtschaft und Gesellschaft einen zunehmenden Bedarf an international gültigen Regeln zum Schutz von Sicherheit, Gesundheit, Umwelt, Gesellschafts- und Wirtschaftsordnung oder Verbrauchern generell. Dabei gewinnen neben staatlichen und **internationalen Institutionen** wie beispielsweise der Europäischen Union und der WTO zunehmend auch Bürgerinitiativen und Nicht-Regierungs-Organisationen (NGO) unter Einschaltung der Medien an Einfluss.

Unternehmen fordern diese Regeln einerseits, um Qualitäts-, Umwelt-, Sicherheits- und Gesundheitsstandards in den Zulieferbeziehungen sicher zu stellen. Andererseits nutzen sie gezielt bestehende Differenzen in den jeweils herrschenden Regelungen, beispielsweise im Steuer-, Gesellschafts- und Haftungsrecht, bei Umwelt- und Produktionsauflagen, im Arbeitsrecht oder bei Standort- und Investitionsbewilligungen, um daraus Vorteile zu ziehen.

Obwohl gegenwärtig Bürokratisierungstendenzen mit Kostenbelastungen für die Wirtschaft und Erschwernissen bei Produktions- und Investitionsplanungen dominieren, werden unter dem Druck des Standortwettbewerbs, des gestiegenen Einflusses international aktiver NGO (insb. im Umweltbereich) und einer sich verbreiternden Akzeptanz von Initiativen im Rahmen von Corporate Social Responsibility in der Wirtschaft die Bemühungen um Konvergenz und Bürokratieabbau zumindest in den Industrieländern zunehmen.

#### 3.1.1.2 Klimawandel

Weltweit sind die Auswirkungen von Umweltveränderungen zunehmend spürbar. Die globale Klimaerwärmung, die Zunahme von Naturkatastrophen sowie die Häufung extremer Wetterereignisse werden in Zukunft immer mehr Gefahren für die Weltbevölkerung bergen. Eine **gemeinsame Umwelt- und Klimaschutzpolitik** ist daher eine der großen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts.

Naturwissenschaftliche Erkenntnisse über den Klimawandel und Warnungen vor massiven volkswirtschaftlichen Kosten dieser Entwicklung haben die Klimadebatte in den letzten Jahren intensiviert, heute ist der Klimawandel als wichtigster Treiber globaler Umweltveränderungen international anerkannt. Auch bestehen kaum noch Zweifel an der menschlichen Einflussnahme auf das Weltklima.

Hauptverantwortlich für die globale Erwärmung ist der **Ausstoß von Treibhausgasen (THG)**. Neben einer Erhöhung des Energieverbrauchs in den Industrieländern hat vor allem die sehr dynamische wirtschaftliche Entwicklung vieler Entwicklungs- und Schwellenländer – allen voran China, auf das heute bereits 20 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen entfallen – den Anstieg energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen beschleunigt. Da global die Hauptenergieträger auch in Zukunft fossile Brennstoffe und Kraftstoffe sein werden, werden die weltweiten Emissionen weiterhin ansteigen. Der weitestgehend größte Teil dieses Zuwachses wird dabei auf die Schwellenländer entfallen.

Der **politische Stellenwert des Klimawandels** ist in der Vergangenheit zwar gestiegen, doch rückt er auf der Agenda in Zeiten schwachen Wirtschaftswachstums regelmäßig nach hinten. Auch wenn es um völkerrechtlich verbindliche Abkommen zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen geht, stehen nationale Interes-

sen meist im Vordergrund. Eine regional sehr unterschiedliche Verteilung der Lasten des Klimawandels sowie stark variierende absolute und pro-Kopf-Emissionen in den einzelnen Volkswirtschaften verhindern ein gemeinsames Handeln (vgl. Abschnitt 3.1.1). Die Europäische Union strebt eine Vorreiterrolle beim Klimaschutz an und will mit einer Reduktion des THG-Ausstoßes um 20 % (unter bestimmten Voraussetzungen um 30 %) bis zum Jahr 2020 als gutes Beispiel vorangehen. Die Vereinigten Staaten erkennen nach jahrelanger Blockadepolitik die Notwendigkeit einer schnellen Antwort auf den Klimawandel an und sind bereit, sich auf internationaler Ebene am Klimaschutz zu beteiligen. China und andere Schwellenländer erkennen zunehmend den eigenen Beitrag zu den schnell ansteigenden Treibhausgasemissionen an, würden bislang jedoch keinen Minderungszielen zustimmen, die ihr Wirtschaftswachstum gefährden könnten. Um den Ausstoß an Treibhausgasen begrenzen und notwendige Anpassungen an den Klimawandel durchführen zu können, fordern viele Entwicklungs- und Schwellenländer eine verstärkte finanzielle und technologische Unterstützung von den Industriestaaten. Diese Forderungen werden nicht zuletzt mit den vergleichsweise niedrigen Emissionen je Einwohner in den Entwicklungs- und Schwellenländern begründet.

In der Konsequenz erweisen sich die **internationalen Verhandlungen zum Klimaschutz als langwierig und schwierig**. Die Einigung über umfangreiche globale Maßnahmen zur Stabilisierung des Klimas wird entscheidend davon abhängen, ob die Schwellenländer völkerrechtlich bindenden Grenzen für die Treibhausgasemissionen zustimmen. Angesichts der bestehenden Unterschiede bei Einkommen und Emissionen je Einwohner würden die Voraussetzungen für ein global abgestimmtes Vorgehen verbessert, wenn die heutigen Industriestaaten eine Vorreiterrolle einnehmen und die Vereinbarkeit von Wirtschaftswachstum und verschärftem Klimaschutz unter Beweis stellen und wenn sie darüber hinaus die Klimaschutzanstrengungen in Schwellenländern mit Technologietransfers und gegebenenfalls mit Finanztransfers unterstützen.

Im Zuge der krisenbedingt wachsenden Staatsverschuldung ist gerade in den besonders stark betroffenen Regionen der Welt kurzfristig damit zu rechnen, dass klimaschutzpolitische Maßnahmen und Umweltschutz an Bedeutung verlieren. Sollten die Verhandlungen auf den bevorstehenden Klimaschutzkonferenzen weiterhin zäh verlaufen, ist der Abschluss eines Nachfolgeabkommens für das Kyoto-Protokoll mittelfristig unwahrscheinlich. Nach unserer Einschätzung werden die immer deutlicher spürbaren Konsequenzen des Klimawandels aber **langfristig zu verstärkten Klimaschutzmaßnahmen in vielen Staaten** führen, die sich an der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der einzelnen Länder orientieren. Das dürfte aber nicht ausreichen, den Anstieg der globalen

Durchschnittstemperatur bis zum Jahr 2100 auf 2°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau (von 1750) zu beschränken.

Dieses sogenannte Zwei-Grad-Ziel ist ein zentrales, international weitestgehend anerkanntes Ergebnis wissenschaftlicher Erkenntnisse, nach denen eine globale Erwärmung in dieser Höhe als noch beherrschbar und adaptierbar gilt. Aktuelle Berechnungen weisen allerdings darauf hin, dass wegen des in den letzten Jahrzehnten nahezu ungebremsten Anstiegs der globalen THG-Emissionen die **Schwelle zur mittleren Erwärmung um 2°C bereits deutlich früher als 2050 überschritten** wird. Damit tritt zusätzlich die Herausforderung der Anpassung an den Klimawandel sowie den Umgang mit seinen Folgen hinzu. Dazu gehören z. B. die verstärkte Sicherung von Infrastruktur und Industrieanlagen gegenüber Extremwetterereignissen, die Vorbereitung des Energie- und Gesundheitssystems auf Extremsommer sowie Extremwinter, sowie die allmähliche Anpassung des „Portfolios“ landwirtschaftlicher Nutzpflanzen und Wälder an geänderte Klimabedingungen. Hinzu kommen jeweils kleinräumig ausgerichtete Forschungen und Anpassungen in Bezug auf sich insgesamt verändernde Flora und Fauna (Aussterben bisher angepasster Pflanzen- und Tierarten und Einwanderung neuer), verbunden mit der Gefahr der Einwanderung neuer Schädlinge sowie (Menschen-, Tier- und Pflanzen-) Krankheiten. Anwachsende Migrationsströme aus Weltregionen, deren Lebensbedingungen sich klimawandelbedingt deutlich verschlechtern, z. B. durch vermehrte Überschwemmungen, Dürren, verringerte Ertragsfähigkeit der Böden, stellen eine weitere Herausforderung dar. Besonders starke Auswirkungen des Klimawandels sind in Weltregionen mit wirtschaftsschwachen und gefährdeten Ländern (in Zentralafrika, im arabischen Gürtel, in Zentralasien) zu erwarten.

Auch künftig sind **Kooperationsabkommen** zur systematischen und langfristigen Unterstützung der Anpassung an den Klimawandel der besonders betroffenen Länder durch die Industrieländer zu erwarten, was eine neue und stark veränderte Facette der Entwicklungszusammenarbeit bedeuten kann. Hierbei wird es insbesondere um eine entsprechende Sicherung und „Robustifizierung“ der Landwirtschaft zur Aufrechterhaltung der Lebensgrundlagen, Einführung angepasster Nutzpflanzen und -tiere sowie den Aufbau angepasster Infrastruktur gehen, so dass der Verbleib in den potenziell gefährdeten Regionen möglich wird. Dennoch wird es Regionen geben, die durch fortschreitende Desertifikation oder den steigenden Meeresspiegel (verbunden mit häufigeren Salzwasser-Überschwemmungen) als Lebensraum endgültig verloren gehen oder nur mit extrem hohem Aufwand besiedlungsfähig gehalten werden können.

Andererseits ist es möglich, dass in anderen Weltregionen, insbesondere auf den nördlichen Kontinenten sowie in Grönland, künftig mehr Flächen landwirtschaftlich überhaupt oder besser nutzbar



werden und höhere Bevölkerungsdichten ermöglichen. Auch hier sind Anpassungen notwendig, wenn beispielsweise bisher stärker für nomadische Viehzucht genutzte Flächen zu Ackerflächen oder territorial festgelegten Weideflächen werden.

Das Experiment einer rapiden Veränderung der Lebensbedingungen für eine technologisch ausgerichtete und stark verwundbare Gattung wird in den nächsten Jahrzehnten heute kaum absehbare Auswirkungen haben.

### 3.1.1.3 Technologie und Humankapital

In unseren Prognosen sind **keine expliziten und konkreten „Technologiesprünge“** unterstellt. Neue Technologien diffundieren weltweit, so dass einzelne Länder bzw. Unternehmen nur kurzfristig technologisch bedingte Wettbewerbsvorteile haben. Der technologische Fortschritt wird gerade in den alternden Industrieländern durch das in Zukunft knappere Arbeitskräfteangebot sowie weltweit von der zu erwartenden weiteren Verteuerung von Rohstoffen und Energie bzw. den technologischen Erfordernissen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen getrieben. Dabei zeigt sich die Europäische Union hinsichtlich ihrer Forschungsausgaben vergleichsweise breit aufgestellt, während insbesondere China aber auch die Vereinigten Staaten eine stärkere Konzentration auf einzelne Branchen aufweisen.

Auch wenn keine technologischen Sprünge angenommen werden, sind **Technologieentwicklungen** absehbar, die die künftige Gestaltung des menschlichen Zusammenlebens, der Arbeitswelten sowie der Entwicklung gesellschaftlicher Möglichkeiten und Prioritäten beeinflussen werden. Bei der Betrachtung insbesondere der jüngeren Vergangenheit lassen sich einige „Technologiesprünge“ identifizieren, die die Gesellschaft, die Wertschöpfungsstrukturen und die globale Entwicklung stark verändert haben, wie das Internet (mit dem „spin-off“ der sozialen Medien) oder die Konvergenz der IKT-Medien zum Smartphone. Es liegt in der Natur der Sache, dass solche Technologiesprünge nicht prognostizierbar sind. Es ist daher ein Gebot der Seriosität, Prognosen nicht auf solchen Postulaten aufzubauen. Die Wahrscheinlichkeit ist gleichwohl hoch, dass sich ein möglicher Technologiesprung aus einer sehr schnellen Entwicklung eines der im Folgenden skizzierten absehbaren technologischen Trends ergibt:

Die starke Entwicklung **digitaler Kommunikations- und Informationstechnologien** ermöglicht nicht-lokale Datenauswertung und -verarbeitung in hohem Auflösungsgrad. Dies führt einerseits zu neuen Möglichkeiten in Bezug auf Planung, Logistikoptimierung („Internet der Dinge“) und Individualisierung, andererseits zu neuen Risiken in Sicherheitsfragen. Diese betreffen vor allem den Datenschutz, die Persönlichkeitsrechte, die Unternehmenssicherheit (vor Spionage und Sabotage) sowie die öffentliche Sicherheit.

Die Weiterentwicklung von extrem empfindlicher und miniaturisierter **Sensorik**, verknüpft mit ebenso kleiner und präziser Bewegungssteuerung führt zu Fortschritten bei der Entwicklung automatisierter Prozesse und der Prozessunterstützung. Verbunden mit lernender und fehlertoleranter Software sowie von der Biologie inspirierten Reaktions- und Bewegungsprinzipien, werden diese Systeme zu neuen Robotertypen, die selbstständig komplexe Aufgaben in herausfordernden Umgebungen lösen können. Auch in der Medizintechnik ist die Anwendung dieser Technologien zu erwarten, z. B. in der Prothetik.

Die Entwicklung **neuer Werkstoffe** hat sich in den letzten Jahren weitgehend unbemerkt von der Öffentlichkeit vollzogen, beinhaltet aber tiefgreifende Veränderungen von Produkten, Industrieprozessen und perspektivisch Rohstoffnutzungen sowie -abhängigkeiten. Hierzu gehören allgemein Werkstoffe mit maßgeschneiderten Eigenschaften. Die Implikationen dieser Technologien sind teilweise deutlich abzusehen, wie Erhöhung der Energie- und Rohstoffeffizienz bei der Herstellung und Nutzung von Waren. Zum Teil ermöglichen sie neue Problemlösungen, deren Auswirkungen auf weitere Produkte und gesellschaftliche Bereiche schwer einzuschätzen sind.

Es ist zu erwarten, dass bei der Entwicklung von Werkstoffen, aber auch von Produkten, die **Wiedergewinnungsfähigkeit** von insbesondere metallischen Rohstoffen eine hohe Priorität hat, so dass sich einerseits die Märkte für Sekundärrohstoffe vergrößern, ausdifferenzieren und insgesamt stark verändern werden, andererseits aber auch neue Organisationsformen für die Nutzung von Produkten entwickelt werden, mit denen der Zugriff auf die enthaltenen Rohstoffe gesichert werden kann.

In den vergangenen Jahrzehnten wurden die **Technologien der erneuerbaren Energien** bis zur Marktreife oder in die Nähe der Marktreife entwickelt. Jedoch ist diese Entwicklung bei Weitem noch nicht zu Ende, und insbesondere bei Fragen der biogenen Brenn- und Treibstoffe sowie der Photovoltaik sind weitere Schritte notwendig und absehbar. Die Stromerzeugungstechnologien zur Nutzung regenerativer Energien, insbesondere der fluktuierenden Dargebotsformen Sonne und Wind, können durch neue Speicherkonzepte und -materialien unterstützt werden. Damit sollten auch Umsetzung und Einführung der Elektromobilität verbunden sein, die vermutlich die Struktur und Organisation des motorisierten Individualverkehrs (Mobilitätskonzepte, Fahrzeugflotten, Nutzungs- und Besitzmuster an Fahrzeugflotten etc.) perspektivisch ebenso deutlich verändern wird wie die Wertschöpfungsketten der Automobilindustrie (vgl. Abschnitt 4.4).

Alle diese skizzierten Technologietrends erfordern sowohl für die Weiterentwicklung als auch für die spätere Umsetzung in industrielle Prozesse sowie Produkte **hochspezialisierte Fachqualifika-**

**tionen**, sowohl auf der Entwicklungs- als auch auf der Produktions- und Wartungsseite. Entsprechend verschieben sich die Wertschöpfungsanteile weiterhin von den Rohstoffen zum Wissensinsatz. Demzufolge werden hoch- und höchstqualifizierte Ausbildung, eine zeitnahe Reaktion der Ausbildungsinhalte auf die technische Entwicklung sowie eine jeweils angemessene Mischung aus Spezialisten und Generalisten weiterhin von hoher Wichtigkeit sein und eine entscheidende Rolle für die technologische Leistungsfähigkeit einer Volkswirtschaft sowie ihrer Attraktivität als Standort spielen.

#### 3.1.1.4 Staatsverschuldung und Konsolidierung

Die globale Finanz- und Wirtschaftskrise von 2008/2009 hat die Situation der öffentlichen Haushalte in vielen Industrieländern teilweise massiv belastet oder offen zum Tragen gebracht. Die anschließenden **Konsolidierungsbemühungen** werden aktuell je nach Land mit mehr oder weniger Druck vorangetrieben. In unserer Prognose werden sowohl die hochverschuldeten Länder der Europäischen Union als auch die Vereinigten Staaten den eingeschlagenen Konsolidierungskurs prinzipiell beibehalten und es wird ihnen letztlich gelingen, die Staatsschuldenquoten (Schuldenstand in Relation zum nominalen Bruttoinlandsprodukt) zu reduzieren. Umsonst wird dieser Erfolg jedoch nicht zu haben sein – die Konsolidierungsmaßnahmen kosten kurzfristig Wachstum.

Für die **Europäische Union** gehen wir davon aus, dass die Konsolidierungspläne zeitlich gestreckt und die politische Stabilität aufrechterhalten werden kann. Griechenland wird ebenso wie alle anderen aktuellen Mitgliedsländer in der Euro-Zone verbleiben und seine relative Schuldenlast in den kommenden Jahren nach und nach abbauen können. Kapitalanleger haben jedoch insbesondere durch den griechischen Schuldenschnitt gelernt, dass auch von Industriestaaten emittierte Staatsanleihen nicht ohne Risiko sind. Nach unserer Einschätzung werden die in Zukunft von den Anlegern verstärkt verlangten Risikoaufschläge das langfristige Zinsniveau anheben und über die aktuelle Krise hinaus für eine stärkere fiskalische Disziplinierung auch in den Industriestaaten sorgen. In unseren Ländermodellen wird dieser Effekt auf das langfristige Zinsniveau mittels eines modellendogen berechneten Risikoaufschlags berücksichtigt.

Nicht nur im Euro-Raum, sondern auch in den **Vereinigten Staaten** stellt die Fiskalpolitik den größten Unsicherheitsfaktor im Prognosezeitraum dar. In unserer Prognose gehen wir davon aus, dass zur Konsolidierung die Steuer- und Abgabenquoten bereits kurzfristig langsam angehoben werden.

Der **Konsolidierungszwang** schränkt die finanz- und wirtschaftspolitischen Spielräume der betroffenen Länder spürbar ein und hemmt nicht nur die kurzfristige wirtschaftliche Entwicklung der

betroffenen Länder selbst. Er dämpft auch die Nachfrage und bremst damit vorübergehend das Wachstum der Weltwirtschaft. Dabei wird entscheidend sein, mit welchen Maßnahmen und in welcher Geschwindigkeit die betroffenen Staaten ihre Haushalte konsolidieren.

#### 3.1.1.5 Institutionelle Reformen der Europäischen Union

In der europäischen Handelspolitik ist seit einigen Jahren neben dem multilateralen Weg der WTO eine zusätzliche Ausrichtung zu beobachten. Im Zuge der stockenden Doha-Runde und der zunehmenden Vielfalt der Handelshemmnisse in der globalisierten Wirtschaft strebt die Europäische Union **verstärkt bilaterale Freihandels- und Assoziierungsabkommen** mit einzelnen Staaten und Regionen an. Diese zweigleisige Ausrichtung in der Handelspolitik zwischen Multilateralismus und Bilateralismus wird sich in den kommenden Jahren fortsetzen.

Nach dem langwierigen Verhandlungs- und Ratifizierungsprozess auf dem Weg zum Vertrag von Lissabon und aufgrund der aktuellen Krise erwarten wir auf mittlere Frist eine **Pause im europäischen Integrationsprozess**. Dies gilt sowohl für die Vertiefung als auch für die Erweiterung der Union. Die Krise hat neben den Staatsschulden selbst in einigen Volkswirtschaften weitere Schwächen offenbart, die die Wettbewerbsfähigkeit der Länder gefährden. Spannungen und Unstimmigkeiten zwischen den Mitgliedstaaten erschweren gemeinsame Reformvorhaben: Während die Überwindung der zahlreichen Schwierigkeiten wie beispielsweise die zunehmende Heterogenität der Mitgliedstaaten, die schwach ausgeprägte Wettbewerbsfähigkeit einzelner Länder und das massive Schuldenproblem eine stärkere Integration und gemeinsames Handeln erfordern, fehlt dafür heute mehr denn je die Unterstützung und die Bereitschaft. Die europäische Ebene wird in den kommenden Jahren nach unserer Einschätzung nicht grundsätzlich mehr Kompetenzen erhalten, als dies gegenwärtig der Fall ist. Eine Ausnahme ist lediglich für die Kontrolle der jeweiligen nationalen Haushaltspolitiken als Reaktion auf die gegenwärtigen Verschuldungskrisen in einigen Mitgliedsländern zu erwarten.

Hinsichtlich der **Erweiterung der Europäischen Union** erwarten wir in der mittleren Frist nur den Beitritt von Ländern des westlichen Balkans – gewissermaßen als Nachzügler der Osterweiterung. Insgesamt dürfte die gegenwärtig in zahlreichen EU-Ländern zu beobachtende Erweiterungsmüdigkeit und Skepsis hinsichtlich der Vereinbarkeit von Vertiefung und Erweiterung zunächst Bestand haben.

#### 3.1.1.6 Demografische Entwicklung

**Dynamik und Divergenz** prägen die **weltweiten demografischen Entwicklungen** im 21. Jahrhundert. Mit einem jährlichen

Wachstum von 1,0 % zwischen 2011 und 2030 (0,8 % zwischen 2011 und 2050) wird die Weltbevölkerung den Prognosen der Vereinten Nationen (Revision 2010, mittlere Variante) zufolge im Laufe der nächsten 19 (39) Jahre von heute 7,2 Milliarden auf 8,4 Mrd. Menschen 2030 (9,5 Mrd. 2050) anwachsen. Dabei werden die demografischen Prozesse regional sehr unterschiedlich verlaufen.

In den **Entwicklungs- und Schwellenländern** wird die Bevölkerung im Prognosezeitraum trotz einer leichten Abschwächung dynamisch wachsen. Fast 90 % des globalen Bevölkerungszuwachses konzentrieren sich auf Afrika und Asien, während Europa und Nordamerika zusammen nur rund 5 % beitragen.

In **Afrika** steigt die Zahl der Menschen von heute 1,1 Milliarden bis 2030 (2050) auf 1,6 Mrd. (2,2 Mrd.). Mit 690 Mio. (1.055 Mio.) Menschen ist der absolute Bevölkerungszuwachs in **Asien** noch stärker. Dort werden 2030 (2050) fast 5,2 Mrd. (5,3 Mrd.) Menschen und damit knapp 60 % der Weltbevölkerung leben. Unter den wichtigsten Schwellenländern zeigt sich nach wie vor die Bevölkerung Indiens mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,1 % (0,9 %) besonders dynamisch. Im Jahr 2030 (2050) wird die indische Bevölkerungszahl um 23 % (39 %) größer sein als heute. Demgegenüber schwächt sich das Bevölkerungswachstum in **China** infolge der Ein-Kind-Politik zunächst deutlich ab, bevor die Bevölkerung ab etwa 2025 zurück geht. Bis 2030 (2050) wächst (sinkt) die chinesische Bevölkerung um 4 % (2,5 %). Infolge dieser gegenläufigen Entwicklungen löst **Indien** China im Prognosezeitraum als bevölkerungsreichstes Land der Welt ab. In **Brasilien** wächst die Bevölkerung bis 2030 (2050) um 13 % (18 %) und erreicht dann 226 Mio (235 Mio) Personen. Brasilien bleibt damit auf Rang vier hinsichtlich der Bevölkerungsgröße. **Russland** bildet unter den Schwellenländern eine Ausnahme. Der Rückgang der russischen Bevölkerung setzt sich fort, so dass die russische Bevölkerung bis 2030 (2050) um 3 % (9 %) schrumpft.

In den **Industrielländern** wächst die Bevölkerung zwar ebenfalls leicht, mit rund 0,3 % p.a. jedoch mit einer deutlich schwächeren Dynamik als in den Schwellenländern. Insgesamt wird der Anteil der Menschen, die in Industrieländern leben, von heute rund 15 % bis 2030 (2050) auf 14 % (12,5 %) absinken. Das zeigt das bereits heute große Gewicht der Schwellenländer, das in Zukunft weiter zunehmen wird. Vor diesem Hintergrund ist auch eine Zunahme von Mitspracherechten der Schwellen- und Entwicklungsländer in internationalen Gremien zu erwarten.

Innerhalb der Gruppe der Industrieländer zeigen sich große Unterschiede in der Bevölkerungsentwicklung. Vor allem die **Vereinigten Staaten** ragen mit einem deutlichen Bevölkerungszuwachs aus dieser Ländergruppe hervor. Insbesondere aufgrund der ho-

hen Zuwanderung wächst ihre Bevölkerung über den Zeitraum 2011 bis 2030 (2050) im Durchschnitt um 0,8 % p.a. und damit relativ deutlich stärker als zum Beispiel China. Dabei wächst die US-amerikanische Bevölkerung kontinuierlich bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes. Mit 366 Mio. (423 Mio.) Personen im Jahr 2030 (2050) bleiben die Vereinigten Staaten das Land mit der drittgrößten Bevölkerung. **Japan** – als anderes Extrem – hingegen schrumpft auch im Prognosezeitraum weiter. Im Jahr 2030 (2050) werden rund 6 Mio. (20 Mio.) Menschen weniger in Japan leben als heute – ein Rückgang um 5 % (16 %).

In **Europa** (ohne Russland) steigt die Bevölkerungszahl bis Anfang der 2020er Jahre an, sinkt dann in den Folgejahren und liegt in 2030 (2050) mit 533 Mio. (534 Mio.) Personen leicht über dem heutigen Niveau (+ 4 %). In **Osteuropa** schrumpft die Bevölkerung, während sie im Nordeuropa vergleichsweise deutlich zunimmt. Innerhalb Europas zeigt die Entwicklung der Einwohnerzahl zudem in der Schweiz, im Vereinigten Königreich und in Frankreich deutlich nach oben.

Die künftige Größe der Weltbevölkerung wird durch die weitere Entwicklung der **Geburten** und der **Lebenserwartung** bestimmt. Migration ist zwar aus Sicht einzelner Länder von Bedeutung, aus globaler Perspektive ist sie jedoch keine Determinante. Seit Mitte des 20. Jahrhunderts ist die **Kinderanzahl pro Frau** weltweit von 4,9 auf 2,6 gesunken, während die Lebenserwartung Neugeborener um 21 Jahre auf 67,6 Jahre angestiegen ist. Der stetige Rückgang der globalen Geburtenrate wird sich langfristig fortsetzen. Dabei werden sich voraussichtlich die regionalen Unterschiede im Zeitverlauf verringern. Bereits heute liegt in nahezu allen Industrieländern die Geburtenrate unter dem bestandserhaltenden Niveau von 2,1 Kindern je Frau. In den Entwicklungs- und Schwellenländern wird sie auch in den kommenden Jahren über diesem Niveau bleiben. Hinsichtlich der **Lebenserwartung** zeichnet sich eine Annäherung ab. Dennoch liegt sie auch am Ende des Betrachtungshorizonts in den Industrieländern deutlich über der Lebenserwartung in den Entwicklungsländern.

Die weltweit sinkende Geburtenhäufigkeit und die zunehmende Lebenserwartung führen zu einer **Alterung der Weltbevölkerung**. Die Zahl älterer Menschen nimmt deutlich schneller zu als die Gesamtbevölkerung. Entsprechend sinkt der Anteil der jüngeren Altersgruppen. Von besonderem Interesse sind dabei die Personen im erwerbsfähigen Alter (15 bis 64 Jahre). Vor allem in den Industrieländern wird die Bevölkerung stark altern, während in den Entwicklungs- und Schwellenländern der Anteil älterer Menschen kaum steigt. China bildet hier ebenfalls als Folge seiner Ein-Kind-Politik eine Ausnahme. Dort wird die Bevölkerung in etwa so schnell altern wie in den Industrieländern. In Deutschland, Japan und Italien schreitet die Alterung besonders schnell voran.

Über 200 Millionen Menschen leben heute nicht mehr in dem Land, in dem sie geboren wurden. Vor allem die **Zuwanderung** in die OECD-Länder hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Hier konzentriert sich gut die Hälfte der internationalen Migranten. Auf lange Sicht werden sie aufgrund des steigenden Arbeitskräftemangels in vielen Ländern der OECD eine zunehmend wichtige Rolle bei der Deckung des Arbeitskräftebedarfs spielen.

Im Zuge des demografischen Wandels kann die Migration die Folgen einer schrumpfenden und alternden Bevölkerung auf den Arbeitsmärkten der Zielländer mildern, gerade in Deutschland, wo in den nächsten Jahren ein rasanter Anstieg des Arbeitskräftemangels vor allem im Bereich von Akademikern und Fachkräften zu erwarten ist. Da jedoch ganz Europa von der Alterung der inländischen Erwerbspersonen betroffen sein wird, ist das **Zuwanderungspotenzial** aus dieser Region vor allem im Bereich junger hochqualifizierter Arbeitskräfte sehr begrenzt. Ein hohes Zuwanderungspotenzial besteht aus anderen Regionen der Welt. Migration aus anderen Kulturkreisen stellt dabei deutlich höhere Anforderungen an die Integration in den Arbeitsmarkt.

#### 3.1.1.7 Entwicklung der Weltwirtschaft

Die mit dem Prognos-Makromodell „VIEW“ (vgl. Infobox 3-1) erstellte Wirtschaftsprognose geht neben den zuvor beschriebenen Entwicklungen davon aus, dass die aktuelle Verschuldungskrise in wichtigen Industrieländern auch langfristig eine Rolle spielen wird, weil sich die Politik eine als disziplinos eingeschätzte Finanzpolitik nur noch in einem geringeren Ausmaß „leisten“ kann. Sanktionierungen erfolgen in Form steigender Risikoaufschläge auf die Anleihen. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Wahrscheinlichkeit neuer Vermögenspreisblasen durch die in den letzten Jahren erfolgten und die in Zukunft noch zu erwartenden institutionellen Veränderungen an den Finanzmärkten verringert wurde. Das entsprechende systemische Risiko wurde reduziert.

Aggregiert **wächst das Bruttoinlandsprodukt** der 42 „VIEW“-Länder zwischen 2011 und 2030 (2050) im Durchschnitt um 2,6 % (2,5 %) p.a. Während der Vergleichsperiode 1995-2007 waren es 3,2 % p.a. gewesen. Der Zeitraum 2008-2011 ist wegen der Finanz- und Wirtschaftskrise als Maßstab für die langfristige Entwicklung nicht geeignet. Differenziert nach Industrie- und Schwellenländern zeigt sich, dass der Wachstumsrückgang im Zeitraum 2011-2030 gegenüber der Vorperiode in den Schwellenländern stärker ausfällt als in den Industrieländern. Dabei handelt es sich jedoch um einen normalen Prozess, bei dem mit steigendem Wohlstand die Wachstumsdynamik nachlässt. Die in unserem Modell berücksichtigten Schwellenländer wachsen im Zeitraum 2011-2030 (2011-2050) mit durchschnittlich 4,8 % (4,0 %) p.a. weiterhin deutlich. Die Industrieländer legen im selben Zeitraum im Durchschnitt nur um 1,3 % (1,5 %) p.a. zu. Während sich bei den

**Schwellenländern** im Zuge des fortlaufenden wirtschaftlichen Aufholprozesses die Dynamik im Zeitverlauf abschwächt, steigt sie bei den **Industrieländern** mit dem Überwinden der Schuldenproblematik und dem Abbau struktureller Schwächen zum Ende des Betrachtungszeitraums hin an. Als Folge dieser Entwicklungsdivergenzen spielen die Industrieländer für die Dynamik der Weltwirtschaft eine immer kleinere Rolle.

### **Infobox 3-1: Methodik: Das Prognos-Makromodell VIEW**

Prognos verfügt mit VIEW über ein globales Prognose- und Simulationsmodell, welches detailliert und konsistent die zukünftige Entwicklung der Weltwirtschaft darstellt. Interaktionen und Rückkopplungen zwischen den einzelnen Ländern werden in dem Modell explizit erfasst und modelliert. Seine analytische Aussagekraft geht daher weit über diejenige isolierter Ländermodelle mit exogen gegebenen weltwirtschaftlichen Rahmenbedingungen hinaus. In der aktuellen Version umfasst VIEW die 42 gemessen an der Wirtschaftsleistung wichtigsten Länder der Welt und damit über 94 % der globalen Wirtschaftsleistung.

Ausgehend von zentralen exogen gesetzten Parametern wie etwa der Demografie, der zukünftigen Entwicklung des internationalen Ölpreises oder der Konsolidierungsvorgaben für die staatlichen Haushalte werden mit VIEW Prognosen für die Weltwirtschaft und die einzelnen Länder erstellt. Darüber hinaus ermöglicht VIEW die Erstellung verschiedenster Szenarien, in denen z.B. alternative Entwicklungen in einem Land in all ihren Konsequenzen für die anderen Länder bis ins Detail dargestellt werden können. Beispielsweise kann mit dem Modell gezeigt werden, welche Branche in welchem Land besonders von einer Erhöhung der Sparquote der US-Haushalte betroffen ist. Oder in welchem Ausmaß sich die Konsolidierung des spanischen Staatshaushalts erschwert, wenn China nur sehr eingeschränkt den Ausfall der Vereinigten Staaten als Weltkonjunkturlokomotive kompensieren kann. Der Vielfalt an möglichen Szenarien sind in VIEW kaum Grenzen gesetzt.

VIEW setzt sich aus einzelnen Ländermodellen zusammen. Diese lassen sich grob in zwei Gruppen unterteilen: Die Modelle für die 32 führenden Industrieländer (EU-24, Norwegen, Schweiz, Kanada, Vereinigte Staaten, Japan, Südkorea, Australien und Neuseeland) sind strukturell gleich aufgebaut. Sie umfassen ca. 330 makroökonomische Variablen sowie eine Vielzahl außenwirtschaftlicher Parameter (Importnachfrage anderer Länder, Preis- und Lohnrelationen, Wechselkurse, etc.). Die Modelle der Schwellenländer sind ähnlich strukturiert, weisen aber aufgrund der schlechteren Datenlage einen geringeren Detaillierungsgrad auf. Die Entwicklung der Wirtschaftsbereiche wird in auf dynamischen Input-Output-Tabellen basierenden Submodulen der Ländermodelle bestimmt. In einer erweiterten Version des Modells können die Handelsströme zwischen den Ländern nach 27 Güter-



gruppen differenziert dargestellt werden. Die historischen Daten reichen in den Ländermodellen in der Regel bis in das Jahr 1970 zurück, der Prognosezeitraum erstreckt sich bei Bedarf bis zum Jahr 2050.

Die zu Grunde liegende Modellphilosophie entzieht sich hinsichtlich der verschiedenen ökonomischen Schulen einer eindeutigen Kategorisierung. Zusammengefasst stellen sich die entscheidenden funktionalen Zusammenhänge wie folgt dar: Die Entwicklung des aktuellen Outputs eines Landes wird durch die Ausgabenentscheidungen der vier Sektoren – private Haushalte, Unternehmen, Staat und übrige Welt – getrieben und durch die (kurzfristig) gegebenen Produktionskapazitäten begrenzt. Liegt der tatsächliche Output über dem Niveau, das mit der trendmäßigen Normalauslastung der Produktionskapazitäten zu realisieren ist, beschleunigt sich der Anstieg des Lohn- und Preisniveaus und erhöht damit auch das Zinsniveau. Dies führt zu einer Dämpfung der realen Verwendung und zu einer Rückkehr des tatsächlichen Outputs auf sein Trendniveau. Da die kurzfristig gegebenen Produktionskapazitäten das „geronnene“ Resultat vorangegangener Ausgaben – genauer: Investitionsentscheidungen darstellen, beeinflussen sich der aktuelle Output und der Trendoutput in der mittleren Frist wechselseitig. So wird beispielsweise eine länger anhaltende Schwächephase in den Modellen auch das Trendwachstum einer Volkswirtschaft dämpfen: Bedingt durch unterlassene Investitionen ist der Kapitalstock kleiner, älter und damit auch weniger produktiv, zudem erhöht sich mit der steigenden Arbeitslosigkeit auch deren strukturelle Komponente. Die Geld- und Fiskalpolitik eines Landes werden auf der Basis der Taylor-Regel bzw. einer exogenen Vorgabe für die Sollgröße der Schuldenstandsquote endogen in den Ländermodellen bestimmt.

**Ursächlich für die Differenzen** im Wachstumstempo sind zudem **unterschiedliche Bevölkerungsentwicklungen**. Eine wachsende Einwohnerzahl stimuliert Konsum und Wohnbauinvestitionen. Bevölkerungswachstum bedeutet aber auch ein zunehmendes Arbeitskräfteangebot. Die Verfügbarkeit von Fachkräften reduziert den Lohnkosten- und den Preisdruck. Die internationale Wettbewerbsfähigkeit der im Inland produzierten Produkte steigt und begünstigt damit das Exportwachstum. Eine positive Bevölkerungsentwicklung kann darüber hinaus langfristig auch zu einem höheren Pro-Kopf-Wachstum beitragen, indem sie eine bessere Funktionsfähigkeit des Arbeitsmarktes – konkret ein besseres Qualifikationsmatching – als bei schrumpfender Einwohnerzahl ermöglicht. Dann wäre auch die Arbeitsproduktivität höher als bei einer stagnierenden oder schrumpfenden Erwerbsbevölkerung. Schließlich kann eine günstige Bevölkerungsentwicklung die Sozialversicherungen – je nach System – entlasten.

Neben diesen länderübergreifenden Wachstumsbedingungen und Einflussfaktoren spielen bei der wirtschaftlichen Entwicklung Länderspezifika eine Rolle. So werden die **Vereinigten Staaten** auch langfristig im Zentrum der Weltwirtschaft stehen. Nach 2015, wenn der Konsolidierungsdruck nachlässt, wird nach einer kurzen Aufholphase das BIP-Wachstum wieder auf seinen langfristigen Wert von ca. 2,3 % p.a. einschwenken. Zum Vorteil gereicht den Vereinigten Staaten vor allem ihr vergleichsweise starkes Bevölkerungswachstum, das sich zu großen Teilen aus der Zuwanderung speist. Im OECD-Vergleich handelt es sich um die dynamischste Bevölkerungsentwicklung überhaupt. Außer von der positiven Bevölkerungsentwicklung profitieren die Vereinigten Staaten vom US-Dollar, der auch langfristig die Weltleitwährung stellen und diese Position festigen wird. Der Euro – als mögliche Alternative – wird von einem Wirtschaftsraum emittiert, dessen Wachstumstempo kurzfristig wegen der auferlegten Sparprogramme und langfristig hauptsächlich aufgrund der ungünstigeren Bevölkerungsentwicklung weit hinter dem der Vereinigten Staaten zurückbleiben wird. Der chinesische Renminbi – eine weitere Alternative – wird im asiatischen Raum eine größere Bedeutung erlangen. Auf globaler Ebene wird sich jedoch die Währung eines offiziell kommunistischen Landes, dessen politische und gesellschaftliche Stabilität weit geringer ist als die der Vereinigten Staaten, kaum als Weltleitwährung etablieren können. Für die internationalen Kapitalströme bleiben die Vereinigten Staaten damit das deutlich attraktivere Ziel. Darüber hinaus haben die Vereinigten Staaten nach wie vor die Technologieführerschaft in vielen wichtigen Wachstumsbranchen, wie der pharmazeutischen Industrie oder der Medizintechnik.

Das langfristige Wachstumstempo der **Europäischen Union** bleibt mit 1,3 % (1,5 %) im Zeitraum 2011-2030 (2011-2050) um rund einen Prozentpunkt hinter dem der Vereinigten Staaten zurück. Im Vergleich zur Vorkrisenperiode (1995-2007) bedeutet dies eine Halbierung der Wachstumsrate. Zwischen den einzelnen Mitgliedsländern wird es im Betrachtungszeitraum weiterhin deutliche Unterschiede in der wirtschaftlichen Entwicklung geben. Die Mitgliedstaaten Mittel- und Osteuropas nehmen ihren Konvergenzprozess wieder auf, jedoch wird dieser mit Wachstumsraten zwischen 2 % und 3 % p.a. in Zukunft etwas langsamer ausfallen. Die Europäische Union wird in einigen Jahren auf ein „verlorenes Jahrzehnt“ zurück blicken. Die Gruppe der europäischen Länder mit besonders großen Staatsschuldenproblemen wird teilweise erst in den 2020er Jahren wieder das Niveau des Pro-Kopf-Einkommens von vor der Finanzkrise im Jahr 2007 erreichen. Über den gesamten Betrachtungszeitraum werden hier die durchschnittlichen Wachstumsraten des Bruttoinlandsprodukts teilweise deutlich unter denen in der Periode 1995-2007 liegen. Das Wachstumsmuster der Vergangenheit erweist sich damit als nicht nachhaltig.

Insgesamt wird das globale Wachstum immer weniger von den Industrieländern geprägt. Mittel- und langfristig erwirtschaften die asiatischen Länder über die Hälfte der zusätzlichen globalen Produktion. Allein die **Volksrepublik China** trägt langfristig rund 25 % zum Wachstum des weltweiten Bruttoinlandsprodukts bei. Auf mittlere und langfristige Sicht gelingt es China jedoch nicht, das hohe Wachstumstempo der Vergangenheit aufrecht zu halten. Vor allem die aus der Ein-Kind-Politik resultierenden demografischen Probleme werden langfristig direkt und indirekt das Wirtschaftswachstum dämpfen. Chinas bisheriges Wachstumsmodell stößt jedoch nicht allein wegen der alternden chinesischen Bevölkerung an seine Grenzen. Mit einer sinkenden Nachfragedynamik aus den Industrieländern, abnehmendem Lohnvorteil, wachsenden Umweltproblemen, Sättigungstendenzen beim Kapazitätsaufbau und einer realen Aufwertung des Renminbi wird sich das stark exportgetriebene Wachstum Chinas in Zukunft abschwächen. Zudem dürften Rentabilitätsüberlegungen bei Investitionen auch in China künftig eine größere Rolle spielen als in der Vergangenheit. Das langsamere Wachstum des Kapitalstocks hemmt das Wirtschaftswachstum zusätzlich. Im Verlauf des Betrachtungszeitraums werden die Wachstumsraten der chinesischen Wirtschaftsleistung merklich niedriger ausfallen und zwischen 2011 und 2030 (2050) durchschnittlich 5,4 % (4,4 %) p.a. betragen.

Die prozentualen BIP-Zuwächse **Indiens** liegen bereits innerhalb der kurzen Frist über denen Chinas. Langfristig machen sich in Indien die günstigere Bevölkerungsentwicklung und damit das größere Arbeitsangebot und die geringere Preis-Lohndynamik bemerkbar. In der Folge legt die Wirtschaft Indiens zwischen 2011 und 2030 (2050) mit durchschnittlich 5,5 % (4,8 %) p.a. zu.

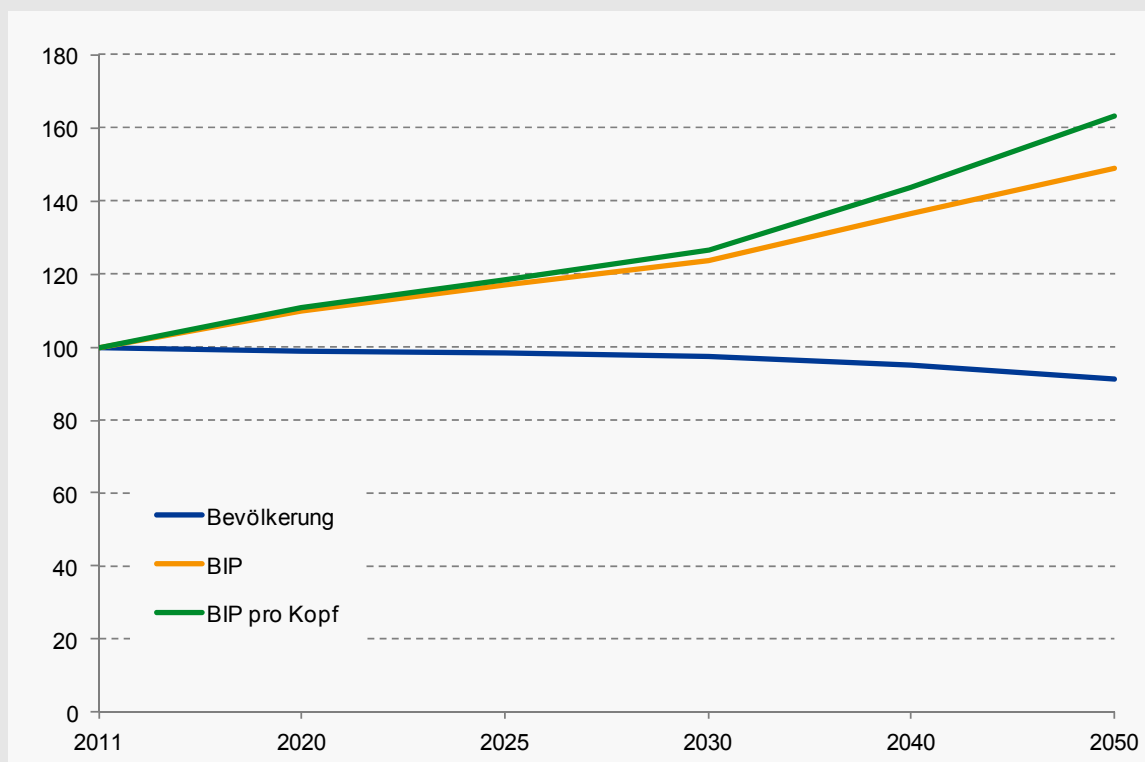
Die divergierenden Entwicklungen der Länder verändern die ökonomische Landkarte nachhaltig. Chinas Anteil am Welt-BIP steigt von heute 9 % bis 2030 (2050) auf 15,5 % (19 %). Damit behauptet China seinen Platz als zweitgrößte Volkswirtschaft. Während Indien seinen Anteil am Welt-BIP bis 2030 von 3 % auf 5 % (knapp 7 %) steigert, sinkt der deutsche Beitrag im selben Zeitraum von knapp 7 % auf 5 % (unter 4 %). Das Expansionstempo der Vereinigten Staaten reicht, um ihren Anteil an der globalen Wirtschaftsleistung zwischen 30 % und 25 % zu stabilisieren – während die meisten anderen Industrieländer – allen voran die Länder West-Europas und Japan – Anteile an die aufstrebenden Schwellenländer abgeben.

### 3.1.2 Rahmenannahmen für Deutschland

#### Das Wichtigste in Kürze

- Die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland wird zunehmend von den Veränderungen im globalen Umfeld geprägt. Konsequenzen hat dies für Standortentscheidungen und inhaltliche Ausrichtung von Unternehmen.
- Langfristig bremst die Bevölkerungsentwicklung das Wirtschaftswachstum in Deutschland. Die rückläufige Einwohnerzahl verringert das Erwerbspersonenpotenzial und begrenzt die Ausweitung der Binnennachfrage.
- Das reale Bruttoinlandsprodukt wächst mittel- und langfristig mit einer durchschnittlichen Rate von 1 % p.a. In Verbindung mit dem Bevölkerungsrückgang führt dies zu einem Anstieg des durchschnittlichen realen Pro-Kopf-Einkommens um 27 % bis 2030 und um 63 % bis 2050.
- Die Industrie behält ihre Position und spielt auch langfristig eine zentrale Rolle für die deutsche Wirtschaft. Innerhalb der Industrie setzt sich der Strukturwandel fort. Die Hersteller von Investitionsgütern und Konsumprodukten gewinnen weiter an Bedeutung, ebenso prägen Dienstleistungen mehr und mehr auch die Angebotspalette von Industrieunternehmen.

#### Bevölkerung, Bruttoinlandsprodukt und Pro-Kopf-Einkommen in Deutschland, 2011 – 2050, Index, 2011=100



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.1.2.1 Demografische Entwicklung

**Bevölkerungsrückgang** und spürbare **Alterung** prägen den demografischen Wandel in Deutschland. Diese Trends werden sich nach 2025 deutlich beschleunigen. Lebten 2011 mehr als 80 Mio Menschen in Deutschland, werden es im Jahr 2030 (2050) nur noch 78 Mio. (73 Mio.) sein, das entspricht einem Rückgang um 2,5 % (8,7 %, Tabelle 3.1.2.1-1).

Bei konstant niedriger Geburtenrate von knapp 1,4 Kindern je Frau, weiter steigender Lebenserwartung und moderater Nettozuwanderung von durchschnittlich 200.000 Personen im Jahr wird die Bevölkerung in Deutschland weiter altern. Dies zeigt sich in einer gravierenden **Veränderung der Altersstruktur**. Die Besetzung der jungen und mittleren Altersklassen wird stark schrumpfen. Lediglich die Gruppe der älteren Menschen über 64 Jahren wird künftig immer größer. Das Verhältnis der Bevölkerung im Rentenalter (hier definiert als 65 und mehr Jahre) zur Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter (20-64 Jahre) steigt von 31 % im Jahr 2011 bis 2030 (2050) auf 51 % (61 %).

Trotz der deutlich schrumpfenden Bevölkerung nimmt die **Zahl der privaten Haushalte** zunächst weiter zu. Sie steigt von 39,7 Mio. im Jahr 2011 über 41,4 Mio. 2030 bis auf 41,5 Mio. im Jahr 2035. Grund dafür ist die fortgesetzt sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße. Im Jahr 2030 (2050) leben 63 % (68 %) aller Einwohner in Ein- oder Zweipersonenhaushalten, 2011 waren es noch 54 %. Nach 2035 führt der anhaltende Bevölkerungsrückgang bei einer noch leicht abnehmenden Haushaltsgröße zu einer Verringerung der Haushaltszahl.

Tabelle 3.1.2.1-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2011 – 2050, in Mio.

	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Bevölkerung (Mio.)</b>						
im Alter von						
0-14	10,7	10,0	9,9	9,7	8,9	8,3
15-24	8,9	7,7	7,3	7,1	7,0	6,5
25-34	9,7	9,7	9,0	8,6	7,9	7,8
35-44	11,1	9,8	10,3	10,0	8,9	8,2
45-54	13,2	11,6	9,8	9,8	10,1	9,0
55-64	10,1	12,4	12,9	11,2	9,6	9,9
65-74	9,0	8,8	10,0	11,4	10,3	9,0
75+	7,5	9,5	9,7	10,5	13,4	14,4
<b>Insgesamt</b>	<b>80,2</b>	<b>79,4</b>	<b>78,9</b>	<b>78,2</b>	<b>76,1</b>	<b>73,1</b>
<b>Private Haushalte (Mio.)</b>						
Haushalte mit						
1 Person	15,9	17,0	17,5	18,0	18,4	18,1
2 Personen	13,6	14,9	15,3	15,6	16,0	15,8
3 Personen	5,2	4,4	4,2	3,8	3,3	3,1
4 Personen	3,6	3,3	3,1	2,9	2,7	2,5
5 und mehr Personen	1,5	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
<b>Insgesamt</b>	<b>39,7</b>	<b>40,7</b>	<b>41,1</b>	<b>41,4</b>	<b>41,3</b>	<b>40,2</b>

Quelle: StaBu 2013c, g, Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.1.2.2 Entwicklung des Arbeitsmarktes

Für die langfristigen Veränderungen auf dem Arbeitsmarkt ist der demografische Wandel von entscheidender Bedeutung. Die Zahl der Personen im erwerbsfähigen Alter limitiert die Zahl der potenziellen Beschäftigten. In einer schrumpfenden und alternden Gesellschaft verschiebt sich diese Grenze sukzessive nach unten.

Bis zum Jahr 2030 (2050) geht die **Anzahl der Erwerbstätigen** in Deutschland auf 38,3 Mio. (35,9 Mio.) zurück. Dies entspricht einem Rückgang gegenüber 2011 um knapp 7 % (knapp 13 %, Tabelle 3.1.2.2-1). Dieser Rückgang fällt kleiner aus als der Rückgang der Zahl der Personen im Erwerbsalter mit 12 % (22 %). Grund dafür ist eine deutlich steigende **Erwerbsquote**. Im Jahr 2011 waren bezogen auf die Bevölkerung im Alter zwischen 20 Jahren und 64 Jahren 84 % der Menschen erwerbstätig. Wir erwarten, dass diese Quote bis zum Jahr 2030 (2050) auf 89 % (94 %) steigt. Neben der sinkenden Arbeitslosigkeit ist dafür eine deutlich höhere Erwerbsbeteiligung von Frauen in allen Altersgruppen sowie von älteren Personen beider Geschlechter maßgeblich. Diese Veränderungen sind notwendig, um dem sonst drohenden Fachkräftemangel zu begegnen. Voraussetzungen dafür sind lebenslanges Lernen, eine bessere Integration älterer Men-

schen in den Arbeitsmarkt, eine konsequente Anwendung der Rente mit 67 sowie eine verbesserte Vereinbarkeit von Familie und Beruf.

*Tabelle 3.1.2.2-1: Erwerbstätige nach Sektoren 2011 – 2050, in Mio.*

	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Erwerbstätige</b>						
Produzierendes Gewerbe	10,1	9,3	8,9	8,5	7,7	7,1
Dienstleistungen	30,4	29,9	29,7	29,4	29,0	28,4
Land- und Forstwirtschaft	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
<b>Insgesamt</b>	<b>41,1</b>	<b>39,7</b>	<b>39,1</b>	<b>38,3</b>	<b>37,1</b>	<b>35,9</b>

*Quelle: StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014*

Die steigende Erwerbsbeteiligung kann den demografischen Effekt des Rückgangs der Personen im erwerbsfähigen Alter vorübergehend ausgleichen. Langfristig, wenn sich die demografische Alterung beschleunigt und die Erwerbsquoten bereits ein hohes Niveau erreicht haben, ist das nicht mehr möglich.

### 3.1.2.3 Wirtschaftsentwicklung

Auch im Jahr 2013 zeichnete sich **Deutschland** durch **wirtschaftliche Stabilität** aus und war damit quasi der Anker in einem volatilen wirtschaftlichen Umfeld. Ohne Folgen bleibt die Schuldenkrise des Euroraums aber auch für die Bundesrepublik nicht. Der Nachfragerückgang insbesondere aus den europäischen Ländern trifft Deutschland in der kurzen Frist. Von der anschließenden Erholung der Europäischen Union profitiert Deutschland aufgrund seiner Exportstärke in besonderem Maße. Im Zeitraum 2011 bis 2030 (2050) wächst die deutsche Wirtschaft mit durchschnittlich 1,1 % p.a. (1,0 % p.a., Tabelle 3.1.2.3-1).

Bei der verwendungsseitigen Betrachtung zeigt sich, dass der in Vergangenheit sehr hohe Beitrag des **Exportüberschusses** zum Wirtschaftswachstum mittel- und langfristig leicht zurück geht. Gleichwohl bleibt der Wachstumsbeitrag mit rund einem Viertel hoch. Dabei gewinnt der außereuropäische Handel zunehmend an Bedeutung. Zusätzliche Impulse für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung kommen aus der **Binnennachfrage**: Der private Konsum leistet infolge eines anhaltend hohen Beschäftigungsniveaus, einer steigenden Lohnquote und der geringeren Sparneigung künftig einen höheren Beitrag zum Wachstum des Bruttoinlandproduktes. Im Betrachtungszeitraum entfällt rund die Hälfte des BIP-Wachstums auf den privaten Konsum, im Vergleichszeitraum 1995-2011 waren es 37 %. Vom Staatskonsum geht im Zuge anhaltender Konsolidierungsbemühungen mit Blick auf das Erreichen der Schuldenbremse hingegen nur noch ein schwacher Wachstumsimpuls aus. Bremsend auf die wirtschaftliche Dynamik Deutsch-

lands wirkt zudem der fortschreitende demografische Wandel. Die dadurch bedingte **Verknappung des Arbeitsangebots** führt im Betrachtungszeitraum trotz einer erhöhten Ausschöpfung des Erwerbspersonenpotenzials zu einer Reduktion des gesamtwirtschaftlichen Arbeitsvolumens und übt Druck auf Preise und Löhne aus. Produktivitäts- und Effizienzsteigerungen sind damit die entscheidenden Determinanten, um die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen zu sichern.

Die gesamtwirtschaftliche Entwicklung ist geprägt durch einen weiter **fortschreitenden sektoralen Strukturwandel**. Im Jahr 2030 (2050) werden noch 16 % (14 %) aller Erwerbstätigen in der Industrie beschäftigt sein. Im Jahr 2011 waren es noch mehr als 17 %. Dadurch erhöht sich der Beschäftigtenanteil in den Dienstleistungsbranchen von 74 % 2011 bis 2030 (2050) auf 77 % (79 %). Diese Entwicklung ist aber nicht mit einer Deindustrialisierung Deutschlands gleichzusetzen. Aufgrund hoher Produktivitätsfortschritte steigt die Wertschöpfung in der Industrie trotz rückläufiger Beschäftigung bis zum Jahr 2030 (2050) um insgesamt 23 % (49 %) gegenüber dem Jahr 2011. Der Anteil an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung steigt dadurch langfristig leicht an. Bei der Bewertung dieser Entwicklung ist auch zu bedenken, dass die Verflechtungen zwischen Industrie und Dienstleistungen immer enger werden. Schon heute gehen 14 % aller Dienstleistungen als Vorleistungen in die industrielle Produktion ein. Dies bedeutet, dass diese Dienstleistungserbringer unmittelbar an einer dynamischen Industrie hängen.



Tabelle 3.1.2.3-1: Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt 2011 – 2050, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR

	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Bruttowertschöpfung nach Sektoren</b>						
Produzierendes Gewerbe	644	691	733	769	836	908
Dienstleistungen	1.557	1.690	1.795	1.901	2.092	2.280
Land- und Forstwirtschaft	18	16	16	16	16	17
<b>Insgesamt</b>	<b>2.218</b>	<b>2.397</b>	<b>2.544</b>	<b>2.685</b>	<b>2.944</b>	<b>3.205</b>
<b>Bruttoinlandsprodukt (Mrd. EUR)</b>	<b>2.452</b>	<b>2.688</b>	<b>2.863</b>	<b>3.031</b>	<b>3.343</b>	<b>3.655</b>
Privater Konsum	1.371	1.447	1.544	1.652	1.846	2.003
Staatlicher Konsum	466	488	501	514	533	547
Bruttoanlageinvestitionen	439	476	508	526	569	616
Ausrüstungen Privat	181	202	224	244	286	325
Wohnbauten Privat	123	123	128	126	118	113
Nicht-Wohnbauten Privat	66	77	81	82	88	97
Sonstige private Investitionen	33	35	38	40	43	47
Investitionen Staat	37	39	37	35	34	34
Aussenbeitrag	159	256	284	310	363	454
Exporte	1.234	1.701	1.996	2.311	2.977	3.737
Importe	1.075	1.444	1.712	2.001	2.614	3.283
Vorratsänderungen, stat. Differenzen	17	21	27	29	33	36
<b>Deflatoren (2005=100)</b>						
Bruttoinlandsprodukt	106	129	145	163	202	251
Privater Konsum	108	134	151	170	215	273

Quelle: StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

Auch **innerhalb der Industrie** zeichnet sich eine **Fortsetzung des Strukturwandels** ab. Besonders energieintensive Wirtschaftszweige wie die Metallherzeugung, die Papierindustrie und die Herstellung von Zement sowie Glas, Keramik und Ziegeln entwickeln sich deutlich ungünstiger als weniger energieintensive Branchen. Eine Ausnahme bildet die Grundstoffchemie, die kaum langsamer zulegt als nicht energieintensive Wirtschaftszweige. Insgesamt steigern die energieintensiven Branchen ihre Wirtschaftsleistung zwischen 2011 und 2030 (2050) um 0,5 % (0,6 %) p.a. und damit deutlich langsamer als die anderen Wirtschaftszweige, die um 1,4 % (1,2 %) zulegen. Dadurch verringert sich der Beitrag der energieintensiven Branchen zur gesamten industriellen Wertschöpfung von 13,5 % im Jahr 2011 auf 11,7 % (11,0 %) im Jahr 2030 (2050). Die höchsten Zuwachsraten weisen die Chemische Industrie (ohne Grundstoffe), der Maschinenbau, der Fahrzeugbau sowie die Elektrotechnik auf (Tabelle 3.1.2.3-2).

Tabelle 3.1.2.3-2: Bruttowertschöpfung der Industrie\* nach Wirtschaftszweigen 2011 – 2050, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR

Wirtschaftszweige	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	1,7	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4
Ernährung u. Tabak	30,9	31,8	32,8	33,9	36,1	38,4
Papier	10,1	9,8	9,9	10,1	10,3	10,4
Chemie	47,5	56,8	61,9	66,5	74,6	82,8
Gummi- u. Kunststoffwaren	21,4	24,0	25,7	27,3	30,3	33,6
Glas, Keramik u. Ziegel	5,6	5,2	5,2	5,2	5,4	5,7
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	6,3	5,9	6,1	6,2	6,7	7,2
Metallerzeugung u. -bearbeitung	20,9	20,9	21,3	21,7	22,5	23,4
Metallerzeugnisse	37,1	39,2	40,8	42,1	44,5	47,2
Elektrotechnik	79,6	88,8	95,4	101,4	112,8	124,9
Maschinenbau	64,9	74,9	81,3	87,1	97,7	108,7
Fahrzeugbau	84,9	101,9	111,3	119,8	135,0	150,5
Sonstige Wirtschaftszweige	25,5	26,9	28,0	29,0	30,8	32,9
<b>Energieintensive WZ</b>	<b>60,7</b>	<b>60,3</b>	<b>61,6</b>	<b>62,9</b>	<b>64,8</b>	<b>66,7</b>
<b>Nicht energieintensive WZ</b>	<b>375,8</b>	<b>427,1</b>	<b>459,4</b>	<b>488,9</b>	<b>543,4</b>	<b>600,5</b>
<b>Insgesamt</b>	<b>436,5</b>	<b>487,5</b>	<b>521,0</b>	<b>551,8</b>	<b>608,2</b>	<b>667,2</b>

Quelle: StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

\* Betriebe mit 20 und mehr Mitarbeitern

Durch die zunehmende Verflechtung einzelner Branchen verliert eine enge wirtschaftszweigspezifische Betrachtung, wie sie aufgrund der statistischen Daten nahe liegt, zum Teil an Aussagekraft. Künftig gewinnen **Querschnittsbranchen** an Bedeutung. Beispielhaft zeigen sich in der Querschnittsbranche Mobilität, die alle mobilitätsbezogenen Waren und Dienstleistungen umfasst, sowie in der Gesundheitswirtschaft, die neben dem Gesundheitswesen im engeren Sinne weitere gesundheitsrelevante Bereiche wie etwa die pharmazeutische Industrie zusammenfasst, überdurchschnittliche Entwicklungen.

Ein **wichtiger Wettbewerbsfaktor** und somit ein potenzieller Wettbewerbsvorteil Deutschlands liegt in den **Bemühungen zum Klimaschutz** und zur **Anpassung an den Klimawandel**. Unabhängig davon, ob diese Anstrengungen letztlich erfolgreich sind, entsteht ein gesellschaftlicher Anpassungsdruck, der die Rahmenbedingungen für Leben, Arbeiten und Wirtschaften in Deutschland spürbar verändern wird. Daraus erwächst die Chance, die Herausforderung konstruktiv zu nutzen. Denn trotz unterschiedlicher Rahmenbedingungen stellt der Klimawandel andere Länder vor ähnliche Probleme. Auch anderswo werden strukturelle Anpassungen nötig sein, um fossile Brennstoffe zunehmend durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen oder Energie zu sparen. Dies bietet deutschen Unternehmen die Gelegenheit, sich aus einer verhältnismäßig guten Startposition heraus als marktführend in

den Bereichen erneuerbare Energien, Umwelttechnologien, Energieeffizienz, nachhaltige Werkstofftechnik, Energiedienstleistungen sowie dezentrale Stromversorgung zu etablieren. **Negative Wettbewerbsaspekte** können sich ergeben, wenn mit verschärftem Klimaschutz verbundene Zusatzbelastungen insbesondere energieintensiven Unternehmen gegenüber, Konkurrenten im Ausland benachteiligen.

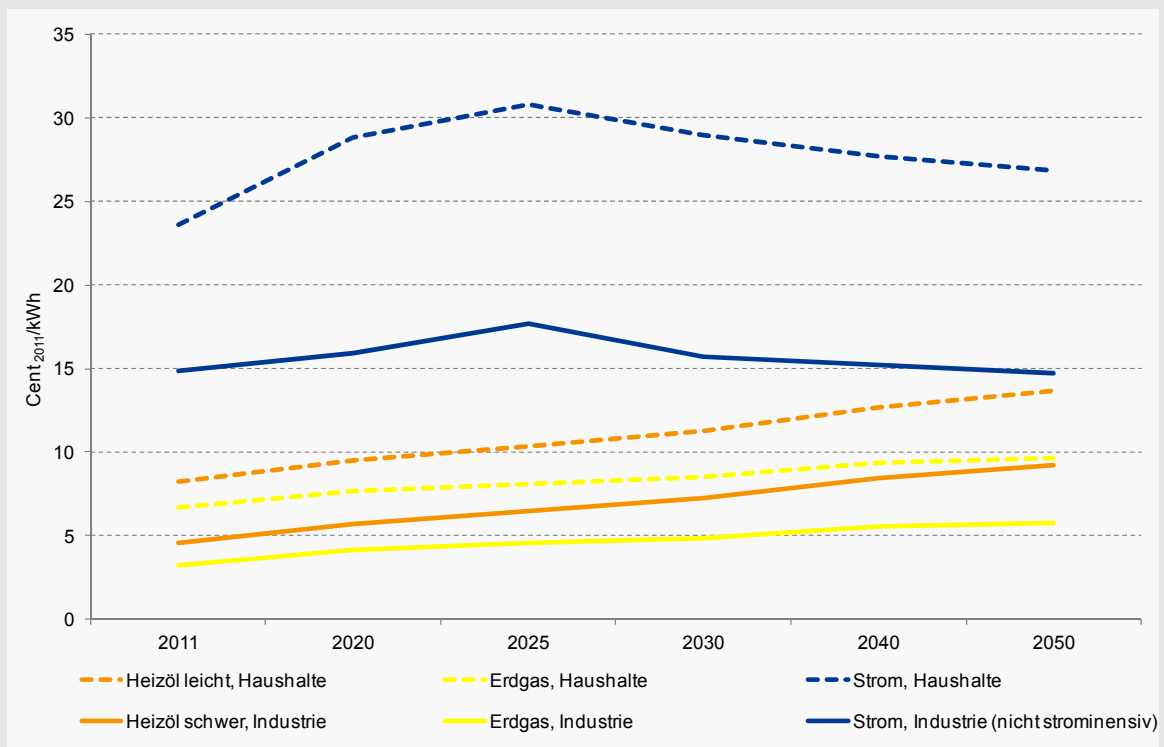
Nach unserer Einschätzung wird **Deutschland** weiterhin ein **technologieorientiertes**, jedoch **kein technologieeuphorisches** Land sein. Die Anstrengungen in Forschung und Entwicklung werden zwar verstärkt. Doch wird – bei sehr guter Positionierung im Bereich der Hochtechnologie – bei Spitzentechnologien auch künftig ein Rückstand gegenüber den führenden Nationen bestehen bleiben. Insgesamt werden die Forschungsaktivitäten weiter internationalisiert. Neben Innovationen ist die Qualifikation der Arbeitskräfte zentraler Wachstumstreiber.

### 3.1.3 Energiepreise

#### Das Wichtigste in Kürze

- Der reale Erdölpreis steigt im Betrachtungszeitraum weiter an und liegt im Jahr 2030 bei 124 USD/bbl, 2050 sind es 128 USD/bbl.
- In Euro gerechnet fällt der relative Preisanstieg bei Erdgas und Steinkohle schwächer aus als bei Öl. Grund dafür ist die langfristig günstigere Ressourcensituation bei diesen Energieträgern.
- Die inländischen Verbraucherpreise für Heizöl, Erdgas, Benzin und Dieselkraftstoff werden durch die jeweiligen Grenzübergangspreise der Energieträger sowie durch Kosten für Verarbeitung, Transport, Speicherung und Vertrieb bestimmt. Hinzu kommen Energiesteuern und Mehrwertsteuer sowie CO<sub>2</sub>-Aufschläge.
- Die Endverbraucherpreise für Strom steigen für Haushalte bis 2030 gegenüber 2011 um knapp 10 %. Ihren maximalen Wert erreichen sie bereits früher. Ein ähnliches Preismuster zeigt sich auch im GHD-Sektor und bei der Industrie mit Preiserhöhungen bis 2030 um knapp 25 % bzw. 20 %. Langfristig steigende Börsenpreise für Strom wirken sich unmittelbar auf den Strompreis für stromintensive Industrie aus. Im Jahr 2030 liegt er um ca. 40 % höher als 2011.

#### Verbraucherpreise für Energieträger, Haushaltspreise mit MwSt., Industriepreise ohne MwSt., real in Cent<sub>2011</sub>/kWh



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.1.3.1 Internationale Preise

Die realen **Weltmarktpreise** (Basisjahr 2011) für Energierohstoffe steigen im Betrachtungszeitraum moderat an (vgl. hierzu die Erläuterungen im Abschnitt 4.1). Im Jahr 2030 liegt der reale Rohölpreis bei 124 USD/bbl, bis 2050 steigt er weiter auf 128 USD/bbl (Tabelle 3.1.3.1-1).

Die **Grenzübergangspreise** der international in US-Dollar gehandelten Energieträger werden maßgeblich auch vom Wechselkurs USD/EUR beeinflusst. Wegen günstigerer Wachstumsaussichten und höherer Zinsen in den USA im Vergleich zum EURO-Raum sinkt der Kurs im Zeitraum 2011 bis 2050 von 1,39 USD/EUR auf 1,21 USD/EUR. Deshalb steigen die Grenzübergangspreise für Kesselkohle und Rohöl, gemessen in Euro, deutlich stärker als der in US-Dollar nominierte Weltmarktpreis.

Der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bleibt bis 2020 vergleichsweise niedrig. Er liegt dann bei real 10 EUR/t CO<sub>2</sub>. Danach steigt der Preis deutlich an, 2030 beträgt er 40 EUR/t, 2050 liegt er bei 76 EUR/t. (vgl. Abschnitt 4.2.2).

*Tabelle 3.1.3.1-1: Preise für Energieträger und CO<sub>2</sub>-Zertifikate 2011 – 2050, in USD bzw. EUR*

	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>reale Preise, Preisbasis 2011</b>						
Ölpreis (USD/bbl)	108	117	120	124	126	128
Preis CO <sub>2</sub> -Zertifikate (EUR/t)	13	10	25	40	65	76
<b>Grenzübergangspreise</b>						
Rohöl (EUR/t)	593	697	737	780	834	891
Erdgas (Cent/kWh)	2,3	3,0	3,1	3,1	3,3	3,3
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	107	107	114	118	129	137
Kraftwerkssteinkohle (USD/t SKE)	150	138	142	145	151	152
<b> nominale Preise</b>						
Ölpreis (USD/bbl)	108	148	173	202	260	335
Preis CO <sub>2</sub> -Zertifikate (EUR/t)	13	12	34	61	124	181
<b>Grenzübergangspreise</b>						
Rohöl (EUR/t)	593	853	1.011	1.200	1.596	2.119
Erdgas (Cent/kWh)	2,3	3,7	4,3	4,8	6,3	7,8
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	107	131	156	182	247	325
Kraftwerkssteinkohle (USD/t SKE)	150	174	205	235	311	398

Quelle: BMWi 2013, Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.1.3.2 Heimische Verbraucherpreise

Basis für die Ableitung der heimischen **Verbraucherpreise** sind die Grenzübergangspreise für Rohöl und dessen Produkte sowie für Erdgas und Kohle. Zusätzlich spielen Verarbeitungskosten, Transport- und Verteilkosten und Gewinnaufschläge sowie die Besteuerung eine zum Teil entscheidende Rolle für den heimischen Verbraucherpreis. Hinzu kommen die preislichen Konsequenzen des Emissionshandels. Der Preis der CO<sub>2</sub>-Zertifikate wird für die nicht am ETS teilnehmenden Verbraucher ab 2020 durch einen Aufschlag auf die Energieträgerpreise berücksichtigt (Tabelle 3.1.3.2-1).

**Industrieunternehmen** und **Kraftwerksbetreiber**, die am Emissionshandel teilnehmen, werden nicht zusätzlich durch CO<sub>2</sub>-Zuschläge auf die Energieträgerpreise belastet.

Die Höhe des **Aufschlags** richtet sich zum einen nach dem Zertifikatspreis, zum anderen nach dem spezifischen **CO<sub>2</sub>-Gehalt** der einzelnen Energieträger. Dem liegt die technische Annahme zugrunde, dass die Importeure von Energieträgern oder der Energiehandel die erforderlichen Zertifikate erwerben und die entsprechenden Kosten in den Preisen an die Energieverbraucher weitergeben. Dieses Vorgehen impliziert die Einbeziehung aller Sektoren in den Emissionshandel ab dem Jahr 2020. Mittel- und langfristig werden die Energieträger als Folge der deutlich ansteigenden Zertifikatspreise durch den Aufschlag erheblich verteuert. Bei Steinkohle macht der Aufschlag ab 2040 mehr als die Hälfte des Preises aus. Bei leichtem Heizöl und Erdgas sind es rund 15 % und bei den Kraftstoffen knapp 10 % (Tabelle 3.1.3.2-2).

Tabelle 3.1.3.2-1: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle, 2011 – 2050, in EUR

	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>reale Preise, Preisbasis 2011</b>						
Haushalte (inkl. MwSt.)						
Heizöl leicht (Cent/l)	81,6	93,8	102,6	111,7	125,5	135,2
Erdgas (Cent/kWh)	6,7	7,6	8,1	8,5	9,4	9,6
Verkehr (inkl. MwSt.)						
Benzin (EUR/l)	1,54	1,71	1,80	1,89	2,04	2,15
Diesel (EUR/l)	1,42	1,57	1,66	1,76	1,92	2,02
Industrie (ohne MwSt.)						
Heizöl leicht (EUR/t)	798	902	983	1.070	1.194	1.280
Heizöl schwer (EUR/t)	513	636	723	814	947	1.039
Erdgas (Cent/kWh)	3,2	4,1	4,5	4,8	5,5	5,8
Drittland-Steinkohle (EUR/t SKE)	160	155	203	250	330	368
<b> nominale Preise</b>						
Haushalte (inkl. MwSt.)						
Heizöl leicht (Cent/l)	81,6	114,9	140,8	171,7	240,2	321,4
Erdgas (Cent/kWh)	6,7	9,3	11,1	13,0	17,9	22,9
Verkehr (inkl. MwSt.)						
Benzin (EUR/l)	1,54	2,09	2,47	2,91	3,91	5,10
Diesel (EUR/l)	1,42	1,92	2,28	2,71	3,67	4,81
Industrie (ohne MwSt.)						
Heizöl leicht (EUR/t)	798	1.104	1.350	1.644	2.286	3.043
Heizöl schwer (EUR/t)	513	778	993	1.252	1.812	2.470
Erdgas (Cent/kWh)	3,2	5,0	6,2	7,4	10,6	13,7
Drittland-Steinkohle (EUR/t SKE)	160	190	279	384	632	876

Quelle: BMWi 2013, Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 3.1.3.2-2: CO<sub>2</sub>-Aufschlag für ausgewählte fossile Energieträger, 2011 – 2050, in EUR

	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Aufschlag real, Preisbasis 2011</b>						
Heizöl leicht (Cent/l)	-	2,6	6,6	10,6	17,2	20,1
Erdgas (Cent/kWh)	-	0,2	0,5	0,8	1,3	1,5
Benzin (EUR/l)	-	0,02	0,06	0,09	0,15	0,18
Diesel (EUR/l)	-	0,03	0,07	0,11	0,17	0,20
Heizöl schwer (EUR/t)	-	32	79	126	205	240
Steinkohle (EUR/t SKE)	-	28	70	111	181	212
<b>Aufschlag nominal</b>						
Heizöl leicht (Cent/l)	-	3,2	9,1	16,2	32,8	47,7
Erdgas (Cent/kWh)	-	0,2	0,7	1,2	2,5	3,6
Benzin (EUR/l)	-	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4
Diesel (EUR/l)	-	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5
Heizöl schwer (EUR/t)	-	39	108	194	393	570
Steinkohle (EUR/t SKE)	-	34	96	171	346	503

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Hinsichtlich der bestehenden **Energiesteuern** wird eine reale Konstanz der jeweiligen Sätze unterstellt. Annahmegemäß werden im Prognosezeitraum zusätzliche Steuern nicht eingeführt und bestehende Steuern nicht abgeschafft.

Die Entwicklung der Strompreise für die einzelnen Kundengruppen wird in Abschnitt 3.2.4.5 beschrieben.



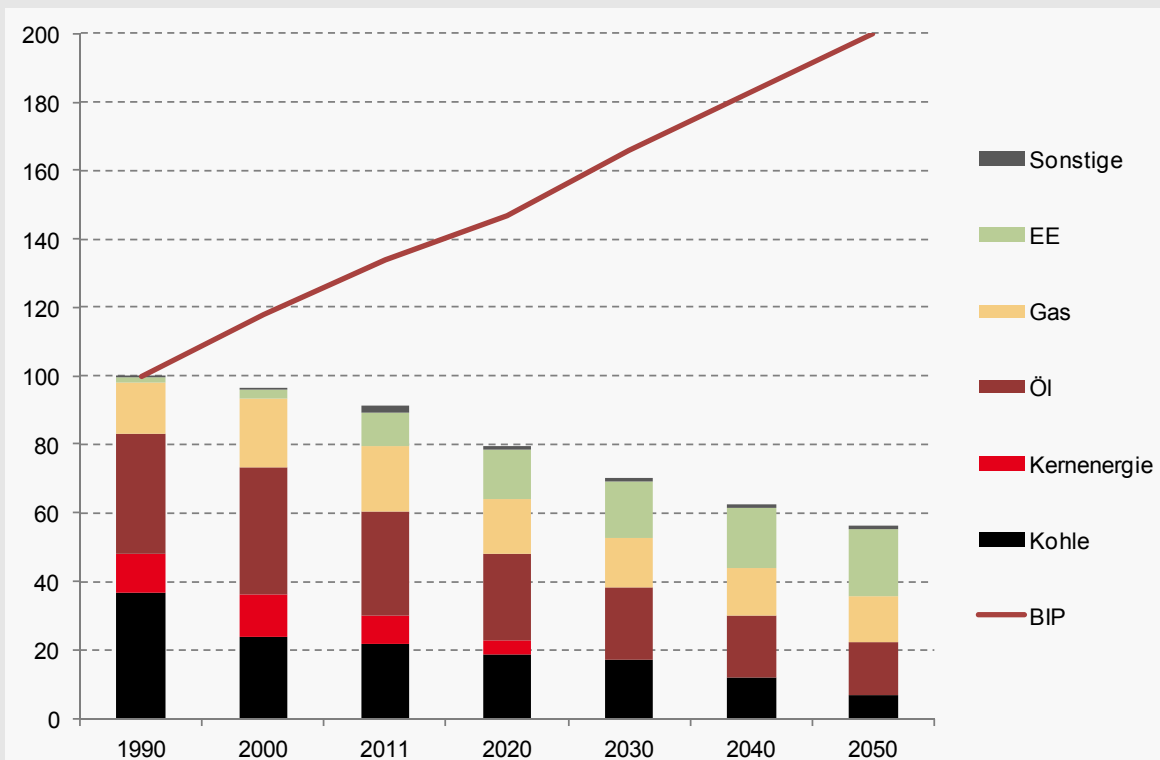
## 3.2 Ergebnisse von Referenzprognose und Trendszenario

### 3.2.1 Primärenergieverbrauch

#### Das Wichtigste in Kürze

- Im Prognosezeitraum bis 2030 geht der Primärenergieverbrauch bei steigendem BIP um 23 % gegenüber 2011 zurück, im Trendszenario bis 2050 beträgt der Rückgang 39 %.
- Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch entkoppeln sich weiter. Die (Primär-) Energieproduktivität erhöht sich bis 2030 um 61 % und bis 2050 um mehr als 140 %. Die jährlichen Veränderungsraten liegen deutlich höher als in der Vergangenheit.
- Fossile Energieträger verlieren Marktanteile, dominieren aber auch langfristig (2050) mit einem Anteil von 64 % Energiemix. Deutliche Anteilsgewinne verzeichnen die erneuerbaren Energien. Ihr Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs liegt 2030 bei über 24 % und 2050 bei knapp 35 %. Im Jahr 2011 betrug der entsprechende Wert 11 %.

**Primärenergieverbrauch und reales BIP 1990 – 2050,  
Index, 1990=100**



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Im Prognosezeitraum bis 2030 geht der Primärenergieverbrauch<sup>1</sup> um 23 % auf 10.469 PJ zurück. Im Trendszenario sinkt er bis 2050 weiter auf 8.356 PJ. Im Vergleich zu 2011 sind das 39 % weniger. Damit setzt sich der Trend zu einem sinkenden Verbrauch verstärkt fort, der sich seit etwa 2006 zeigt. Zwischen 1990 und 2005 hatte sich der Primärenergieverbrauch trendmäßig kaum verändert.

### **Infobox 3-2: Was bei der Interpretation des Primärenergieverbrauchs (PEV) zu beachten ist.**

Der PEV ist der umfassende Indikator für den Energieverbrauch einer Volkswirtschaft. Für Deutschland ermittelt und dokumentiert die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) u.a. den Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Einsatzbereichen.

Bei der Interpretation des PEV und seiner Entwicklung im Zeitablauf sind einige Konventionen zu beachten, die sich aus der besonderen Behandlung der Kernenergie sowie der erneuerbaren Energien ergeben.

- Kernkraftwerken wird per Definition ein Wirkungsgrad von 33 % zugeschrieben. Erzeugt ein Kernkraftwerk 1 MWh Strom, wird in der Energiebilanz dafür ein Einsatz von Kernbrennstoffen in Höhe von 3 MWh ausgewiesen.
- Anlagen zur Erzeugung von Strom aus den erneuerbaren Energien Wasser, Wind und Photovoltaik (PV) erhalten nach dem in der Energiebilanz angewendeten Wirkungsgradprinzip einen Wirkungsgrad von 100 % zugeordnet. Wird mit diesen Energieträgern 1 MWh Strom erzeugt, entspricht dem ein Energieträgereinsatz von ebenfalls 1 MWh.
- Wird Strom aus Geothermie erzeugt, erfolgt dies definitionsgemäß mit einem Wirkungsgrad von 10 %. Für 1 MWh Strom aus Geothermie werden demnach 10 MWh des Energieträgers Geothermie eingesetzt.

Der Wirkungsgrad konventioneller neuer Kohle- und Erdgaskraftwerke liegt in der Regel zwischen 45 % und 60 %.

Durch den in Deutschland beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie sowie den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung ergeben sich dadurch zwei Konsequenzen für den PEV:

<sup>1</sup> Der Primärenergieverbrauch umfasst den Endenergieverbrauch, den nichtenergetischen Verbrauch sowie den Energieträgereinsatz in den Umwandlungssektoren, vor allem für die Erzeugung von Strom und Fernwärme sowie in Raffinerien. Zum Primärenergieverbrauch zählen darüber hinaus die Eigenverbräuche der Gewinnungs- und Umwandlungssektoren, die Differenzen zwischen Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß, die Fackel- und Leitungsverluste, Bewertungsdifferenzen sowie der Einfuhrsaldo Strom.

Sowohl das Abschalten von Kernkraftwerken mit niedrigem Wirkungsgrad als auch der Ausbau der Stromerzeugung auf der Basis von Wind und PV (bei der Wasserkraft sind die Potenziale weitgehend ausgeschöpft) erhöht den durchschnittlichen Wirkungsgrad des Kraftwerksparks in Deutschland. Damit wird bei angenommener konstanter Stromerzeugung ein niedrigerer PEV ausgewiesen als das ohne die strukturelle Veränderung des Kraftwerksparks der Fall gewesen wäre. Dem entgegen wirkt theoretisch der Ausbau der Stromerzeugung aus Geothermie, der allerdings bis 2050 kaum eine Rolle spielt.

Eine Überschlagsrechnung für die Referenzprognose/das Trendzenario zeigt, dass der PEV allein durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Jahr 2020 um etwa 50 PJ und 2050 um rund 120 PJ niedriger liegt als dies der Fall wäre, wenn sich der Anteil der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken gegenüber 2011 nicht verändern würde.

In die gleiche Richtung wirkt der zunehmende Einsatz von Solarthermie und Umgebungswärme (in Verbindung mit Wärmepumpen) bei der Erzeugung von Wärme. Allerdings sind die quantitativen Effekte wesentlich geringer, da die Wirkungsgrade dieser Energieträger – per Definition ebenfalls 100 % – sich nur wenig von den Wirkungsgraden konventioneller Heizanlagen unterscheiden.

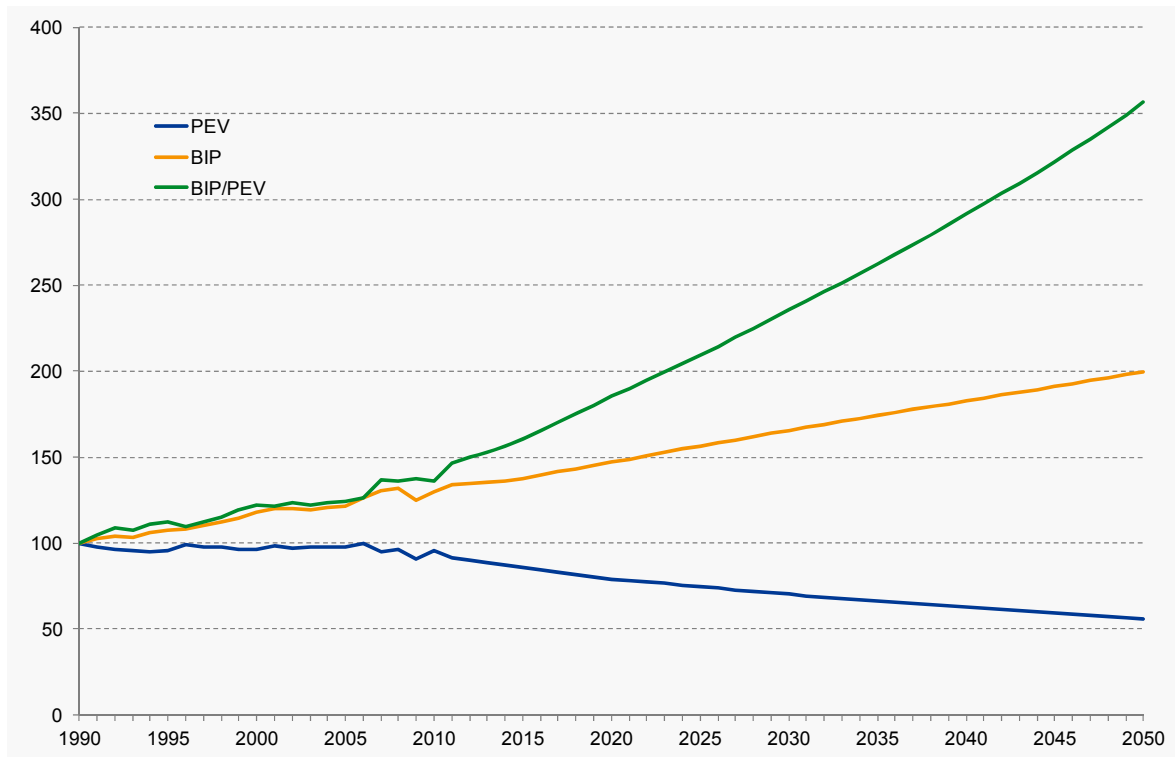
Abgesehen von diesen durch Definitionen hervorgerufenen Effekten stellt sich grundsätzlich die Frage, ob der Verbrauch an konventionellen und erneuerbaren Energien in gleicher Weise interpretiert werden kann. Denn während konventionelle Energieträger zur Erzeugung von Strom oder Wärme eingesetzt werden und dann „weg“ sind – streng genommen sind sie nicht verbraucht, sondern umgewandelt, aber nicht mehr mit vertretbarem Aufwand erneut nutzbar zu machen (2. Hauptsatz der Thermodynamik) – können Wasser-, Wind- und Sonnenenergie ohne „Reproduktionsaufwand“ (bei Biomasse ist das anders) genutzt werden.

Das Zusammenspiel von rückläufigem Primärenergieverbrauch und weiter wachsender Wirtschaftsleistung bewirkt eine deutliche Zunahme der **Primärenergieproduktivität** (BIP/PEV). Bis zum Jahr 2030 steigt sie gegenüber 2011 um 61 %, bis 2050 um 143 %. Damit erhöht sich die Primärenergieproduktivität im Betrachtungszeitraum deutlich schneller als in der Vergangenheit. Im Zeitraum 2011 bis 2050 liegt die jahresdurchschnittliche Steigerung bei 2,3 %, zwischen 1990 und 2011 lag dieser Wert bei 1,8 %. Dazu trägt nicht zuletzt der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung bei (siehe Infobox 3-2).

Diese Veränderungen zeigen eine **neue, langfristig anhaltende Qualität der Entkoppelung** von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch. In der Vergangenheit war die Entkoppelung durch

einen stagnierenden Primärenergieverbrauch bei wachsendem BIP gekennzeichnet. Zukünftig geht der Energieverbrauch bei weiter wachsendem BIP absolut zurück. (Abbildung 3.2.1-1).

Abbildung 3.2.1-1: BIP, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität (BIP/PEV 1990 - 2050), Index, 1990=100



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

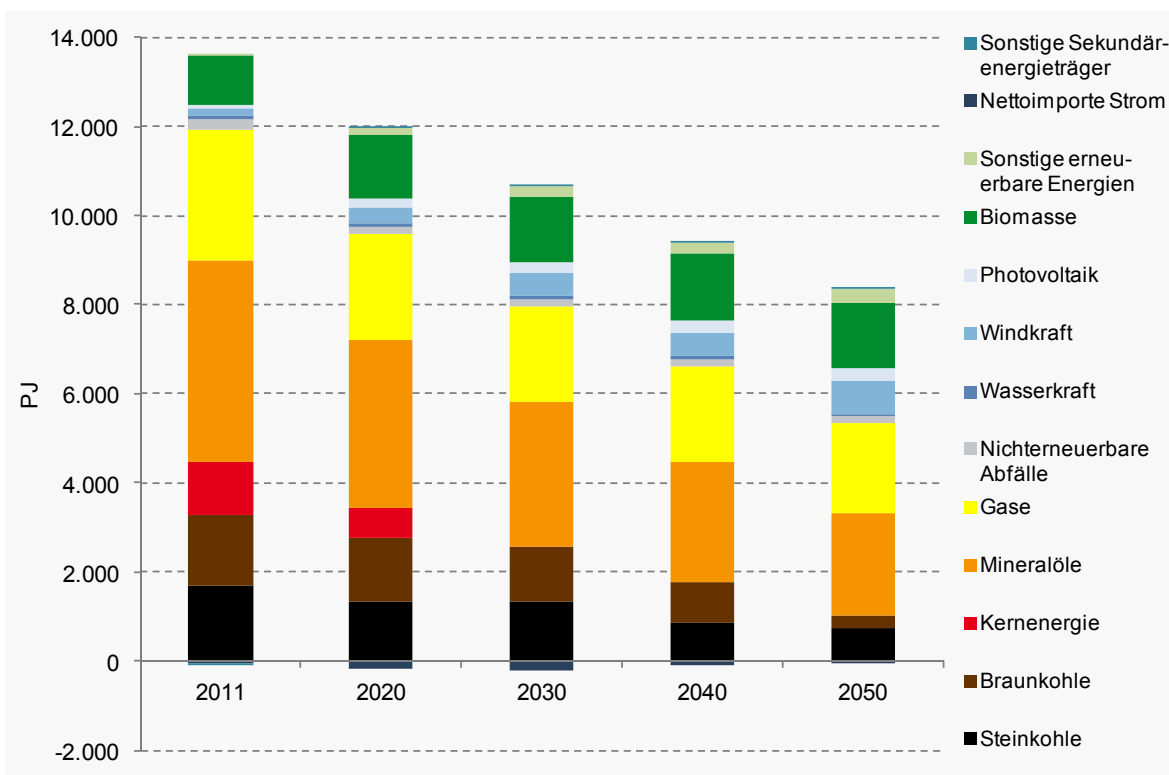
Der **Anteil fossiler Energieträger** am Primärenergieverbrauch verringert sich bis 2030 auf 76 % (2011: 79 %), der Beitrag der **Kernenergie** sinkt von 9 % in 2011 auf 6 % in 2020, ab 2023 liegt er, bedingt durch die Umsetzung des Ausstiegs bei 0%. Im Jahr 2050 decken fossile Energien noch 64 % der benötigten Primärenergie. Die **erneuerbaren Energien** übernehmen eine zunehmend wichtige Rolle in der Energieversorgung. Ihr Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs erhöht sich von knapp 11 % im Jahr 2011 über 24 % im Jahr 2030 auf knapp 35 % 2050 (Tabelle 3.2.1-1 und Abbildung 3.2.1-2).

Tabelle 3.2.1-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	1.715	1.364	1.247	1.326	855	752
Braunkohle	1.564	1.420	1.289	1.261	917	267
Kernenergie	1.178	685	0	0	0	0
Mineralöle	4.525	3.760	3.498	3.225	2.715	2.296
Gase	2.923	2.399	2.356	2.158	2.128	2.023
Nichtererneuerbare Abfälle	255	166	169	166	160	152
Erneuerbare Energien	1.463	2.183	2.373	2.517	2.630	2.886
Wasserkraft	64	67	67	67	67	67
Windkraft	176	361	447	516	542	751
Photovoltaik	70	202	220	242	258	263
Biomasse	1.111	1.411	1.463	1.482	1.505	1.506
Sonstige erneuerbare Energien	43	141	175	210	258	299
Nettoimporte Strom	-23	-147	-65	-191	-70	-28
Sonstige Sekundärenergieträger	0	5	6	6	7	7
<b>Insgesamt</b>	<b>13.599</b>	<b>11.834</b>	<b>10.873</b>	<b>10.469</b>	<b>9.342</b>	<b>8.356</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohle	13%	12%	11%	13%	9%	9%
Braunkohle	12%	12%	12%	12%	10%	3%
Kernenergie	9%	6%	0%	0%	0%	0%
Mineralöle	33%	32%	32%	31%	29%	27%
Gase	21%	20%	22%	21%	23%	24%
Nichtererneuerbare Abfälle	2%	1%	2%	2%	2%	2%
Erneuerbare Energien	11%	18%	22%	24%	28%	35%
Wasserkraft	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Windkraft	1%	3%	4%	5%	6%	9%
Photovoltaik	1%	2%	2%	2%	3%	3%
Biomasse	8%	12%	13%	14%	16%	18%
Sonstige erneuerbare Energien	0%	1%	2%	2%	3%	4%
Nettoimporte Strom	0%	-1%	-1%	-2%	-1%	0%
Sonstige Sekundärenergieträger	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 3.2.1-2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ



Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

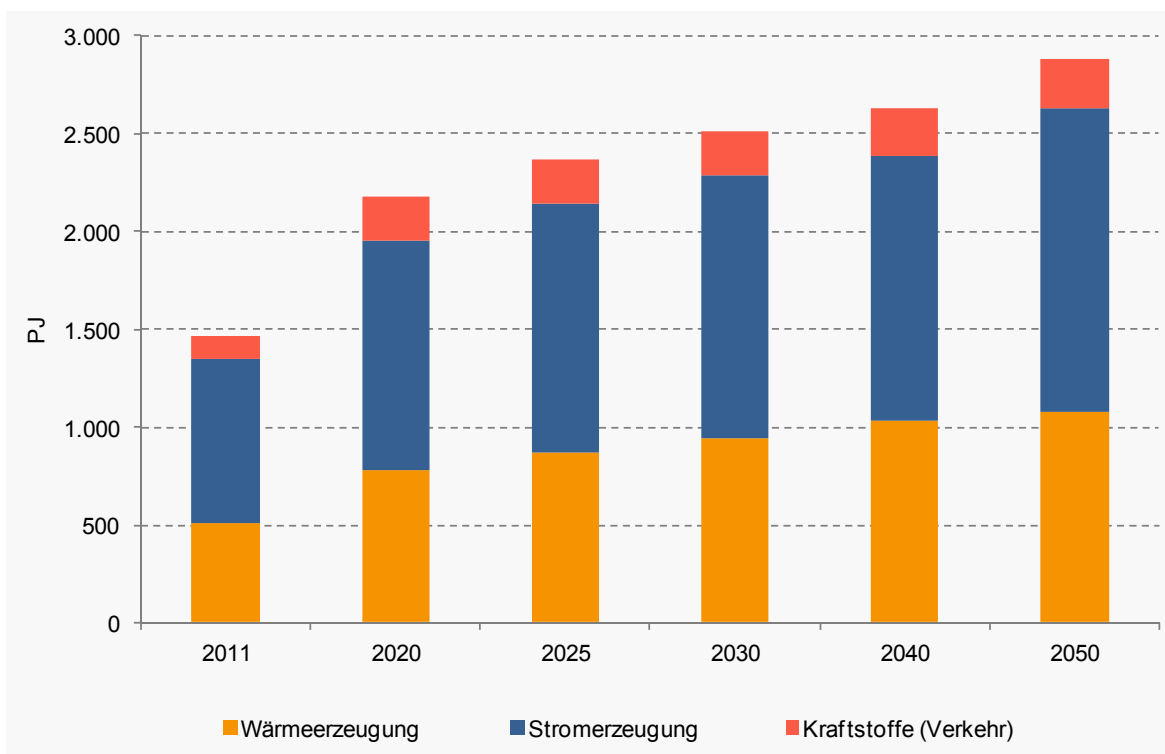
Unter den **erneuerbaren Energieträgern** haben Biomassen auch zukünftig die größte, wenn auch eine abnehmende Bedeutung (Tabelle 3.2.1-2). Obwohl sie langfristig gegenüber 2011 um ein Drittel verstärkt genutzt werden, geht ihr Anteil an den Erneuerbaren insgesamt von 76 % im Jahr 2011 bis 2030 (2050) auf 59 % (52 %) zurück. Grund dafür ist das schnelle Wachstum anderer erneuerbarer Energien, vor allem der bereits heute quantitativ bedeutenden Windenergie und der Photovoltaik. Noch schneller wird die Nutzung der Solarthermie und der Umgebungswärme durch Wärmepumpen ausgebaut, allerdings ausgehend von einem niedrigen Niveau im Jahr 2011.

Tabelle 3.2.1-2: Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien nach Einsatzzweck und Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Wärmeerzeugung insgesamt</b>	<b>513</b>	<b>784</b>	<b>869</b>	<b>938</b>	<b>1.034</b>	<b>1.074</b>
Wärmebereitstellung	440	620	683	740	820	873
Biomasse	398	501	526	546	568	574
Solarthermie	20	62	84	106	141	173
Umgebungswärme	22	56	73	88	111	126
Fern-, Nahwärmeerzeugung	72	165	186	198	214	201
Holz, Stroh u.a. feste Stoffe	26	146	164	165	165	152
Biodiesel	0	0	0	0	0	0
Klärgas/Biogas	3	10	12	23	39	39
Deponiegas	42	0	0	0	0	0
Geothermie	1	9	10	10	10	10
<b>Stromerzeugung</b>	<b>832</b>	<b>1.168</b>	<b>1.272</b>	<b>1.348</b>	<b>1.351</b>	<b>1.554</b>
Wasserkraft	64	67	67	67	67	67
Windkraft	176	361	447	516	542	751
Photovoltaik	70	202	220	242	258	263
Biomasse	523	521	520	507	470	459
Holz, Stroh u.a. feste Stoffe	149	266	267	263	242	232
Biodiesel	31	0	0	0	0	0
Klärgas/Biogas	282	253	253	242	227	227
Deponiegas	60	2	0	1	1	0
Geothermie	0	17	17	16	14	14
<b>Kraftstoffe (Verkehr)</b>	<b>117,1</b>	<b>229,0</b>	<b>230,3</b>	<b>228,4</b>	<b>242,2</b>	<b>253,9</b>
Biodiesel	84	136	141	139	142	147
biogene Ottokraftstoffe	33	53	46	41	38	30
biogene Flugturbinenkraftstoffe	0	39	41	43	49	54
Biogas	0	1	2	5	14	24
<b>Insgesamt</b>	<b>1.462</b>	<b>2.181</b>	<b>2.371</b>	<b>2.515</b>	<b>2.627</b>	<b>2.882</b>

Quelle: AGEB a, AGEE, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 3.2.1-3: Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien nach Einsatzzweck, 2011 – 2050, in PJ



Quelle: AGEB a, AGEE, Prognos/EWI/GWS 2014

Der größte Teil der erneuerbaren Energien wird in der Stromerzeugung genutzt. Im gesamten Betrachtungszeitraum sind dies zwischen 50 % und 60 % des Primärenergieeinsatzes aller Erneuerbarer. Für die Erzeugung von Wärme werden 35 % bis 40 % der Erneuerbaren benötigt und im Verkehrsbereich rund 10 %.

In der **Erzeugung von Wärme** dominiert die Biomasse im gesamten Betrachtungszeitraum mit 70 % bis 80 % der hier eingesetzten erneuerbaren Energien. Das gilt sowohl für die direkte Wärmeerzeugung als auch für die Bereitstellung in Form von Nah- und Fernwärme. Während sich die direkte Erzeugung von Wärme neben Biomasse zu etwa gleichen Anteilen auf die erneuerbaren Energieträger Solarthermie und Umgebungswärme stützt, die mit Wärmepumpen genutzt wird, spielen bei der Fern- und Nahwärmeerzeugung Klärgas und Biogas eine bedeutende Rolle.

In der **Stromerzeugung** verschiebt sich im Zeitablauf die Bedeutung der einzelnen Erneuerbaren (vgl. Abschnitt 3.2.8). Wurde der Einsatz hier im Jahr 2011 mit 63 % von Biomassen dominiert, liegt deren Anteil 2030 gleichauf mit der Windkraft (jeweils 38 %). Erheblich an Bedeutung gewinnt die Photovoltaik, 2030 entfallen auf sie 18 % der zur Stromerzeugung eingesetzten erneuerbaren Energieträger (2011: 8 %). Bis 2050 verschieben sich die Relationen weiter, der Anteil der Windkraft liegt dann bei 48 %, derjenige



von Biomassen noch bei 30 %, die Photovoltaik bleibt vergleichsweise stabil bei 17 %. Dabei überschreitet ihre Nutzung das Niveau von 2011 um mehr als 270 %.

Der Einsatz erneuerbarer Energien im **Verkehrsbereich** verdoppelt sich im Zeitraum bis 2011 bis 2030, bis 2050 erhöht er sich um weitere 11 %. Den größten Beitrag liefern Kraftstoffe für den Straßenverkehr. Ab 2020 bis etwa 2030 liegt ihr Anteil bei rund 80 %, den Rest steuern biogene Flugturbinentreibstoffe bei. Nach 2030 gewinnt zunehmend Biogas an Bedeutung. Im Jahr 2050 steht Biogas für rund 9 % der im Verkehr eingesetzten erneuerbaren Energien.

Der **Import** von Energieträgern verringert sich im Betrachtungszeitraum deutlich. Zwischen 2011 und 2030 (2050) gehen sie um 32 % (45 %) zurück, wenn Kernenergie als Import gezählt wird. Die Importquote (hier definiert als Relation von Nettoimport zum Primärenergieverbrauch) sinkt von 70 % im Jahr 2011 auf 61 % (63 %) im Jahr 2030 (2050). Rechnet man Kernbrennstoffe den heimischen Energieträgern zu, beträgt der Rückgang 23 % (37 %), die Importquote bleibt bei dieser Betrachtung weitgehend unverändert bei knapp über 60 % (Tabelle 3.2.1.-3).

*Tabelle 3.2.1-3: Nettoimporte nach Energieträgern 2011-2050, in PJ, Importquote in %*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	1.399	1.364	1.247	1.326	855	752
Braunkohle	-27	0	0	0	0	0
Kernenergie	1.178	685	0	0	0	0
Mineralöle	4.471	3.824	3.595	3.351	2.872	2.461
Gase	2.534	2.040	2.072	1.949	2.071	2.017
Erneuerbare Energien (Biomasse)	0	0	0	0	0	0
Strom (positiv = Nettoeinfuhr)	-23	-147	-65	-191	-70	-28
<b>Insgesamt</b>	<b>9.533</b>	<b>7.765</b>	<b>6.850</b>	<b>6.435</b>	<b>5.729</b>	<b>5.202</b>
Importquote (mit Kernenergie)	70%	66%	63%	61%	61%	62%
Importquote (ohne Kernenergie)	61%	60%	63%	61%	61%	62%

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

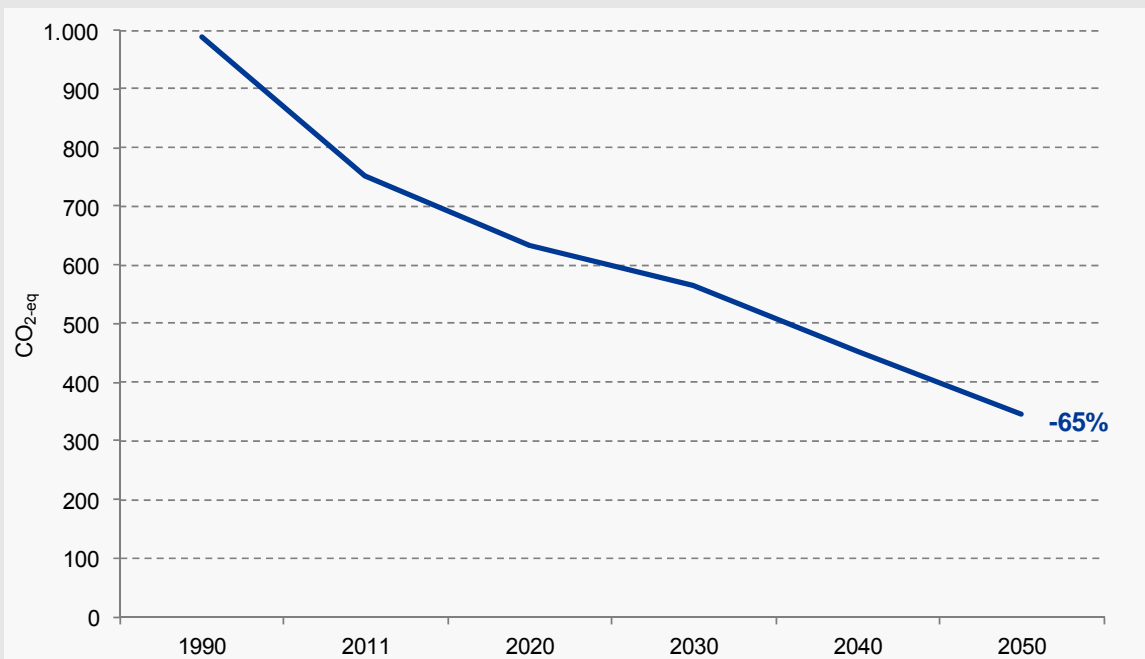
Rückläufig sind die Nettoimporte bis 2030 vor allem bei Mineralölen und Erdgas, wodurch sich die Versorgungssicherheit bei diesen Energieträgern tendenziell verbessert. Die Steinkohleimporte werden erst mit der nach 2030 abnehmenden Steinkohleverstromung in beträchtlichem Umfang eingeschränkt.

### 3.2.2 Die zukünftige Belastung durch energiebedingte Emissionen

#### Das Wichtigste in Kürze

- Zwischen 2011 und 2030 (2050) verringern sich die energiebedingten Treibhausgasemissionen unter den getroffenen ökonomischen und energiepolitischen Annahmen um 25 % (54 %).
- Gegenüber dem Kyoto-Basisjahr liegen die Emissionen 2020 um 36 % und 2050 um gut 65 % niedriger. Damit werden die im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Ziele (Absenkung bis 2020 um 40 %, bis 2050 um mindestens 80 %) nicht erreicht.
- Die Emissionsminderung hat zwei Ursachen: zum einen den rückläufigen Primärenergieverbrauch, zum anderen die zunehmende Bedeutung CO<sub>2</sub>-armer oder CO<sub>2</sub>-freier Energieträger. Die Emissionsintensität des Primärenergieverbrauchs geht zwischen 1990 und 2020 um 19 % zurück, bis 2050 verringert sie sich um 38 %.
- In der langfristigen Betrachtung lassen sich zwei Phasen unterscheiden. Während im Zeitraum 1990 bis 2011 die Emissionsminderung der Endverbrauchssektoren absolut gesehen mehr als doppelt so groß war wie diejenige der Energiewirtschaft, leisten beide Bereiche zwischen 2011 und 2020 bzw. 2050 vergleichbare Beiträge zur weiteren Absenkung der energiebedingten THG-Emissionen.

#### Treibhausgasemissionen 1990 – 2050, in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Rückgang und strukturelle Veränderungen des Primärenergieverbrauchs zeigen sich in der Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen.

Ausgehend vom Kyoto-Basisjahr (1990 bzw. 1995), verringern sich die energiebedingten Treibhausgasemissionen bis 2020 um 36 % und bis 2030 um 43 % (Tabelle 3.2.2-1 und Abbildung 3.2.2-1). Im Jahr 2050 unterschreiten sie im Trendszenario den Wert von 1990 um gut 65 %. Damit werden die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung nicht erreicht.

Die **einzelnen Sektoren** leisten unterschiedliche Beiträge zur Reduktion. Bezogen auf 2011 und weist der Sektor GHD die relativ stärkste Verringerung der Emissionen auf (bis 2020: -24 %, bis 2050: -71 %). Es folgen die privaten Haushalte, die Energiewirtschaft, der Verkehr und schließlich die Industrie. Betrachtet man nicht die prozentualen Veränderungen, sondern die absoluten Beiträge zur Emissionsreduktion, weist die Energiewirtschaft die höchsten Werte auf. Sowohl bis 2020 als auch bis 2050 gehen die Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft etwas stärker zurück als beim Endenergieverbrauch insgesamt.

Auf das Kyoto-Basisjahr (1990 bzw. 1995) bezogen, ändert sich das Bild. Die mit dem Endenergieverbrauch verbundenen Emissionen gehen dann stärker zurück als die Emissionen der Energiewirtschaft. Dahinter steht die Entwicklung der Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2011. Während in dieser Phase die Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft um 74 Mio. t reduziert wurden, waren es beim Endenergieverbrauch 166 Mio. t. Zwischen 2011 und 2020 / 2050 dreht sich die Reihenfolge um. Die Emissionen der Energiewirtschaft gehen um 64 / 220 Mio. t zurück, die endverbrauchsbedingten Emissionen um 54 / 185 Mio. t. Ein vergleichbares Muster zeigt sich bei den relativen Veränderungen. Der entscheidende Faktor für diese Entwicklung ist der nach 2011 erfolgende starke Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung.

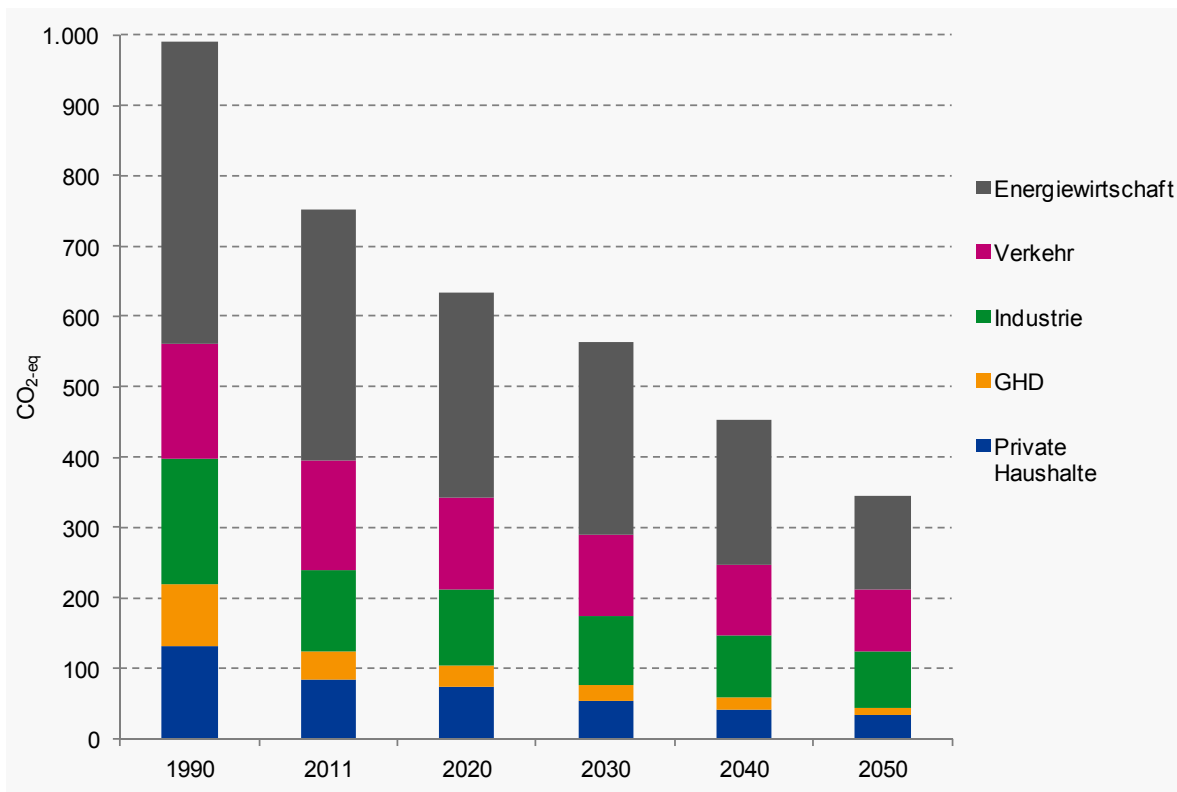
Die Verringerung der Emissionen insgesamt beruht zum einen auf dem rückläufigen Primärenergieverbrauch, zum anderen auf der abnehmenden **Emissionsintensität des Primärenergieverbrauchs**, in der sich vor allem der steigende Anteil erneuerbarer Energieträger im Mix zeigt. Die Treibhausgas-Intensität des Primärenergieverbrauchs geht zwischen 1990 und 2020 um 19 % zurück, bis 2050 um 38 %. Gegenüber 2011 verringert sich die Intensität bis 2020 wie auch bis 2030 um 2 % bis 3 % und bis 2050 um 25 %.

Tabelle 3.2.2-1: Treibhausgasemissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe nach Sektoren, 1990 – 2050, in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten

	Referenzprognose					Trendszenario	
	1990	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen (Mio. t)</b>	<b>978</b>	<b>742</b>	<b>625</b>	<b>580</b>	<b>557</b>	<b>445</b>	<b>340</b>
Private Haushalte	129	82	72	62	54	41	32
GHD	87	41	31	25	21	15	12
Industrie	176	114	106	101	98	87	80
Verkehr	162	156	130	123	115	99	86
Energiewirtschaft	423	350	285	269	269	202	131
<b>CH<sub>4</sub>-Emissionen (CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>4,5</b>	<b>3,1</b>	<b>3,1</b>	<b>3,2</b>	<b>3,1</b>	<b>3,0</b>	<b>2,9</b>
<b>N<sub>2</sub>O-Emissionen (CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>8,1</b>	<b>5,6</b>	<b>4,7</b>	<b>4,5</b>	<b>4,4</b>	<b>3,6</b>	<b>2,7</b>
<b>THG-Emissionen (CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>990</b>	<b>751</b>	<b>633</b>	<b>588</b>	<b>564</b>	<b>452</b>	<b>346</b>
Private Haushalte	131	83	73	63	55	42	32
GHD	89	41	31	25	21	15	12
Industrie	177	115	107	102	98	88	80
Verkehr	165	157	131	125	116	100	87
Energiewirtschaft	428	354	290	273	274	206	134
<b>Veränderung ggü. 1990</b>	<b>1990</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Private Haushalte		-37%	-44%	-52%	-58%	-68%	-75%
GHD		-54%	-65%	-71%	-76%	-83%	-86%
Industrie		-35%	-40%	-43%	-45%	-51%	-55%
Verkehr		-5%	-20%	-24%	-29%	-39%	-47%
Energiewirtschaft		-17%	-32%	-36%	-36%	-52%	-69%
<b>Insgesamt</b>		<b>-24%</b>	<b>-36%</b>	<b>-41%</b>	<b>-43%</b>	<b>-54%</b>	<b>-65%</b>

Quelle: UBA 2013c, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 3.2.2-1: Treibhausgasemissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe nach Sektoren, 1990 – 2050, in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



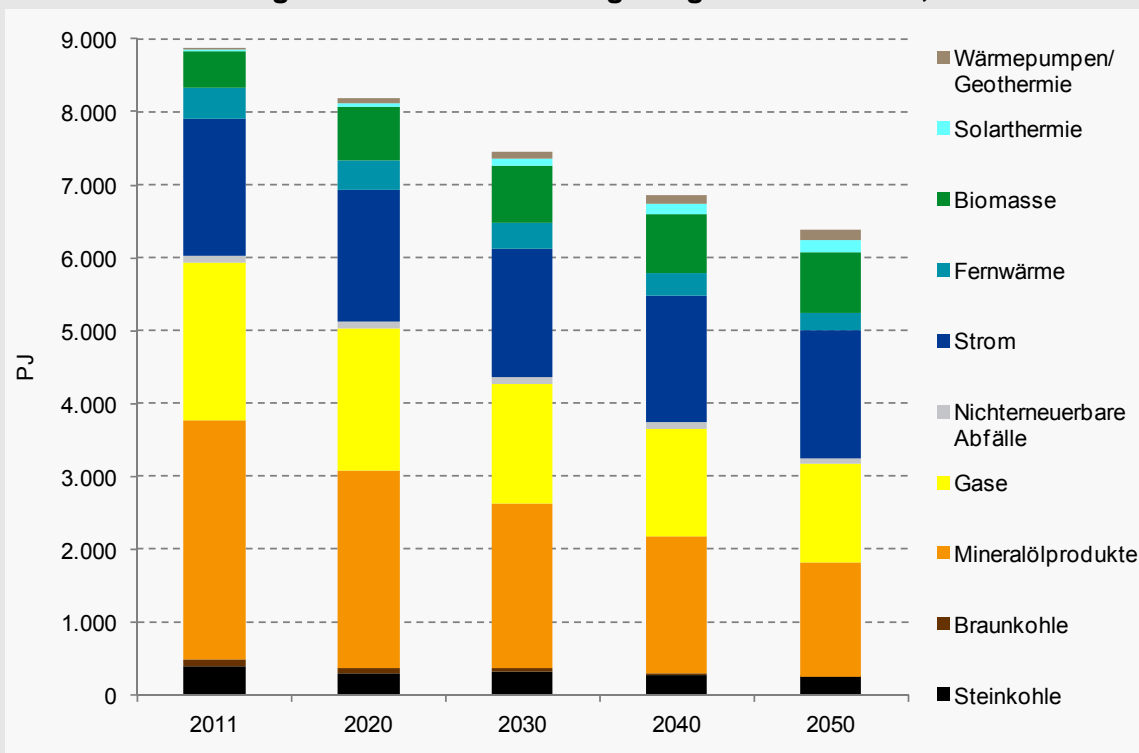
Quelle: UBA 2013c, Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.3 Endenergieverbrauch

#### Das Wichtigste in Kürze

- Der Endenergieverbrauch verringert sich zwischen 2011 und 2030 um 16 %. Bis 2050 geht er weiter zurück und liegt dann um 28 % niedriger als 2011. Das bedeutet einen Anstieg der Endenergieproduktivität um knapp 2 % p.a.
- Die größten relativen Einsparungen weisen im Betrachtungszeitraum die privaten Haushalte und der Sektor GHD auf. In der Industrie und im Verkehrsbereich sind die Verbrauchsabsenkungen prozentual kleiner.
- Abgesehen vom zunehmenden Energiebedarf für das Kühlen und Lüften sowie für die Haustechnik, wird für alle Verwendungszwecke mittel- und langfristig weniger Energie benötigt als 2011.
- Der Markt für fossile Energieträger schrumpft deutlich, bis 2030 um 28 % und bis 2050 um 47 %. Ihr Beitrag zur Deckung der Endnachfrage geht deutlich zurück. Die Nachfrage nach Strom verringert sich wenig. Der Einsatz erneuerbarer Energien verdoppelt sich bis 2050, ihr Verbrauchsanteil verdreifacht sich bis dahin auf 18 %.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2011 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.3.1 Endenergieverbrauch im Überblick

Der Endenergieverbrauch verringert sich bis 2030 um 16 %, im Jahr 2050 liegt er um 28 % unter dem Ausgangswert des Jahres 2011. Bis 2030 weisen der **Sektor GHD** (-27 %) und die privaten Haushalte (-19 %) die größten relativen Einsparungen im Vergleich zu 2011 auf. Kleiner fallen die Reduktionen im Verkehr (14 %) und in der Industrie (10 %) aus. Bis 2050 geht der Verbrauch in allen Sektoren weiter zurück. Er liegt dann im Sektor GHD und bei den privaten Haushalten um jeweils rund 37 % unter dem Niveau von 2011, im Verkehrsbereich sind es 26 %, in der Industrie 18 % (Tabelle 3.2.3.1-1 und Abbildung 3.2.3.1-1).

Rückläufig ist auch der Energieverbrauch für nahezu alle **Anwendungsbereiche** (Tabelle 3.2.3.1-2 und Abbildung 3.2.3.1-2).

- Die stärksten Einsparungen werden bis 2030 bei der **Raumwärme** und der **Beleuchtung** realisiert (jeweils rund 30 %).
- Weniger deutlich ist die Reduktion bei **Prozesswärme** und **mechanischer Energie** sowie beim Stromeinsatz in der **Informations- und Kommunikationstechnik** (jeweils zwischen 11 % und 18 %).
- Erheblich mehr Energie wird mittel- und langfristig für das **Kühlen** und **Lüften** sowie für die **Haustechnik** eingesetzt. Im Jahr 2030 liegt der entsprechende Verbrauch um zwei Drittel über dem Niveau von 2011. Dabei spielen einerseits steigende Durchschnittstemperaturen (Klimawandel) in Verbindung mit einem steigenden Komfortbedürfnis eine Rolle, andererseits die Ausweitung der Vernetzung auch in Wohngebäuden.

Bis zum Jahr 2050 folgen die Veränderungen des Energieverbrauchs nach Anwendungsbereichen dem beschriebenen Muster.

Die Zusammensetzung des Verbrauchs nach Energieträgern zeigt langfristig markante Veränderungen (Tabelle 3.2.3.1-3 und Abbildung 3.2.3.1-3):

- Der Anteil der **fossilen Energieträger** liegt 2020 bei etwas mehr als 61 % und verringert sich über 57 % im Jahr 2030 bis 2050 weiter auf knapp 50 %, im Jahr 2011 waren es noch 67 % gewesen.

Besonders deutlich ist der Anteilsverlust bei den **Mineralölprodukten**. Eine abnehmende Bedeutung im Wärmemarkt trägt dazu ebenso bei wie starke Verbrauchsabsenkungen im Verkehr.

Der Verbrauch von **Erdgas** geht langsamer zurück als derjenige von Mineralölprodukten. Auch hier machen sich die Einsparungen im Wärmemarkt deutlich bemerkbar. Im Jahr 2030 wird rund ein Viertel weniger Erdgas eingesetzt als 2011, 2050 sind es 38 % weniger.

- Der **Stromverbrauch** verringert sich im Betrachtungszeitraum nur wenig, 2030 unterschreitet er den Wert von 2011 um 6 %, 2050 um 7 %. Dadurch erhöht sich der Anteil von Strom im Endenergiemix von 21 % im Jahr 2011 auf 24 % 2030 und auf 27 % 2050. Langfristig wird Strom damit zum bedeutendsten Energieträger im Endverbrauch.
- Der **Fernwärmeeinsatz** folgt langfristig dem Erdgasverbrauch. Der Beitrag von Fernwärme zur Deckung des Endenergieverbrauchs geht etwas zurück.
- Einen deutlichen Zuwachs weist der Einsatz von **erneuerbaren Energien** in der Erzeugung von Wärme und im Verkehrssektor auf, langfristig (2011-2050) verdoppelt er sich in beiden Verbrauchsbereichen. Dadurch steigt der Anteil erneuerbarer Energien von 6,3 % im Jahr 2011 bis 2050 auf knapp 18 %.

Der **Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch** – eine der Zielgrößen des Energiekonzepts – beträgt 2020 rund 22 % und überschreitet damit den Zielwert von 18 %. Im Jahr 2050 wird das Ziel (60 %) mit 39 % innerhalb deutscher Grenzen verfehlt.

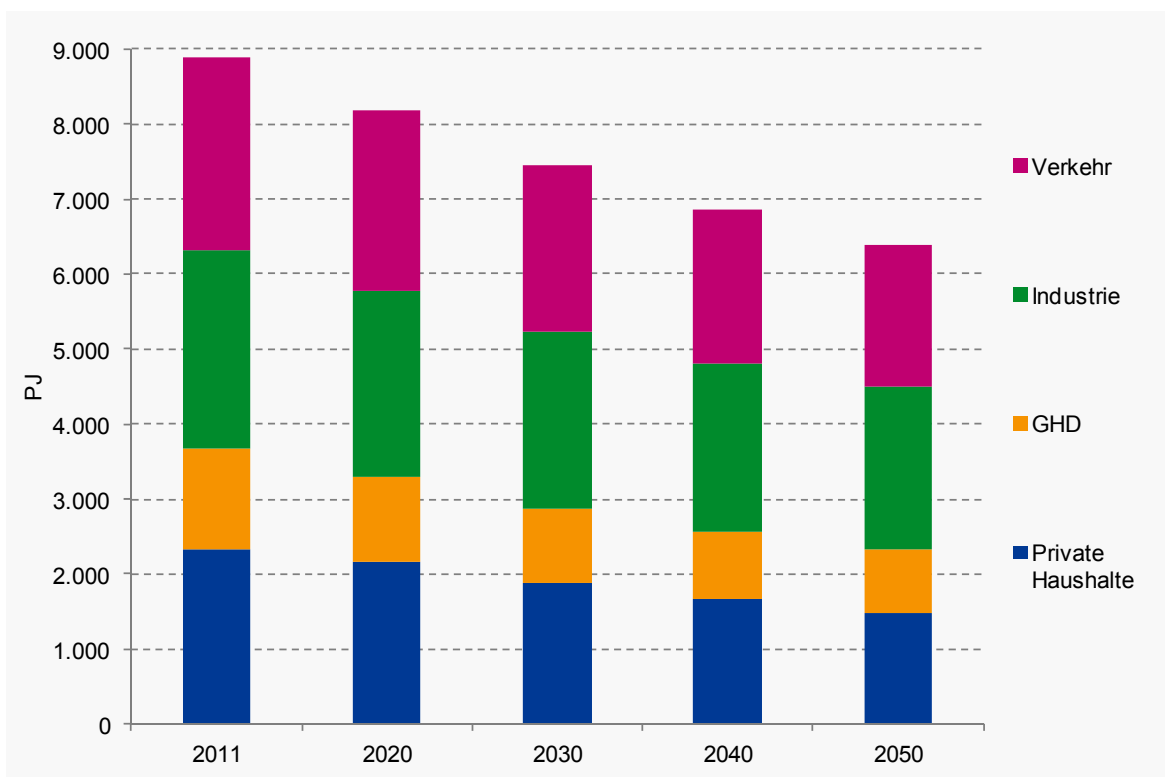
*Tabelle 3.2.3.1-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2011 – 2050, in PJ*

Sektor	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Private Haushalte	2.333	2.170	2.016	1.891	1.675	1.471
GHD	1.346	1.133	1.049	981	894	865
Industrie	2.634	2.477	2.436	2.364	2.243	2.155
Verkehr	2.568	2.397	2.319	2.219	2.043	1.904
<b>Insgesamt</b>	<b>8.881</b>	<b>8.178</b>	<b>7.820</b>	<b>7.455</b>	<b>6.855</b>	<b>6.394</b>
in % vom Total	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Private Haushalte	26%	27%	26%	25%	24%	23%
GHD	15%	14%	13%	13%	13%	14%
Industrie	30%	30%	31%	32%	33%	34%
Verkehr	29%	29%	30%	30%	30%	30%

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014



Abbildung 3.2.3.1-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2011 – 2050, in PJ



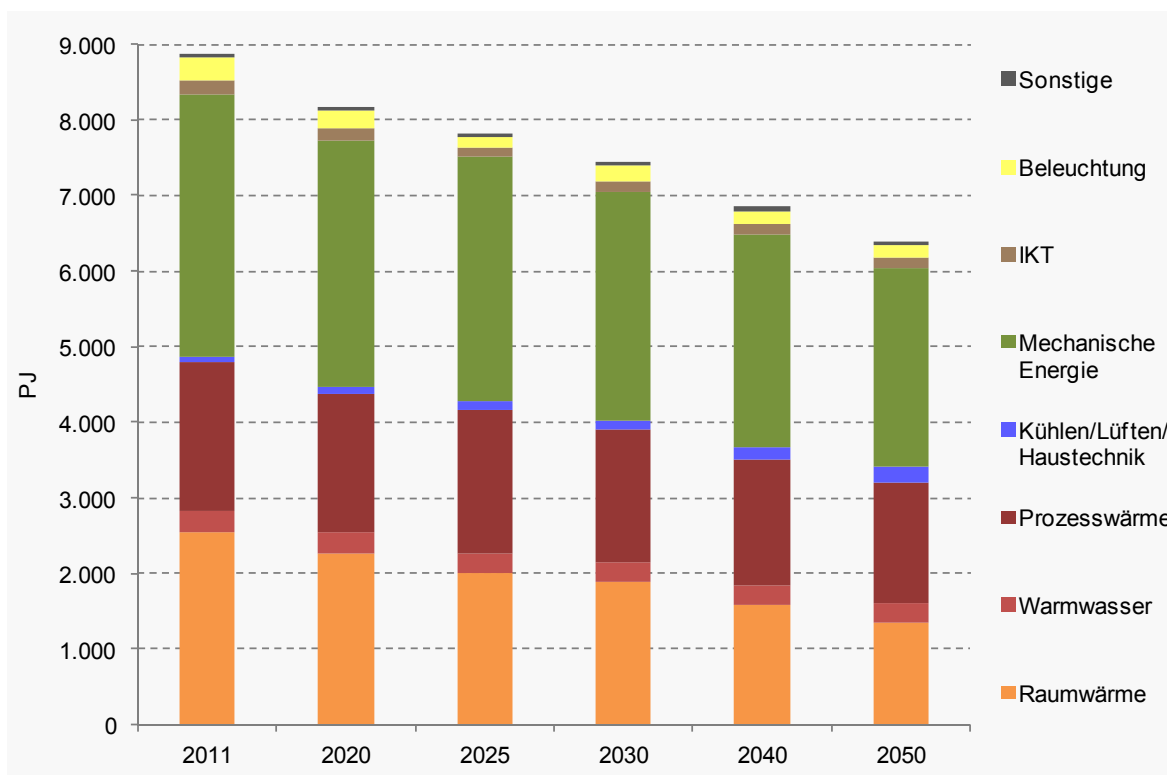
Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 3.2.3.1-2: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ

Anwendungsbereich	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme	2.556	2.274	2.059	1.878	1.588	1.348
Warmwasser	265	266	266	268	263	251
Prozesswärme	1.964	1.841	1.809	1.750	1.660	1.599
Kühlen/Lüften/Haustechnik	75	96	110	125	164	216
Mechanische Energie	3.480	3.241	3.144	3.025	2.808	2.632
IKT	183	162	155	149	141	135
Beleuchtung	295	237	219	203	173	157
Sonstige	64	61	58	58	57	56
<b>Insgesamt</b>	<b>8.881</b>	<b>8.178</b>	<b>7.820</b>	<b>7.455</b>	<b>6.855</b>	<b>6.394</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Raumwärme	29%	28%	26%	25%	23%	21%
Warmwasser	3%	3%	3%	4%	4%	4%
Prozesswärme	22%	23%	23%	23%	24%	25%
Kühlen/Lüften/Haustechnik	1%	1%	1%	2%	2%	3%
Mechanische Energie	39%	40%	40%	41%	41%	41%
IKT	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Beleuchtung	3%	3%	3%	3%	3%	2%
Sonstige	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Quelle: AGEb a, b, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 3.2.3.1-2: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ



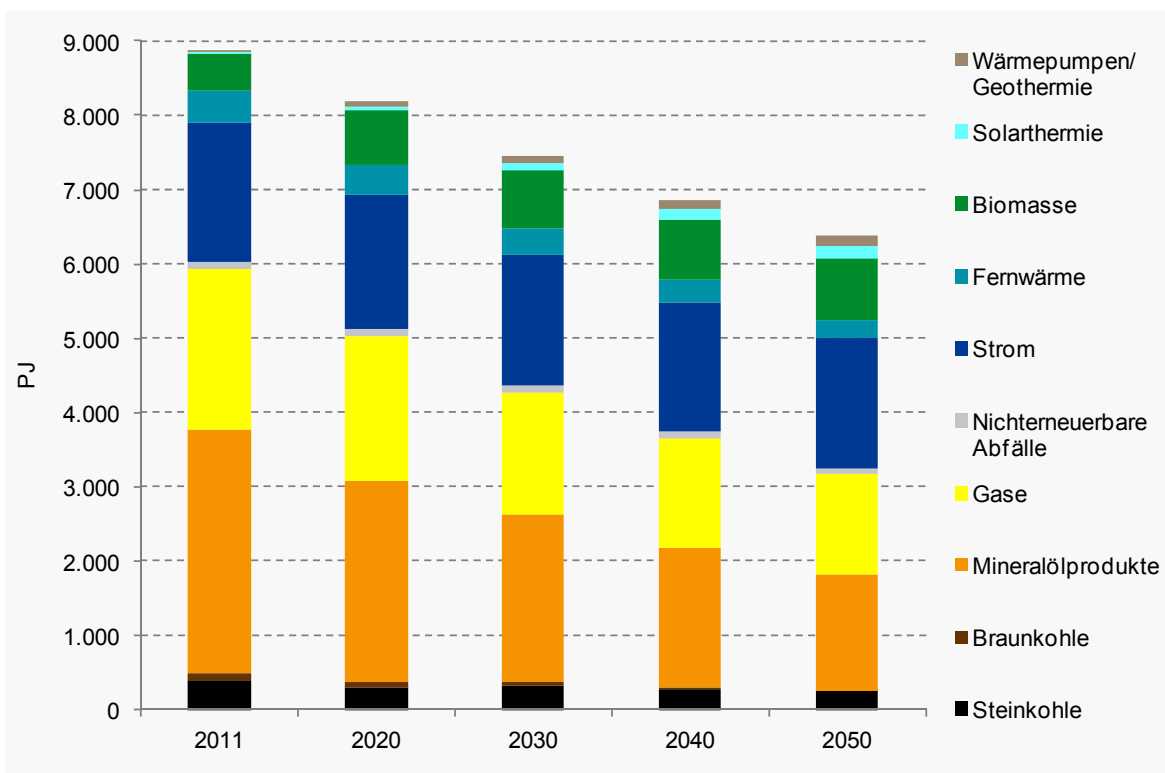
Quelle: AGEB a, b, Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 3.2.3.1-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ und Anteile in %

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	387	300	272	317	270	240
Braunkohle	94	65	54	45	29	14
Mineralölprodukte	3.298	2.719	2.495	2.272	1.877	1.569
Gase	2.149	1.940	1.822	1.633	1.473	1.343
Nichtererneuerbare Abfälle	99	96	94	92	86	81
Strom	1.876	1.802	1.781	1.764	1.747	1.751
Fernwärme	420	408	388	364	306	245
Wasserstoff	0	0	0	0	5	22
Erneuerbare Energien	557	849	913	968	1.062	1.127
Biomasse	516	731	757	774	810	828
Solarthermie	20	62	84	106	141	173
Wärmepumpen/Geothermie	22	56	73	88	111	126
<b>Endenergieverbrauch gesamt</b>	<b>8.881</b>	<b>8.178</b>	<b>7.820</b>	<b>7.455</b>	<b>6.855</b>	<b>6.394</b>
<b>in % vom Total Endenergieverbrauch</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohle	4%	4%	3%	4%	4%	4%
Braunkohle	1%	1%	1%	1%	0%	0%
Mineralöle	37%	33%	32%	30%	27%	25%
Gase	24%	24%	23%	22%	21%	21%
Nichtererneuerbare Abfälle	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Strom	21%	22%	23%	24%	25%	27%
Fernwärme	5%	5%	5%	5%	4%	4%
Erneuerbare Energien	6%	10%	12%	13%	15%	18%
Biomasse	6%	9%	10%	10%	12%	13%
Solarthermie	0%	1%	1%	1%	2%	3%
Wärmepumpen/Geothermie	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Anteil EE am BEEV	12%	22%	25%	29%	33%	39%

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 3.2.3.1-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ



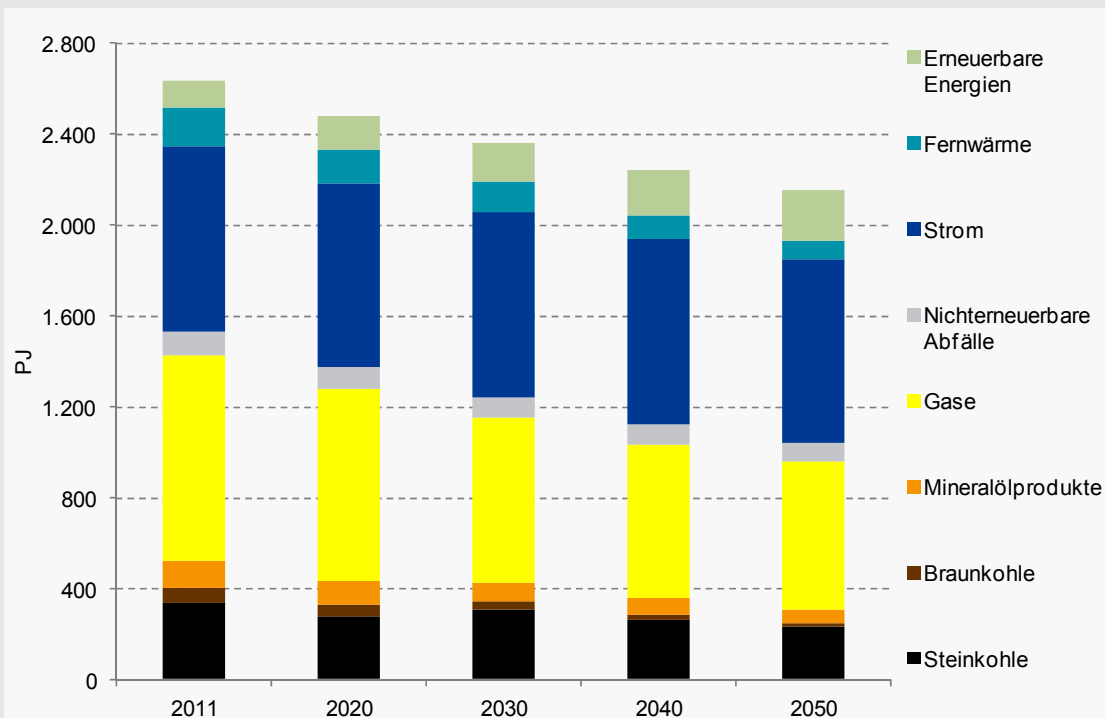
Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.3.2 Endenergieverbrauch der Industrie

#### Das Wichtigste in Kürze

- Der Endenergieverbrauch der Industrie verringert sich zwischen 2011 und 2030 um rund 10 %, bis 2050 beträgt der Rückgang knapp 19 %.
- Die Energieproduktivität der Industrie steigt deutlich an. Von 2011 bis 2030 erhöht sie sich um durchschnittlich 1,8 % p.a., von 2030 bis 2050 um weitere 1,5 % p.a. Dazu trägt eine höhere Energieeffizienz in den einzelnen Wirtschaftszweigen bei. Verstärkt wird der Anstieg durch den intraindustriellen Strukturwandel zugunsten der nicht energieintensiven Branchen.
- Der Stromverbrauch bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum weitgehend unverändert. Dadurch gewinnt Strom im Energiemix der Industrie zunehmend an Bedeutung. Im Jahr 2030 (2050) deckt er mehr als 34 % (knapp 38 %) des Bedarfs. Ein steigender Teil des Endenergieverbrauchs wird durch erneuerbare Energien gedeckt. Der Beitrag fossiler Energieträger geht dagegen deutlich zurück.

#### Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2011 – 2050, in PJ



Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

## Wichtige Einflussgrößen und Annahmen

<b>Grundphilosophie</b>	Die Industrie bleibt langfristig der Kern der deutschen Wirtschaft. Innerhalb der statistisch der Industrie zugerechneten Branchen spielen Dienstleistungen eine immer größere Rolle.
<b>Industrieproduktion</b>	Die industrielle Wertschöpfung erhöht sich im Betrachtungszeitraum um durchschnittlich 1,1 % p.a. Im Jahr 2030 übersteigt sie das Niveau von 2011 um gut 26 %, im Jahr 2050 um knapp 53 %.
<b>Strukturelle Veränderungen</b>	Die energieintensiven Branchen <sup>2</sup> verlieren im Betrachtungszeitraum etwas an Bedeutung. Im Jahr 2011 trugen sie 13,9 % zur Wertschöpfung bei. Im Jahr 2030 (2050) sind es noch 11,4 % (10,0 %). Die Hersteller von Investitionsgütern und Konsumprodukten wachsen überdurchschnittlich.
<b>Energieproduktivität</b>	Der Anstieg der Energieproduktivität erfolgt im Wesentlichen durch den Einsatz neuer Anlagen im normalen Investitionszyklus. Technologiesprünge wurden nicht unterstellt. Energiemanagementsysteme tragen zur Effizienzsteigerung durch eine bessere Abstimmung der einzelnen Systemkomponenten auf einander bei.
<b>Wertdichte</b>	Wie in der Vergangenheit wird auch zukünftig die Bruttowertschöpfung in den einzelnen Branchen schneller zunehmen als die für den Energieverbrauch letztlich Ausschlag gebende physische Produktion.
<b>Energiepolitik</b>	Die von der EU beschlossenen Anforderungen an die Steigerung der Energieeffizienz werden auf nationaler Ebene umgesetzt. Prognose und Trendszenario gehen davon aus, dass stromintensive Betriebe auch zukünftig so gestellt werden, dass sie im internationalen Wettbewerb keine Nachteile durch hohe Strompreise erleiden.

<sup>2</sup> Die energieintensiven Branchen sind per definitionem Gewinnung von Steinen, Erden und Bergbau, Papier, Grundstoffchemie, Glas, Keramik und Ziegel, Zement, Beton, Steine und Mineralien, Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen, NE-Metalle und -Gießereien.

Die Industrie umfasst in der Abgrenzung der Energiebilanz die Unternehmen des Erzbergbaus, der Gewinnung von Steinen und Erden sowie des Verarbeitenden Gewerbes. In der Klassifikation der Wirtschaftszweige sind dies WZ2008-07 bis WZ2008-33. Ausgenommen sind die der Energiewirtschaft zugehörigen Unternehmen, nämlich WZ2008-0721 Bergbau auf Uran- und Thoriumerze, WZ2008-091 Dienstleistungen für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas sowie WZ2008-19 Kokerei und Mineralölverarbeitung.

Der **Energieverbrauch in der Industrie** wird auf **Branchenebene** als Zusammenwirken einer Mengenkomponekte und einer Effizienzkomponente abgeleitet. Die Effizienzkomponente wird in den meisten Branchen durch die auf die jeweilige Produktion bezogene Energieintensität abgebildet, wobei zwischen Brennstoff- und Stromintensität unterschieden wird. Die zeitliche Entwicklung der Energieintensität wird mittels jährlicher Effizienzfortschritte abgebildet. Die Mengenkomponekte wird über eine verallgemeinerte Wertdichte – die Kombination aus Wertdichte und Vorleistungsinintensität, s.u. – an die monetäre Industrieproduktion gekoppelt, um die Divergenz von Energieeinsatz und Produktionsmenge nachzuvollziehen.

Dieses Vorgehen hat sich in der Vergangenheit bewährt. Gegenüber einer an einzelnen Industrieprozessen und deren spezifischen Energieverbräuchen orientierten Methode weist es den Vorteil auf, Scheingenaugkeiten in der Prognose zu vermeiden. Eine **verfahrensorientierte Prognose** setzt die detaillierte Vorhersage der Entwicklung einzelner Technologien und deren Marktdurchdringung in den jeweiligen Industriezweigen voraus. Dies würde nur dann zu besser abgesicherten Ergebnissen führen, wenn die zu prognostizierenden Entwicklungen auf der disaggregierten Ebene mit weniger Unsicherheiten behaftet wären als die Prognose auf der Branchenebene. Dies ist aber oft nicht der Fall. Allerdings gibt es Wirtschaftszweige, in denen der Energieverbrauch eng an die physische Produktion gekoppelt ist, wie beispielsweise in der Eisen- und Stahlindustrie. Hier lassen sich den entsprechenden Produktionsverfahren eindeutig spezifische Energieverbräuche zuordnen, wodurch das Prognoserisiko abnimmt. In diesen Fällen wurde eine verfahrenorientierte Modellierung vorgenommen.

Die in der Vergangenheit beobachteten **Veränderungen der Brennstoff- und Stromintensitäten** wurden im Wesentlichen durch vier Faktoren beeinflusst:

- Die **Wertdichte** der meisten Produkte hat zugenommen. Dieser Effekt ist relevant, weil die Energieintensität in der Regel auf Wertgrößen bezogen wird (z.B. GJ/EUR Produktionswert). Die Wertdichte gibt an, welcher Realpreis für eine Mengeneinheit eines Produkts erlöst werden kann. Dieser Realpreis ist letztlich weitgehend unabhängig von



der physischen Beschaffenheit eines Produktes und damit von der zu seiner Herstellung eingesetzten Energie. So ist beispielsweise der Realpreis eines Pkw in der Vergangenheit deutlich angestiegen, weil zunehmend mehr Sicherheits- und Komfortfeatures eingebaut wurden. Sichtbar wird die Bedeutung der Wertdichte auch beim Vergleich der Realpreise ähnlicher Produkte. Beispielsweise wird für Unterhaltungselektronik mit einem höheren Markenwert bei gleichem Energieaufwand der Produktion ein höherer Realpreis bezahlt als für technisch gleichwertige Produkte mit niedrigem Markenwert. In der Vergangenheit war in fast allen Branchen ein Trend zu höherwertigen Produkten und eine in diese Richtung gehende Veränderung des Produktgruppenmixes zu beobachten.

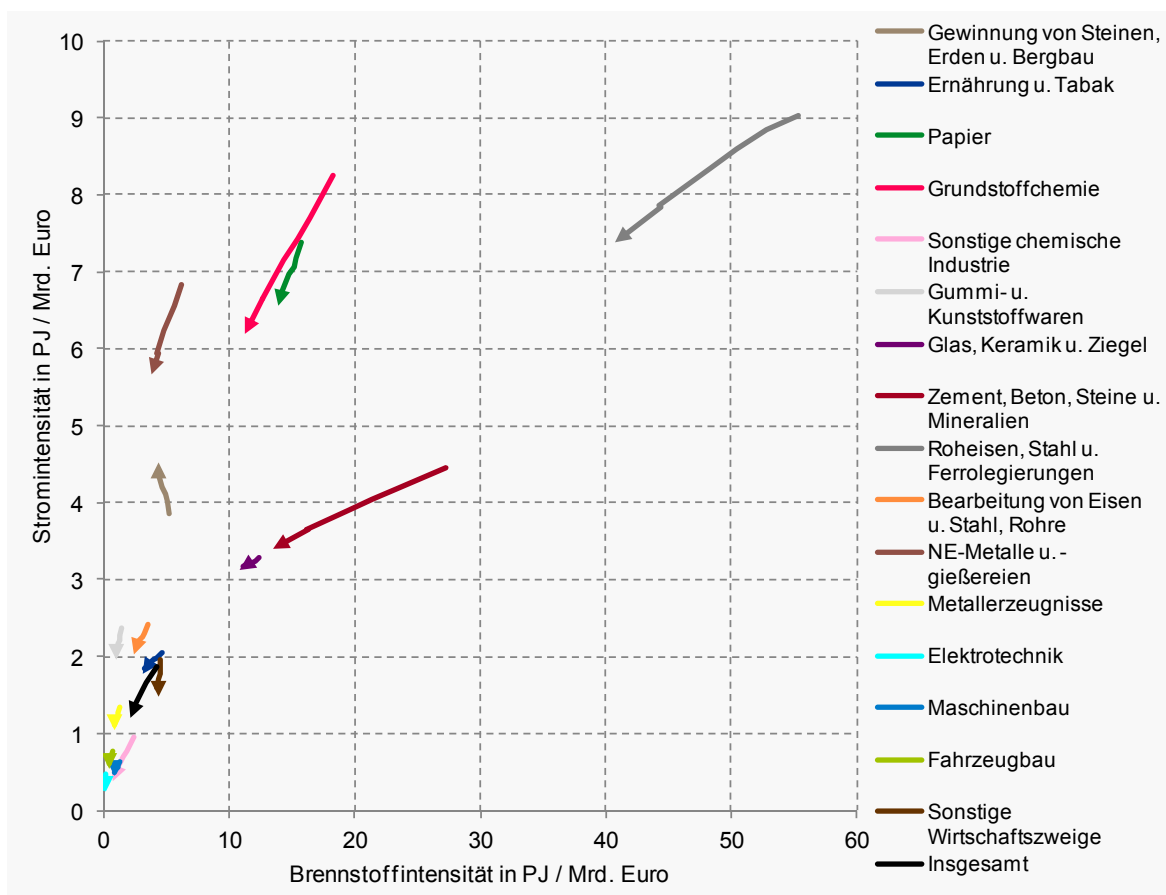
- Die **Vorleistungsintensität** der Produktion ist gestiegen. Dabei nahm auch die Quote von aus dem Ausland importierten Vorleistungen in der Produktion zu. Die zur Vorleistungserstellung nötige Energie wird im Ausland eingesetzt und in Form grauer Energie mit den Vorleistungen importiert. Dadurch vermindert sich der im Inland für die Herstellung einer Produkteinheit erforderliche Energieeinsatz. Für sich genommen führte diese Entwicklung zu einer Verringerung der spezifischen Energieintensität. Die Vorleistungsintensität ist komplementär zur Wertdichte; die Zunahme beider Größen senkt die Energieintensität.
- Die **Energieeffizienz** ist angestiegen. Die in der Produktion eingesetzten Prozesse benötigten aufgrund technischer Verbesserungen weniger Brennstoffe und Strom als früher. Ein anschauliches Beispiel hierfür ist der Ersatz von Schweißen durch Kleben bei der Verbindung von Metallteilen. Weiterhin rentierte sich aus energetischer Sicht die fortschreitende Wiederverwertung ausgedienter Wertstoffe in geschlossenen Recyclingketten. So weist die Verwendung von Elektroschrott zur Stahlerzeugung einen deutlich geringeren Primärenergieverbrauch auf als die Oxygenstahlherstellung aus Roheisen. In die gleiche Richtung wirkten Produktmodifikationen wie die Substitution von Metall- durch Kunststoffherzeugnisse.
- Der **Energieträgermix** hat sich verändert. Brennstoffe wurden in der Vergangenheit zunehmend durch Strom substituiert. Auf der Endverbrauchsebene hat dies wegen des höheren Wirkungsgrades strombetriebener Prozesse zu einer Absenkung der Energieintensität geführt.

Hinzu kamen auf der Ebene der Industrie insgesamt die Effekte des intra- und intersektoralen Strukturwandels. Einerseits sind die energieintensiven Industriezweige in der Vergangenheit langsamer gewachsen als die nicht energieintensiven Branchen. Dies gilt

auch für die Entwicklungen innerhalb einzelner Branchen, bei der die nicht intensiven Produktionsbereiche häufig schneller expandierten als die Branche insgesamt. Weiterhin war in vielen der statistisch zur Industrie gezählten Unternehmen ein Trend weg von der Güterproduktion und hin zum Angebot von Dienstleistungen auszumachen. Dadurch hat die Energieintensität der Industrie insgesamt abgenommen.

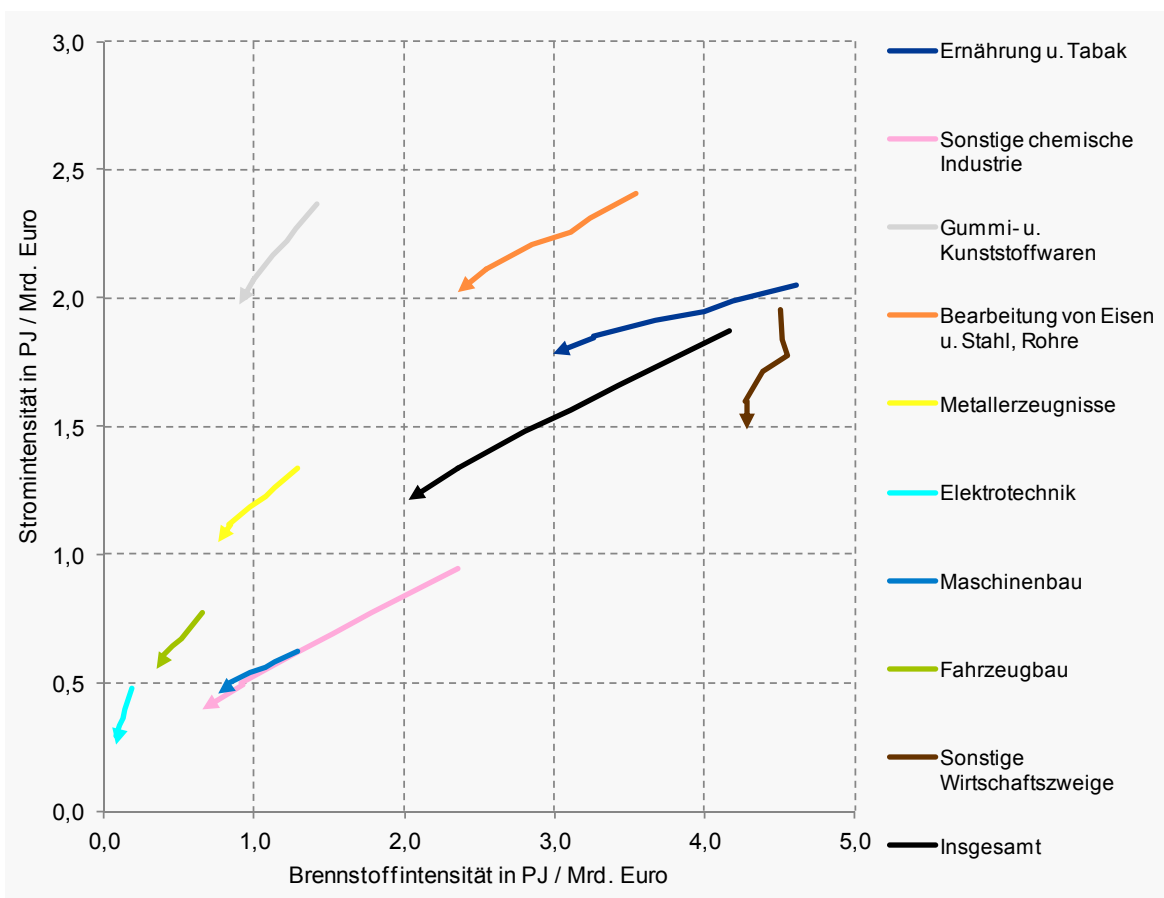
Abbildung 3.2.3.2-1 und Abbildung 3.2.3.2-2 zeigen für jede Branche die Entwicklung des jeweiligen spezifischen **Verbrauchs an Brennstoffen und Strom** für den Zeitraum 2011 bis 2050, wobei die einzelnen Linien oben rechts mit dem Jahr 2011 beginnen und unten links im Jahr 2050 (markiert mit einer Pfeilspitze) enden (Ausnahme: Gewinnung von Steinen, Erden und sonstiger Bergbau beginnt unten rechts).

Abbildung 3.2.3.2-1: Brennstoff- und Stromintensitäten einzelner Branchen und der Industrie insgesamt 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS



Quelle: AGEB a, StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 3.2.3.2-2: Brennstoff- und Stromintensitäten nicht energieintensiver Branchen 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS



Quelle: AGEB a, StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

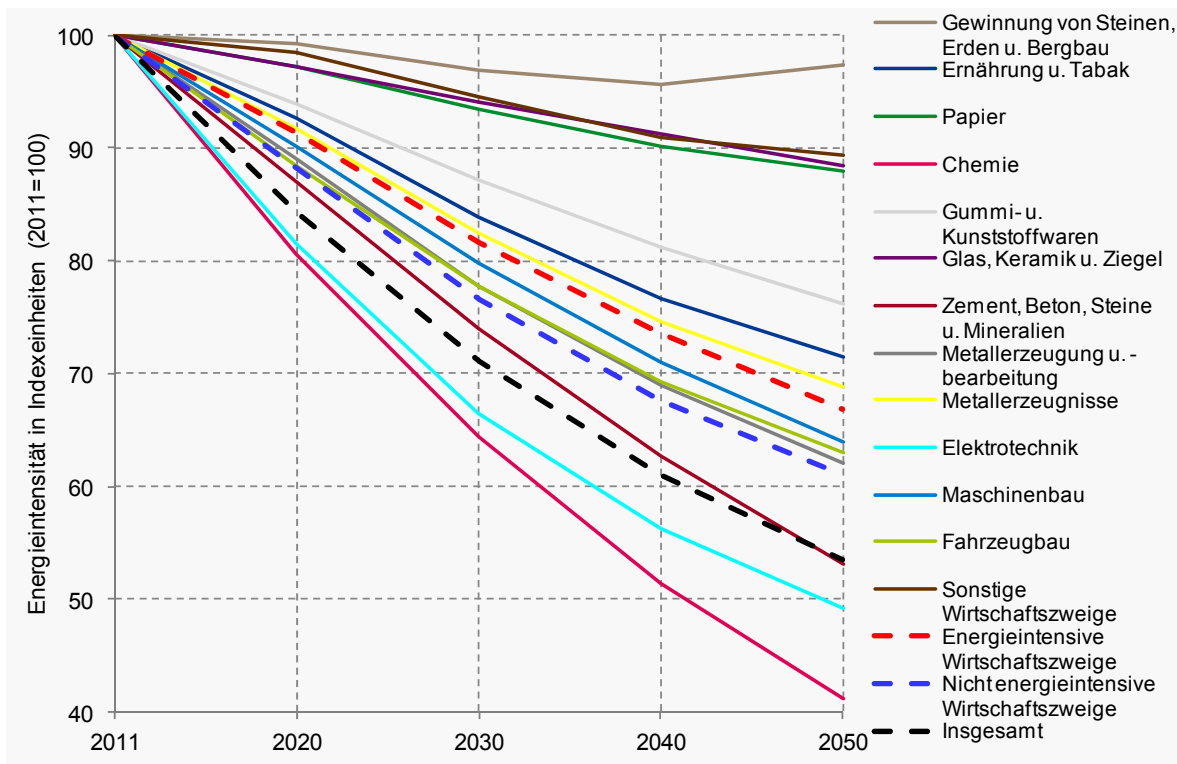
Die Darstellungen lassen Aussagen zur **relativen Entwicklung der Energieintensität** der einzelnen Branchen zu. So sind bei den energieintensiven Industriezweigen geringere relative Intensitätsrückgänge zu verzeichnen als dies bei den nicht energieintensiven Branchen der Fall ist. Auf die energieintensiven Branchen<sup>3</sup> entfielen 2011 rund 65 % des gesamten industriellen Energieverbrauchs, ihr Beitrag zur gesamten Produktion betrug 14 %.

Das Zusammenspiel der genannten Faktoren ließ die Energieintensität der Industrieproduktion in der Vergangenheit trendmäßig sinken. Auch im Prognosezeitraum wird mit einer **weiteren Ver-ringerung der Energieintensität** in den einzelnen Industriebranchen gerechnet, aber langsamer als in der Vergangenheit. Lag der Rückgang des spezifischen Energieverbrauchs im Zeitraum 1991 bis 2011 noch bei durchschnittlich 2,0 % p.a. – insbesondere angetrieben durch Effekte der Umstrukturierung der Industrie in den neuen Bundesländern nach der Deutschen Einheit –, beträgt die-

3 Die energieintensiven Branchen sind per definitionem Gewinnung von Steinen, Erden und Bergbau, Papier, Grundstoffchemie, Glas, Keramik und Ziegel, Zement, Beton, Steine und Mineralien, Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen, NE-Metalle und -Gießereien.

ser Wert für den Zeitraum 2011 bis 2030 etwa 1,8 % p.a. und für den Zeitraum 2030 bis 2050 noch 1,5 % p.a. (Abbildung 3.2.3.2-3).

Abbildung 3.2.3.2-3: Energieintensität in der Industrie nach Branchen 2011 - 2050, in PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS, Index, 2011 = 100



Quelle: AGEBA, StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

Die Verlangsamung ist eine Folge der im Zeitablauf **abnehmenden Einsparpotenziale** aus technischer wie auch finanzieller Sicht. Ein Beispiel hierfür ist die bereits heute übliche Verwendung von Wärmeerzeugern mit hohen Wirkungsgraden, die das Potenzial für weitere Verbesserungen in diesem Bereich begrenzt. Ein weiteres Beispiel sind Elektromotoren aus Hochtemperatur-Supraleitern. Diese haben zwar einen besseren Wirkungsgrad als konventionelle, kupferbasierte Elektromotoren, der Effizienzsteigerung stehen allerdings Mehrinvestitionen gegenüber, welche sich häufig nicht rentieren. Durchweg für alle Branchen gilt indes, dass die naturwissenschaftlich-technischen Grenzen der Energieeffizienz auch 2050 noch lange nicht erreicht werden. Denn im Prinzip kann jede Bewegung und jede Wärmeentwicklung zwischengespeichert werden, lediglich der energetische Aufwand zur chemischen physikalischen Neuordnung – wie z.B. die Überwindung der Bindungsenergie von Eisen in Eisenoxid – stellt eine untere Grenze dar.

Die zukünftig langsamere Absenkung der Energieintensität ist auch eine Folge der Annahme, dass der Einsatz heute unbekannter, völlig neuer Produktionsverfahren ausbleibt. Vielmehr werden neben branchenspezifischen technischen Entwicklungen bekannte

Prozesse optimiert, und der Energieverbrauch des Anlagenparks wird durch zunehmend **effizientere Querschnittstechnologien** gesenkt, die in einer Vielzahl von Wirtschaftszweigen Anwendung finden. Auch prinzipiell neue Konzepte zur Produktherstellung, wie sie der Einsatz von z.B. Bio- oder Nanotechnologie ermöglicht, werden die bestehende Produktionsinfrastruktur nicht schlagartig verändern, sondern sukzessive ergänzen.

Darüber hinaus wird der **interindustrielle Strukturwandel** in Zukunft weniger stark als in der Vergangenheit zu einer Absenkung der Energieintensität beitragen, weil der Produktionsanteil der energieintensiven Branchen in Deutschland heute quantitativ nur noch von untergeordneter Bedeutung ist. Weitere Anteilsverluste machen sich aus diesem Grund weniger stark im Gesamttaggregat bemerkbar.

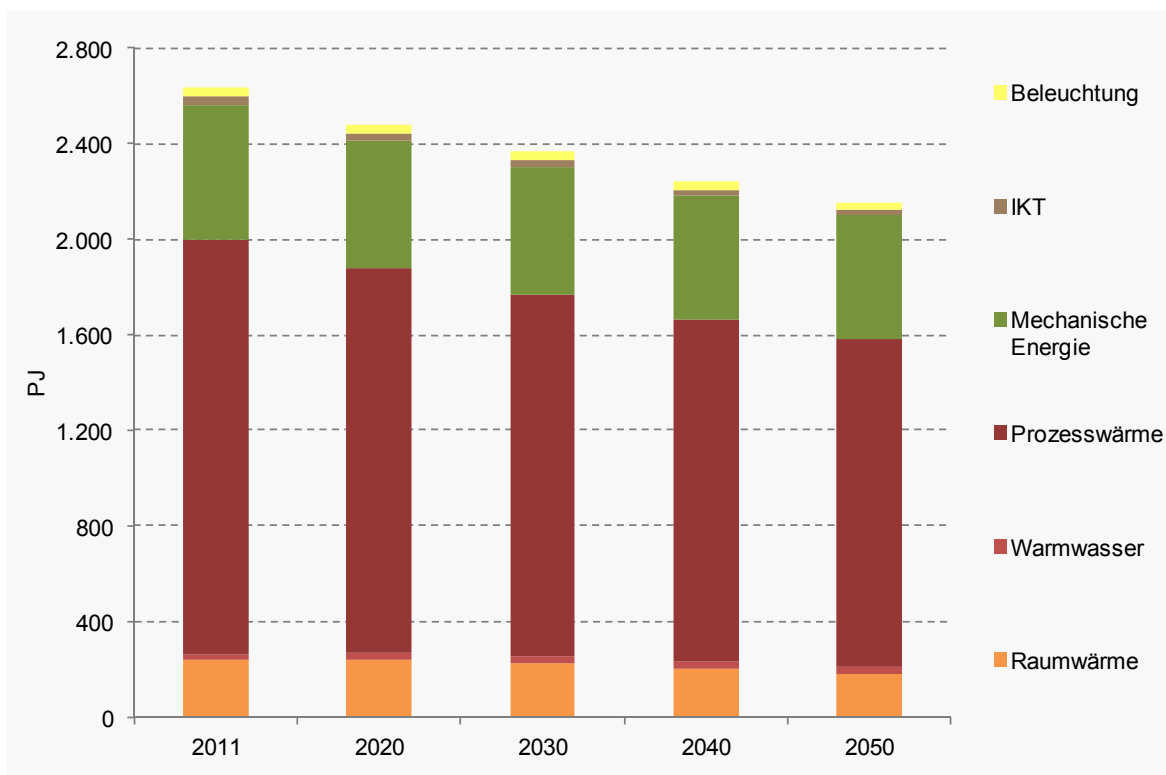
Zu den Branchen übergreifenden Optionen zur Energieeinsparung zählen im Bereich der **Prozesswärmeerzeugung**<sup>4</sup> die weitere Optimierung von Verbrennungsprozessen durch Brennwertnutzung, flammenlose Oxidation (FLOX) oder der gezielte Einsatz von Wärmerückgewinnung. Ihre hohe Relevanz am Energieverbrauch von etwa 65 % behält die Prozesswärme über den gesamten Prognosezeitraum bei (Abbildung 3.2.3.2-4). Eine elektronische Motorregelung und drehzahlvariable oder permanenterregte Elektromotoren können Leistungsbedarf und **Energieverbrauch zur Erzeugung von Kraft** reduzieren. Gegenüber 2011 ist dennoch ein anteiliger Zugewinn des Energieverbrauchs zur Bereitstellung mechanischer Energie von 1 %-Punkt bis 2030 und von 2 %-Punkten bis 2050 zu verzeichnen, weil die Effizienzentwicklung stromgetriebener Prozesse langsamer verläuft als diejenige brennstoffgetriebener Prozesse. Bei der **Erzeugung von Raumwärme**<sup>5</sup> und **Warmwasser** entsprechen die Möglichkeiten zur Energieeinsparung in der Industrie im Wesentlichen denjenigen bei Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Die Einsparoptionen bei der **Beleuchtung** bestehen im Einsatz energieeffizienter Beleuchtungskörper (LED, OLED) sowie bei der Büroausstattung mit **Computern und Peripheriegeräten**. Die erreichbaren Effizienzgewinne werden z.T. durch vermehrten Einsatz kompensiert, sodass deren Anteil am gesamten Energieverbrauch mit kaum 3 % nahezu konstant bleibt.

---

4 Der Anwendungsbereich „Prozesswärme“ umfasst auch „Prozesskälte“.

5 Der Anwendungsbereich „Raumwärme“ umfasst auch „Klimakälte“.

Abbildung 3.2.3.2-4 Endenergieverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die Tabellen 3.2.3.2.-1, 3.2.3.2-4 und 3.2.3.2-6 zeigen die entsprechenden Basisgrößen. In den Tabellen 3.2.3.2-3, 3.2.3.2-5 und 3.2.3.2-7 sind die Ergebnisse, unterschieden nach Endenergieverbrauch insgesamt, Brennstoffverbrauch und Stromverbrauch dargestellt. Tabelle 3.2.3.2-2 zeigt zusätzlich die spezifische Energieintensität. Die Tabellen 3.2.3.2-8 und 3.2.3.2-9 fassen den Energieverbrauch der Industrie nach Energieträgern und Anwendungsbereichen zusammen.

*Tabelle 3.2.3.2-1: Bruttowertschöpfung der Industrie nach Branchen 2011 – 2050, real in Mrd EUR<sub>2005</sub> BWS und Anteile am Sektorverbrauch, in %*

Branche	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	1,7	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4
Ernährung u. Tabak	30,9	31,8	32,8	33,9	36,1	38,4
Papier	10,1	9,8	9,9	10,1	10,3	10,4
Chemie	47,5	56,8	61,9	66,5	74,6	82,8
Gummi- u. Kunststoffwaren	21,4	24,0	25,7	27,3	30,3	33,6
Glas, Keramik u. Ziegel	5,6	5,2	5,2	5,2	5,4	5,7
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	6,3	5,9	6,1	6,2	6,7	7,2
Metallerzeugung u. -bearbeitung	20,9	20,9	21,3	21,7	22,5	23,4
Metallerzeugnisse	37,1	39,2	40,8	42,1	44,5	47,2
Elektrotechnik	79,6	88,8	95,4	101,4	112,8	124,9
Maschinenbau	64,9	74,9	81,3	87,1	97,7	108,7
Fahrzeugbau	84,9	101,9	111,3	119,8	135,0	150,5
Sonstige Wirtschaftszweige	25,5	26,9	28,0	29,0	30,8	32,9
Energieintensive Wirtschaftszweige	60,7	60,3	61,6	62,9	64,8	66,7
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	375,8	427,1	459,4	488,9	543,4	600,5
<b>Insgesamt</b>	<b>436,5</b>	<b>487,5</b>	<b>521,0</b>	<b>551,8</b>	<b>608,2</b>	<b>667,2</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Ernährung u. Tabak	7,1%	6,5%	6,3%	6,1%	5,9%	5,8%
Papier	2,3%	2,0%	1,9%	1,8%	1,7%	1,6%
Chemie	10,9%	11,7%	11,9%	12,1%	12,3%	12,4%
Gummi- u. Kunststoffwaren	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%
Glas, Keramik u. Ziegel	1,3%	1,1%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	1,4%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%
Metallerzeugung u. -bearbeitung	4,8%	4,3%	4,1%	3,9%	3,7%	3,5%
Metallerzeugnisse	8,5%	8,0%	7,8%	7,6%	7,3%	7,1%
Elektrotechnik	18,2%	18,2%	18,3%	18,4%	18,6%	18,7%
Maschinenbau	14,9%	15,4%	15,6%	15,8%	16,1%	16,3%
Fahrzeugbau	19,4%	20,9%	21,4%	21,7%	22,2%	22,6%
Kraftwagen u. Kraftwagenteile	16,3%	17,0%	17,2%	17,4%	17,7%	18,0%
Sonstiger Fahrzeugbau	3,1%	3,9%	4,1%	4,3%	4,5%	4,6%
Sonstige Wirtschaftszweige	5,8%	5,5%	5,4%	5,3%	5,1%	4,9%
Energieintensive Wirtschaftszweige	13,9%	12,4%	11,8%	11,4%	10,7%	10,0%
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	86,1%	87,6%	88,2%	88,6%	89,3%	90,0%

Quelle: StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 3.2.3.2-2: Energieintensität in der Industrie nach Branchen  
2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS

Branche	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	9,1	9,0	9,1	8,8	8,7	8,9
Ernährung u. Tabak	6,7	6,2	6,0	5,6	5,1	4,8
Papier	23,2	22,5	22,2	21,7	20,9	20,4
Chemie	12,7	10,2	9,2	8,2	6,5	5,2
Grundstoffchemie	26,6	24,1	22,9	21,6	19,3	17,4
Sonstige chemische Industrie	3,3	2,5	2,2	1,9	1,4	1,0
Gummi- u. Kunststoffwaren	3,8	3,5	3,4	3,3	3,1	2,9
Glas, Keramik u. Ziegel	15,7	15,3	15,0	14,8	14,3	13,9
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	31,7	27,6	25,5	23,5	19,9	16,8
Metallerzeugung u. -bearbeitung	33,1	29,5	27,5	25,7	22,9	20,5
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	64,4	61,6	59,1	56,6	52,2	48,1
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	6,0	5,5	5,4	5,1	4,7	4,4
NE-Metalle u. -gießereien	13,1	12,1	11,6	11,1	10,2	9,4
Metallerzeugnisse	2,6	2,4	2,3	2,2	2,0	1,8
Elektrotechnik	0,7	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3
Maschinenbau	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8
Fahrzeugbau	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9
Sonstige Wirtschaftszweige	6,5	6,4	6,3	6,1	5,9	5,8
Energieintensive Wirtschaftszweige	28,3	25,9	24,5	23,1	20,8	19,0
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	2,4	2,1	2,0	1,9	1,6	1,5
<b>Insgesamt</b>	<b>6,0</b>	<b>5,1</b>	<b>4,7</b>	<b>4,3</b>	<b>3,7</b>	<b>3,2</b>

Quelle: AGEBA, StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014



*Tabelle 3.2.3.2-3: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %*

Branche	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	16	12	12	11	11	12
Ernährung u. Tabak	206	196	195	190	184	183
Papier	234	221	220	218	216	213
Chemie	603	581	568	543	486	432
Grundstoffchemie	509	488	477	457	411	368
Sonstige chemische Industrie	94	93	91	86	75	64
Gummi- u. Kunststoffwaren	81	85	88	90	93	97
Glas, Keramik u. Ziegel	88	79	78	77	78	79
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	200	164	154	146	132	122
Metallerzeugung u. -bearbeitung	692	616	587	559	514	482
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	554	476	445	417	373	341
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	19	17	16	15	13	12
NE-Metalle u. -gießereien	120	123	126	127	128	129
Metallerzeugnisse	97	94	94	91	87	85
Elektrotechnik	53	48	47	45	42	41
Maschinenbau	79	82	84	84	84	84
Fahrzeugbau	121	128	132	133	133	135
Sonstige Wirtschaftszweige	164	171	177	177	181	190
<b>Energieintensive Wirtschaftszweige</b>	<b>1.721</b>	<b>1.562</b>	<b>1.512</b>	<b>1.455</b>	<b>1.350</b>	<b>1.264</b>
<b>Nicht energieintensive Wirtschaftszweige</b>	<b>913</b>	<b>915</b>	<b>924</b>	<b>910</b>	<b>893</b>	<b>891</b>
<b>Insgesamt</b>	<b>2.634</b>	<b>2.477</b>	<b>2.436</b>	<b>2.364</b>	<b>2.243</b>	<b>2.155</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,6%
Ernährung u. Tabak	7,8%	7,9%	8,0%	8,0%	8,2%	8,5%
Papier	8,9%	8,9%	9,0%	9,2%	9,6%	9,9%
Chemie	22,9%	23,4%	23,3%	23,0%	21,7%	20,1%
Grundstoffchemie	19,3%	19,7%	19,6%	19,3%	18,3%	17,1%
Sonstige chemische Industrie	3,6%	3,8%	3,7%	3,6%	3,4%	3,0%
Gummi- u. Kunststoffwaren	3,1%	3,4%	3,6%	3,8%	4,1%	4,5%
Glas, Keramik u. Ziegel	3,4%	3,2%	3,2%	3,3%	3,5%	3,7%
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	7,6%	6,6%	6,3%	6,2%	5,9%	5,7%
Metallerzeugung u. -bearbeitung	26,3%	24,9%	24,1%	23,6%	22,9%	22,4%
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	21,0%	19,2%	18,3%	17,7%	16,6%	15,8%
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
NE-Metalle u. -gießereien	4,6%	5,0%	5,2%	5,4%	5,7%	6,0%
Metallerzeugnisse	3,7%	3,8%	3,9%	3,8%	3,9%	3,9%
Elektrotechnik	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
Maschinenbau	3,0%	3,3%	3,5%	3,6%	3,7%	3,9%
Fahrzeugbau	4,6%	5,2%	5,4%	5,6%	5,9%	6,3%
Sonstige Wirtschaftszweige	6,2%	6,9%	7,3%	7,5%	8,1%	8,8%
<b>Energieintensive Wirtschaftszweige</b>	<b>65,3%</b>	<b>63,1%</b>	<b>62,1%</b>	<b>61,5%</b>	<b>60,2%</b>	<b>58,7%</b>
<b>Nicht energieintensive Wirtschaftszweige</b>	<b>34,7%</b>	<b>36,9%</b>	<b>37,9%</b>	<b>38,5%</b>	<b>39,8%</b>	<b>41,3%</b>

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 3.2.3.2-4: Brennstoffintensität in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS*

Branche	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	5,2	5,0	4,9	4,6	4,3	4,3
Ernährung u. Tabak	4,6	4,2	4,0	3,7	3,3	3,0
Papier	15,8	15,3	15,2	14,7	14,1	13,9
Chemie	8,8	7,0	6,2	5,5	4,3	3,3
Grundstoffchemie	18,3	16,4	15,5	14,4	12,6	11,2
Sonstige chemische Industrie	2,4	1,8	1,5	1,3	0,9	0,6
Gummi- u. Kunststoffwaren	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9
Glas, Keramik u. Ziegel	12,4	12,0	11,8	11,6	11,2	10,8
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	27,3	23,4	21,4	19,6	16,2	13,4
Metallerzeugung u. -bearbeitung	26,1	22,7	20,9	19,3	16,8	14,8
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	55,4	52,8	50,5	48,3	44,3	40,7
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	3,5	3,2	3,1	2,8	2,5	2,4
NE-Metalle u. -gießereien	6,2	5,6	5,2	4,9	4,2	3,7
Metallerzeugnisse	1,3	1,1	1,1	1,0	0,8	0,7
Elektrotechnik	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Maschinenbau	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3
Fahrzeugbau	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3
Sonstige Wirtschaftszweige	4,5	4,5	4,5	4,4	4,3	4,3
Energieintensive Wirtschaftszweige	21,3	19,1	18,0	16,8	14,8	13,3
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
<b>Insgesamt</b>	<b>4,2</b>	<b>3,4</b>	<b>3,1</b>	<b>2,8</b>	<b>2,4</b>	<b>2,0</b>

Quelle: AGEB a, StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 3.2.3.2-5: Brennstoffverbrauch in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ*

Branche	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	9	7	6	6	6	6
Ernährung u. Tabak	143	133	131	125	118	114
Papier	160	150	150	148	146	144
Chemie	418	397	385	363	318	276
Grundstoffchemie	351	332	323	305	269	236
Sonstige chemische Industrie	67	65	62	58	49	40
Gummi- u. Kunststoffwaren	30	31	31	31	30	30
Glas, Keramik u. Ziegel	70	62	61	61	61	61
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	172	139	130	122	108	97
Metallerzeugung u. -bearbeitung	545	474	446	420	378	346
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	476	408	380	356	317	289
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	11	10	9	8	7	6
NE-Metalle u. -gießereien	57	56	57	56	53	51
Metallerzeugnisse	48	45	44	41	37	35
Elektrotechnik	15	13	12	11	9	9
Maschinenbau	38	38	39	38	35	34
Fahrzeugbau	56	57	57	55	52	51
Sonstige Wirtschaftszweige	115	122	127	127	132	141
Energieintensive Wirtschaftszweige	1.295	1.154	1.107	1.053	960	885
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	522	513	514	494	470	461
<b>Insgesamt</b>	<b>1.816</b>	<b>1.667</b>	<b>1.621</b>	<b>1.547</b>	<b>1.430</b>	<b>1.346</b>

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 3.2.3.2-6: Stromintensität in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS*

Branche	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	3,9	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5
Ernährung u. Tabak	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8
Papier	7,4	7,2	7,1	7,0	6,8	6,6
Chemie	3,9	3,2	3,0	2,7	2,3	1,9
Grundstoffchemie	8,2	7,7	7,4	7,2	6,7	6,2
Sonstige chemische Industrie	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
Gummi- u. Kunststoffwaren	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,0
Glas, Keramik u. Ziegel	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,1
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	4,4	4,2	4,0	3,9	3,7	3,4
Metallerzeugung u. -bearbeitung	7,1	6,8	6,6	6,4	6,1	5,8
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	9,0	8,9	8,6	8,3	7,9	7,4
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	2,4	2,3	2,3	2,2	2,1	2,0
NE-Metalle u. -gießereien	6,8	6,6	6,4	6,2	5,9	5,7
Metallerzeugnisse	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
Elektrotechnik	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Maschinenbau	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
Fahrzeugbau	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
Sonstige Wirtschaftszweige	2,0	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5
Energieintensive Wirtschaftszweige	7,0	6,8	6,6	6,4	6,0	5,7
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7
<b>Insgesamt</b>	<b>1,9</b>	<b>1,7</b>	<b>1,6</b>	<b>1,5</b>	<b>1,3</b>	<b>1,2</b>

Quelle: AGEB a, StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 3.2.3.2-7: Stromverbrauch in der Industrie nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ

Branche	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	7	5	5	5	6	6
Ernährung u. Tabak	63	63	64	65	67	68
Papier	75	70	70	70	70	68
Chemie	185	184	183	180	168	156
Grundstoffchemie	158	156	155	152	142	132
Sonstige chemische Industrie	27	28	28	28	26	25
Gummi- u. Kunststoffwaren	51	54	57	59	63	66
Glas, Keramik u. Ziegel	18	17	17	17	17	18
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	28	25	25	24	24	25
Metallerzeugung u. -bearbeitung	148	142	141	139	137	135
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	78	68	65	61	56	52
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	8	7	7	6	6	5
NE-Metalle u. -gießereien	63	67	69	72	75	78
Metallerzeugnisse	50	49	50	50	50	50
Elektrotechnik	38	35	35	34	33	32
Maschinenbau	40	43	45	47	49	50
Fahrzeugbau	65	72	75	77	81	84
Sonstige Wirtschaftszweige	50	49	50	50	49	49
Energieintensive Wirtschaftszweige	426	408	405	401	390	379
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	391	402	410	416	423	430
<b>Insgesamt</b>	<b>818</b>	<b>810</b>	<b>815</b>	<b>817</b>	<b>813</b>	<b>809</b>

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 3.2.3.2-8: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	334	278	256	305	263	236
Braunkohle	73	51	44	36	24	11
Mineralölprodukte	117	102	95	88	74	60
Gase	905	844	831	721	677	650
Nichtererneuerbare Abfälle	99	96	94	92	86	81
Strom	818	810	815	817	813	809
Fernwärme	169	151	141	130	106	82
Erneuerbare Energien	119	145	160	174	201	226
<b>Insgesamt</b>	<b>2.634</b>	<b>2.477</b>	<b>2.436</b>	<b>2.364</b>	<b>2.243</b>	<b>2.155</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohlen	12,7%	11,2%	10,5%	12,9%	11,7%	10,9%
Braunkohlen	2,8%	2,1%	1,8%	1,5%	1,1%	0,5%
Mineralölprodukte	4,4%	4,1%	3,9%	3,7%	3,3%	2,8%
Gase	34,4%	34,1%	34,1%	30,5%	30,2%	30,2%
Nichtererneuerbare Abfälle	3,8%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%
Strom	31,0%	32,7%	33,5%	34,6%	36,2%	37,5%
Fernwärme	6,4%	6,1%	5,8%	5,5%	4,7%	3,8%
Erneuerbare Energien	4,5%	5,9%	6,6%	7,4%	9,0%	10,5%

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 3.2.3.2-9: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %

Anwendungsbereich	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme	241	241	232	223	202	183
Warmwasser	24	30	29	29	27	26
Prozesswärme	1.729	1.609	1.578	1.519	1.431	1.375
Mechanische Energie	568	533	533	531	522	513
IKT	33	28	28	27	25	23
Beleuchtung	39	37	37	36	35	34
<b>Insgesamt</b>	<b>2.634</b>	<b>2.477</b>	<b>2.436</b>	<b>2.364</b>	<b>2.243</b>	<b>2.155</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Raumwärme	9,2%	9,7%	9,5%	9,4%	9,0%	8,5%
Warmwasser	0,9%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Prozesswärme	65,6%	64,9%	64,8%	64,2%	63,8%	63,8%
Mechanische Energie	21,5%	21,5%	21,9%	22,5%	23,3%	23,8%
IKT	1,3%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
Beleuchtung	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

**Insgesamt** geht der **Energieverbrauch** der Industrie im Prognosezeitraum durchweg zurück. Im Jahr 2030 unterschreitet er mit 2.374 PJ das Ausgangsniveau von 2011 um knapp 10 %, bis 2050 verringert er sich weiter und liegt dann um 18 % niedriger als 2011. Dabei verändert sich der in der Industrie eingesetzte **Energieträgermix** (Tabelle 3.2.3.2-8): Strom und erneuerbare Energieträger gewinnen an Bedeutung. Dabei legen die Erneuerbaren als einzige Energieträger auch absolut zu. Der Anteil von Kohle bleibt – aufgrund ihrer moderaten Preisentwicklung gegenüber den anderen fossilen Brennstoffen – stabil, ebenso wie der Anteil nichterneuerbarer Abfälle. Mineralölprodukte sowie Gase verlieren an Bedeutung.

### Infobox 3-3: Wachstum der Industrie und Entwicklung des Stromverbrauchs

Der Bruttostromverbrauch verfehlt das im Energiekonzept der Bundesregierung definierte Einsparziel (-10 % bis 2020 und -25% bis 2050, jeweils gegenüber 2008 mit einer Absenkung um 7 % bzw. 10 %) deutlich. Ein wesentlicher Grund hierfür ist die Veränderung des Stromverbrauchs in der Industrie. Dahinter steht vor allem eine Neueinschätzung der industriellen Entwicklung.

Bei der Erstellung der Energieszenarien 2010, deren Ergebnisse dem Energiekonzept zugrunde lagen, war die Situation geprägt vom tiefen Einbruch der Industrieproduktion im Gefolge der Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2009. Es bestanden damals berechnete Zweifel, dass sich die Industrie schnell erholen und auf den alten Wachstumspfad zurück kehren würde. Deshalb wurde für den Zeitraum 2008-2020 nur ein Wachstum von insgesamt 3 % und für den Zeitraum 2008-2050 ein solches von 22 % erwartet. Inzwischen hat sich gezeigt, dass die Industrie die Krise schnell überwinden konnte und wir erwarten, dass die Wirtschaftsleistung der Industrie das Niveau von 2008 im Jahr 2020 um 13 % und im Jahr 2050 um 55 % übertrifft.

Diese Entwicklung zeigt sich auch im Stromverbrauch. Zwischen 2008 und 2020 verringert er sich in der Referenzprognose um 3,3 % und stagniert danach weitgehend. Unterstellt man für die Industrie ein Wachstum wie in den Energieszenarien 2010, läge der Stromverbrauch 2020 um 5 % und 2050 um 15 % unter dem Niveau von 2008. Auch dieser Rückgang ist kleiner als in den Zielszenarien 2010. Grund hierfür ist eine in Referenzprognose und Trendszenario geringere Steigerung der Stromproduktivität (oder anders gewendet, ein langfristig langsamerer Rückgang des spezifischen Stromverbrauchs). In den Zielszenarien 2010 lag die Stromproduktivität in der Industrie 2050 um rund 80 % über dem Niveau von 2008, im aktuellen Trendszenario sind es 61 %. Zum Vergleich: im Referenzszenario 2010 lag dieser Wert bei 28 %. Einen so starken Anstieg wie in den Zielszenarien 2010 unterstellt, halten wir nicht für realistisch (vgl. hierzu Infobox 2-1 im Abschnitt 2-1). Mittelfristig (2008-2020) sind die Unterschiede kleiner: Referenzprognose (2013): +17 %, Zielszenario 2010: +17 %, Referenzszenario 2010: +14 %.

Die folgenden Abschnitte gehen näher auf die Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Bestimmungsgrößen in ausgewählten Branchen ein.

#### 3.2.3.2.1 Gewinnung von Steinen, Erden und Bergbau

In dieser Branche werden die Betriebe der Gewinnung von Steinen und Erden (Natursteine, Sand, Kies, Ton, Kaolin) und den bergbaunahen Bereichen (Erz-, Kali-, Steinsalzbergbau) zusammengefasst (WZ2008-07, -08 und -09, ohne WZ2008-08.92 und -09.1). Nicht enthalten ist der Bergbau auf Energieträger (Kohle, Öl, Gas, Torf). In den letzten zwei Dekaden ist die Produktion der Branche um zwei Drittel zurückgegangen. Im selben Zeitraum hat sich der Endenergieeinsatz um ein Viertel reduziert. Dementsprechend stieg die Energieintensität.

Dieser Trend wird im Prognosezeitraum vorerst anhalten, und sich dann zunehmend abschwächen. Bis 2030 (2050) steigt die **Stromintensität** um 8 % (17 %), gleichzeitig sinkt die **Brenn-**



**stoffintensität** um 12 % (17 %). Zusammen mit dem anhaltenden Produktionsrückgang von 26 % (21 %) bis 2030 (2050) sinkt auch der absolute Endenergieverbrauch der Branche bis zum Ende des Prognosezeitraums 2030 um 29 % und bis 2050 um 24 %. Als einzige Branche steigt bei der Gewinnung von Steinen, Erden und dem Bergbau die Stromintensität an: Die Substitution von Brennstoffen durch Strom verläuft schneller, als der (moderate) technologische Fortschritt in die Produktionsabläufe einfließen kann.

#### 3.2.3.2.2 Ernährungsgewerbe und Tabak

Die Produktion der Ernährungs- und Tabakindustrie (WZ2008-10, -11 und -12) wächst mit 0,6 % p.a. zwischen 2011 und 2050 nur halb so schnell wie die Industrie insgesamt. Mit

6,7 PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS lag die **Energieintensität** der Branche 2011 leicht über dem Durchschnitt der Industrie. Dieser Abstand nimmt im Betrachtungszeitraum zu. Obwohl der Energieverbrauch absolut zurück geht, erhöht sich der Anteil am gesamten industriellen Energieverbrauch – dies gilt besonders für den Stromeinsatz. Rund zwei Drittel des Energiebedarfs werden durch Brennstoffe gedeckt, der Rest durch Strom, dessen Bedeutung in der Vergangenheit zugenommen hat und auch zukünftig weiter zunehmen wird. Diese Entwicklung ist eine Konsequenz der leicht gestiegenen Stromintensität der Produktion. Dagegen nahm die Brennstoffintensität der Produktion längerfristig ab. Hierzu trugen **technische Verbesserungen** ebenso bei wie die teilweise Substitution von Brennstoffen durch Strom, besonders bei Anwendungen der Prozesswärme, wie z.B. bei der Erhitzung mit Mikrowellen- oder Infrarotstrahlung. Die quantitativ wichtigsten Energieverbraucher der Branche sind die Zuckerindustrie, die Brauereien und die Milchverarbeitung. Der überwiegende Teil der Energie wird für die Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt. Etwa 14 % entfallen auf die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser.

Im Prognosezeitraum ist mit einer weiteren Verminderung der Brennstoffintensität zu rechnen. Dagegen verändert sich die Stromintensität nur wenig. Insgesamt weist die Ernährungs- und Tabakindustrie eine geringe Dynamik auf. Ihre Ursachen hat diese Entwicklung zum einen in den nur geringen Zuwachsraten der für den Energieverbrauch genannten wichtigen Subbranchen. Allerdings ist damit zu rechnen, dass die Wertdichte im Branchendurchschnitt weiter ansteigen wird. Daneben spielt die Erhöhung der **Energieeffizienz** eine bedeutende Rolle. Möglichkeiten zur weiteren Reduktion des spezifischen Prozesswärmebedarfs in der Zuckerindustrie sind aufgrund der schon heute hohen Standards begrenzt. Optionen bieten z.B. der Einsatz von Niedrigtemperatur-Verdampfern und die konsequente Verwendung von Brüdenkompression. Bei der **Bierherstellung** bestehen Einsparpotenziale durch Abwärmenutzung, verstärkte Isolierung und – aufgrund des niedrigen Prozesswärmeniveaus – Solarthermie zur Vorerhitzung. In der **Milchverarbeitung** lässt sich der spezifische Energiever-

brauch durch die Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung verringern. Auch Milcherhitzer mit hoher Wärmeausnutzung oder eine Wärmebehandlung mit UV-Licht bzw. Ultraschall können das Pasteurisieren energetisch optimieren. Daneben ermöglicht die Verbesserung von Kälte- und Kühlsystemen die Absenkung des spezifischen Verbrauchs.

Aus diesen Annahmen ergibt sich für das Ernährungsgewebe und die Tabakindustrie bis zum Jahr 2030 (2050) ein Rückgang des Energieverbrauchs um 8 % (11 %) im Vergleich zu 2011. Dabei steht einer Zunahme des Stromverbrauchs um 3 % (8 %) eine Verringerung des Brennstoffeinsatzes um 12 % (20 %) gegenüber.

### 3.2.3.2.3 Papierindustrie

Die Papierindustrie umfasst die Herstellung von Holzstoff, Zellstoff, Papier, Karton und Pappe sowie die Papier-, Karton- und Pappeverarbeitung (WZ2008-17). Mit 23 PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS war die **Energieintensität** dieser Branche 2011 knapp vier Mal so hoch wie der Durchschnitt der Industrie. Als energieintensive Branche mit über 10 % Energiekostenanteil gab es schon früh unterschiedlichste Bemühungen zur Reduktion des spezifischen Energieverbrauchs. Deshalb sank der spezifische Energieeinsatz zwischen 1990 und 2011 um ein Fünftel. Diese Effizienzsteigerung wurde durch die ausgeweitete Produktion im selben Zeitraum überkompensiert. Auch der Trend hin zu qualitativ höherwertigem Papier dämpft die Anstrengungen zur Energieeinsparung. Erst in den letzten Jahren stabilisierte sich die Energieintensität. Zukünftig verringert sie sich um 6 % (13 %) bis 2030 (2050) bei Strom und Brennstoffen. Diese moderate Verbesserung der Energieintensität führt in Kombination mit nahezu stagnierender realer Wertschöpfung zu einer Absenkung des absoluten Endenergieverbrauchs um 7 % (12 %) bis 2030 (2050).

Entscheidend für die zukünftige Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs der Branche sind die Veränderungen in der besonders **energieintensiven Sparte Papiererzeugung**. Zu den speziell für diese Teilbranche relevanten Möglichkeiten zählen neue Verfahren zur effizienteren Dampftrocknung von Papier- und Pappe. Die Trockenpartie ist der größte Einzelverbraucher an Brennstoffen bei der Papierherstellung, jedoch warten verschiedene Ansätze zur Prozessoptimierung (Impulstrocknung, Dampf- und Luftpralltrocknung, Kondensationsband-Trocknung) auch nach vielen Jahren der Testphasen auf ihre Marktreife. Hier wird zukünftig nur mit geringen **spezifischen Energieeinsparungen** gerechnet, auch angesichts der langen typischen Lebensdauern der Trockenpartie einer Papiermaschine von bis zu 40 Jahren. Durch den Einsatz von Schuhpressen kann der Trockengehalt nach der Pressenpartie gegenüber Walzenpressen deutlich erhöht werden. Dabei entspricht die Steigerung des Trockengehaltes um 1 % einer Einsparung an thermischer Energie in der Trockenpartie um

5 %. Motivation zur Nachrüstung einer Schuhpresse ist allerdings vorrangig die Kapazitätssteigerung in der gleichen Größenordnung. Daneben lässt sich thermische Energie durch die Umstellung auf eine kontinuierliche Zellstoffkochung und durch die Integration von Zellstofferzeugung und Papierherstellung einsparen. Wärmerückgewinnung oder Verstromung der Niedertemperaturabwärme kann in begrenztem Umfang den spezifischen Energieeinsatz reduzieren.

Der **Stromverbrauch**, von dem der überwiegende Teil auf die Erzeugung von Kraft entfällt, kann durch neue Holzmahlverfahren reduziert werden. Der Mahlaufwand ist stark von der Produktsorte abhängig; bei Zeitungspapier ist eine Energieeinsparung von etwa 5 % möglich (EVA 2005). Ein weiteres, relativ neues Verfahren ist die chemische Fasermodifikation. Deren Vorteile sind ein reduzierter Mahlaufwand der Fasern bei höherer Dichte bzw. Festigkeit und konstantem Wasserrückhaltevermögen.

In Richtung **Energieeinsparung** wirkt auch der zunehmende Anteil von Altpapier in der Papiererzeugung, weil dessen Einsatz zur Papierherstellung die energieintensivere Zellstoffproduktion teilweise ersetzt. Derartige Substitutionen sowie eine stetige Erhöhung der Papierqualität führen zu gegenläufigen Entwicklungen der Energieintensität in der Papierbranche. Insgesamt wird eine moderat sinkende Energieintensität bei steigender Wertdichte erwartet.

In der **Papierverarbeitung** liegt der spezifische Energieverbrauch deutlich niedriger als in der Papiererzeugung. Das gilt sowohl für Brennstoffe als auch für Strom. Entscheidend für den Brennstoffverbrauch sind in der Papierverarbeitung die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser sowie die Klimatisierung. Strom wird vor allem für den Betrieb von Maschinen, Anlagen und Motoren eingesetzt. Hier bestehen die üblichen Einsparpotenziale durch Querschnittstechnologien, u.a. durch den vermehrten Einsatz elektronisch gesteuerter Elektromotoren. Als Folge der potenziellen Einsparungen bleibt der Energiemix der Branche im Prognosezeitraum nahezu unverändert bei einem Verhältnis von Brennstoffen zu Strom von 2:1.

#### 3.2.3.2.4 Chemie

Die Chemie wird unterteilt in die Unterbranchen Grundstoffchemie (WZ2008-20.1) sowie die Sonstige chemische Industrie (WZ2008-20.2 bis -20.6 und -21).

##### *Grundstoffchemie*

Charakteristisch für die Grundstoffchemie ist die Konzentration auf **wenige Unternehmen der Großchemie**, bedingt durch die starke stoffliche und energetische Kopplung der Produktionsketten für die

verschiedenen Endprodukte. Aus diesem Grund müssen bei der Analyse stets beide Branchen, Grundstoffchemie und Sonstige chemische Industrie, betrachtet werden. Denn chemische Grundstoffe werden oft im gleichen Unternehmen oder sogar in denselben Betriebsstätten zu Endprodukten weiterverarbeitet. Die amtliche Statistik unterscheidet beide Teilbranchen.

In der Grundstoffchemie werden Industriegase, anorganische und organische Grundstoffe (inkl. Petrochemikalien), Düngemittel und Stickstoffverbindungen, Kunststoffe und synthetischer Kautschuk hergestellt. Die Kunststoffherstellung und die Produktion organischer Grundstoffe stehen zusammen für mehr als 80 % der wertmäßigen Produktion der Branche.

Mit rund 500 PJ war die Grundstoffchemie 2011 kurz hinter der Metallerzeugung der **zweitgrößte industrielle Energieverbraucher**. Für Erdgas und Strom ist die Branche der größte Nachfrager mit 22 % bzw. 20 % des Industrieverbrauchs. Dies liegt begründet in der zugleich stofflichen wie energetischen Nutzung von Erdgas (Methan) sowie am großen Strombedarf für elektrochemische Prozesse wie z.B. die Herstellung von Chlor und Natronlauge mit Hilfe der Kochsalzelektrolyse, welcher etwa ein Fünftel des Strombedarfes ausmacht. Vier Fünftel des Stromes entfallen auf Antriebszwecke. Der mit 63 % überwiegende Teil der in der Grundstoffchemie eingesetzten Brennstoffe wird für die Erzeugung von Prozesswärme benötigt, insbesondere zur Herstellung von Primärchemikalien z.B. von Ethylen, Chlor, Calciumcarbid, Ammoniak und Methanol.

Die **Energieintensität** der Grundstoffchemie lag 2011 bei 27 PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS, das war der dritthöchste Wert aller Industriezweige. Die Energieintensität, sowohl bei Brennstoffen als auch bei Strom, ist seit 1990 erheblich zurückgegangen. Eine abgeschwächte Fortsetzung des Trends ist auch für die Zukunft zu erwarten. Im Jahr 2030 (2050) dürfte der spezifische Verbrauch von Brennstoffen um 21 % (39 %) und derjenige von Strom um 13 % (25 %) niedriger liegen als 2011. Realisiert werden die Einsparungen zum einen durch **technische Verbesserungen**, zum anderen durch **organisatorische Optimierungen**. Durch den Einsatz energieeffizienter Querschnittstechnologien wird der Brennstoffbedarf deutlich reduziert. Hierzu zählen insbesondere bei den Produktionskomplexen der Großchemie die Wärmerückgewinnung, die Abwärmenutzung und der Einsatz moderner KWK-Anlagen. Fortschritte in der Sensorik leisten einen Beitrag zur energiesparenden Prozesssteuerung. Der Strombedarf lässt sich durch kontinuierlich leistungsangepassten Teillastbetrieb von Elektromotoren mit variabler Drehzahlsteuerung reduzieren. Allerdings nehmen die jeweils verbleibenden Einsparpotenziale mit ihrer weiteren Ausschöpfung im Zeitverlauf ab.

Branchenspezifische **Einsparmöglichkeiten** bestehen vorwiegend bei der Herstellung organischer und anorganischer Grundstoffe. So können bei der **Chlorherstellung** durch die Umstellung der üblichen Amalgam- und Diaphragma-Verfahren auf die Membrantechnik rund 40 % der verwendeten Energie eingespart werden, wenn auch bestehende Anlagen aufgrund ihrer langen Lebensdauer nur langsam umgestellt bzw. ersetzt werden können. Bei der **Erzeugung von Stickstoff** lassen sich Einsparungen durch den Prozess der Tieftemperaturluftzerlegung und die Ausnutzung der Kompressionswärme erzielen. Die **Aluminiumoxidproduktion** kann durch den Einsatz von Wirbelschichtöfen und die Wärmenutzung der Austrittsgase energieeffizienter gestaltet werden. Einsparoptionen bei der **Ammoniakherzeugung** bieten bessere Katalysatoren und die Synthese unter niedrigerem Druck sowie der Einsatz von modernen Steam-Crackern zur Ethylenherzeugung. Das aus der Herstellung von Industrieruß stammende Abgas kann zuerst thermisch und danach in einer KWK-Anlage verwertet werden. Der spezifische Energieverbrauch bei der Produktion von **Polyethylen** kann durch Niederdruckdampf im Reaktor und eine optimierte Regelung um bis zu 20 % gesenkt werden. Bei der **Calciumcarbidherstellung** bestehen relevante Optionen beim Konzept eines geschlossenen Ofens und der thermischen Nutzung des Abgases.

Diese und weitere neue und energiesparende Techniken in der Produktion werden aufgrund der **hohen Investitionstätigkeit** der Grundstoffchemie perspektivisch zum Standard. Eine weitere Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs geht mit dem intraindustriellen Strukturwandel einher, welcher auch in der Grundstoffchemie die Tendenz hin zu steigenden Wertdichten der Produkte zeigt. Insgesamt nimmt durch das Zusammenwirken von Produktionsausweitung um 11 % (11 %) bis 2030 (2050) und Energieeffizienzsteigerungen der Energieverbrauch in der Grundstoffchemie zwischen 2011 und 2030 (2050) um 10 % (28 %) ab. Höher ist die Einsparung mit 13 % (einem Drittel) bei Brennstoffen. Der Stromverbrauch geht im selben Zeitraum um 4 % (17 %) zurück. Strom macht etwa ein Drittel des Energieverbrauchs aus.

#### *Sonstige chemische Industrie*

In der sonstigen chemischen Industrie wird eine **Vielzahl unterschiedlicher Subbranchen** zusammengefasst. Hierzu zählen die Herstellung von Schädlingsbekämpfungsmitteln-, Pflanzenschutz- und Desinfektionsmitteln (WZ2008-20.2), von Anstrichmitteln, Druckfarben und Kittungen (WZ2008-20.3), von Reinigungsmitteln (WZ2008-20.4), von Sonstigen chemischen Erzeugnissen (WZ2008-20.5) sowie von Chemiefasern (WZ2008-20.6). Daneben umfasst die Branche pharmazeutische Erzeugnisse (WZ2008-21). Rund 73 % der Branchenwertschöpfung entfallen auf Pharmazeutika und Sonstige chemische Erzeugnisse.

Der **spezifische Energieverbrauch** der Branche lag 2011 bei rund einem Achtel des entsprechenden Wertes der Grundstoffindustrie. Rund 71 % des gesamten Energieverbrauchs entfallen auf Brennstoffe, der Rest auf Strom. Dabei werden 60 % für Prozesswärme aufgewendet, 19 % für mechanische Arbeit und 19 % für Raumwärme und Warmwasser.

Die **Energieintensität** hat sich in der Vergangenheit verringert. Für die Zukunft erwarten wir eine Fortsetzung dieses Trends. Umgesetzt wird die Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs in erster Linie durch die Nutzung von **Querschnittstechnologien** wie Wärmerückgewinnung, optimierte Prozess-, Mess-, Steuer- und Regelungstechniken, im Wirkungsgrad gesteigerte Dampferzeuger und elektronisch gesteuerte Elektromotoren. Insgesamt sinkt die Energieintensität bis 2030 (2050) um 42 % (68 %), bei Brennstoffen etwas schneller als bei Strom. Die hierfür ursächliche starke Expansion der Wertschöpfung (60 % bis 2030 bzw. 117 % bis 2050) ist in erster Linie getrieben durch eine Wertdichteerhöhung – die physische Produktion steigt im Betrachtungszeitraum nur geringfügig an. Der absolute Energieverbrauch sinkt bis 2030 (2050) um 8 % (31 %) und liegt dann bei einem Anteil von etwa 4 % (3 %) am Energieverbrauch der gesamten Industrie.

#### 3.2.3.2.5 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren

In dieser Branche werden die beiden Zweige Herstellung von Gummiwaren und Herstellung von Kunststoffwaren zusammengefasst (WZ2008-22). Bei der Gummiwarenproduktion handelt es sich um die Herstellung von Reifen und von sonstigen Gummiwaren. Die Kunststoffwarenherstellung umfasst die Erzeugung von Folien, Platten, Schläuchen, Profilen, Verpackungsmitteln, Baubedarfsartikeln und sonstige Kunststoffwaren. Gemessen am absoluten wie am spezifischen Energieverbrauch, spielt die Branche eine quantitativ untergeordnete Rolle.

In der Vergangenheit war die **Brennstoffintensität** trendmäßig rückläufig und die **Stromintensität** stabil. Im Betrachtungszeitraum gehen die spezifischen Verbräuche der Brennstoffe wie auch des Stroms zurück. Bei den Brennstoffen fällt der Rückgang mit 20 % (37 %) deutlich stärker aus als beim Strom mit 8 % (16 %). Insgesamt nimmt die Energieintensität zwischen 2011 und 2030 (2050) um 13 % (24 %) ab. In Verbindung mit der erwarteten Produktionsausweitung führt dies zu einem erhöhten Endenergieverbrauch von 11 % (19 %) bis 2030 (2050). Dabei nimmt der Strom Einsatz deutlich um 17 % (31 %) zu, der Brennstoffeinsatz verändert sich kaum. Dies resultiert aus der sukzessiven Substitution von Brennstoffen durch Strom.

### 3.2.3.2.6 Glas, Keramik und Ziegel

Die Herstellung und Verarbeitung von Glas, keramischen Erzeugnissen, Ziegeln und Baukeramik sowie von Wand- und Bodenfliesen (WZ2008-23.1 bis -23.4) **gehört zu den energieintensiven Branchen**. Dies schlägt sich im großen Brennstoffanteil am Energiemix der Branche von knapp 80 % nieder. Die **Energieintensität** hat sich seit Mitte der 1990er Jahre wenig verändert. Tendenziell war der spezifische Brennstoffverbrauch leicht rückläufig, der spezifische Stromverbrauch ist eher angestiegen. Trotz des geringen Beitrages zur Bruttowertschöpfung des Industriesektors von 1 % werden in der Herstellung von Glas, Keramik und Ziegeln etwa 3,5 % des industriellen Endenergieverbrauchs aufgewendet. Beide Anteile verändern sich bis 2050 kaum, was auf die geringe Dynamik der Branche insgesamt zurückzuführen ist. Einzelne Wachstumssegmente, wie z.B. Keramik als Werkstoff für extreme (thermische und mechanische) Belastungen oder intelligentes Fassadenglas sind vorhanden, fallen jedoch kaum ins Gewicht.

Bei der **Glasherstellung** ist die Glasschmelze der energetisch bedeutendste Prozess mit bis zu 80 % des gesamten Energieeinsatzes. Dort lässt sich durch innovative Brennertechniken, Gutvorwärmung und vor allem einen höheren Scherbenanteil Energie einsparen. Bei der **Keramikherstellung** ist das Brennen der energieintensivste Schritt mit rund 70 % des gesamten Energieeinsatzes. Umfassendere Abwärmenutzung und mikrowellenunterstütztes Brennen und Trocknen sind Maßnahmen, den spezifischen Brennstoffverbrauch zu verringern.

Hauptsächlich diese Maßnahmen senken die Brennstoffintensität bis zum Jahr 2030 (2050) um 7 % (14 %) im Vergleich zu 2011. Da die Produktion in der Glas- und Keramikindustrie im Betrachtungszeitraum nahezu stagniert, vermindert sich der Energieverbrauch dieser Branche als Folge der besseren Energienutzung bis 2030 (2050) um 12 % (11 %). Hierbei bleibt der Stromverbrauch konstant bei etwa 17 PJ, der Brennstoffeinsatz geht um 13 % (12 %) zurück. Die Stromintensität bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum in etwa auf dem heutigen Niveau. Entsprechend nimmt die Bedeutung der Elektrizität im Energiemix zu.

### 3.2.3.2.7 Zement, Beton, Steine u. Mineralien

Diese Branche umfasst die Herstellung von Zement, Kalk, Gips und Beton sowie die Be- und Verarbeitung von Natursteinen (WZ2008-23.5 bis -23.9). Aufgrund des hohen Prozesswärmebedarfs ist die **Energieintensität** dieser Branche **mehr als fünf Mal so hoch wie im Durchschnitt** der Industrie. Seit Mitte der 1990er Jahre hat sich der spezifische Energieverbrauch der Branche kaum verändert. Dies ist nicht zuletzt auf die schwache wirtschaftliche Entwicklung und die dadurch stark eingeschränkten Investitionsmöglichkeiten der Unternehmen zurückzuführen. Zudem ist

insbesondere der Zementmarkt aufgrund der hohen Transportkosten ein lokaler Markt, sodass sich der aus der Konkurrenz entstehende Bedarf nach technischen Neuerungen nur langsam entwickelt.

Technisch bestehen Möglichkeiten, den **spezifischen Verbrauch** zukünftig zu verringern. Dies gilt vor allem für die sehr energieintensive **Herstellung von Zementklinker**. Durch den teilweisen Ersatz von Kalk durch andere Bindemittel (z.B. bestimmte Calciumhydrosilikate) kann der Brennvorgang bei wesentlich niedrigeren Temperaturen von unter 300°C (statt wie bisher bei bis zu 1.450°C) stattfinden. So lassen sich bis zu 50 % des Brennstoffeinsatzes sowie des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes einsparen (ISI 2013). Einsparungen im Strombereich liegen hauptsächlich bei der Mahltechnik. Durch die Substitution der heute überwiegend eingesetzten Kugelmühlen durch so genannte Gutbett-Walzmühlen können bei der Zement- und Kalkmahlung bis zu 50 % Strom eingespart werden (ISI 2013). Ergänzende Maßnahmen zur intensiveren Energienutzung in den Brennöfen sind eine verbesserte Wärmedämmung, die Nutzung von Abstrahlverlusten und Wärmerückgewinnung bzw. deren Verstromung mittels ORC-Anlagen. Darüber hinaus lässt sich der Brennstoffverbrauch durch eine optimierte Mischung des Mahlgutes absenken.

Durch den Einsatz dieser und anderer Techniken ergibt sich für die Branche Herstellung und Verarbeitung von Zement, Beton, Steine u. Mineralien bis 2030 (2050) eine Verringerung der Brennstoffintensität um knapp ein Drittel (die Hälfte). Dies entspricht der Entwicklung in der gesamten Industrie. Die Stromintensität liegt 2030 (2050) um 12 % (23 %) niedriger als 2011. Aufgrund einer gleichbleibenden realen Bruttowertschöpfung über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg resultiert der Rückgang der Energieintensität in einem sinkenden absoluten Endenergieeinsatz, 2030 (2050) beträgt er 74 % (53 %) des Niveaus von 2011.

#### 3.2.3.2.8 Metallerzeugung u. -bearbeitung

Die Metallerzeugung und -bearbeitung wird unterteilt in die Subbranchen Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen (WZ2008-24.1), Herstellung von Stahlrohren und Sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl (WZ2008-24.2 bis -24.3) sowie Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen und Gießereien (WZ2008-24.4 und -24.5). In den nachfolgenden Abschnitten wird auf eine Betrachtung der zweiten Unterbranche verzichtet, da diese nur einen Anteil von etwa 3 % am Energieverbrauch der Eisen- und Stahlherstellung hat.

##### *Herstellung von Roheisen und Stahl*

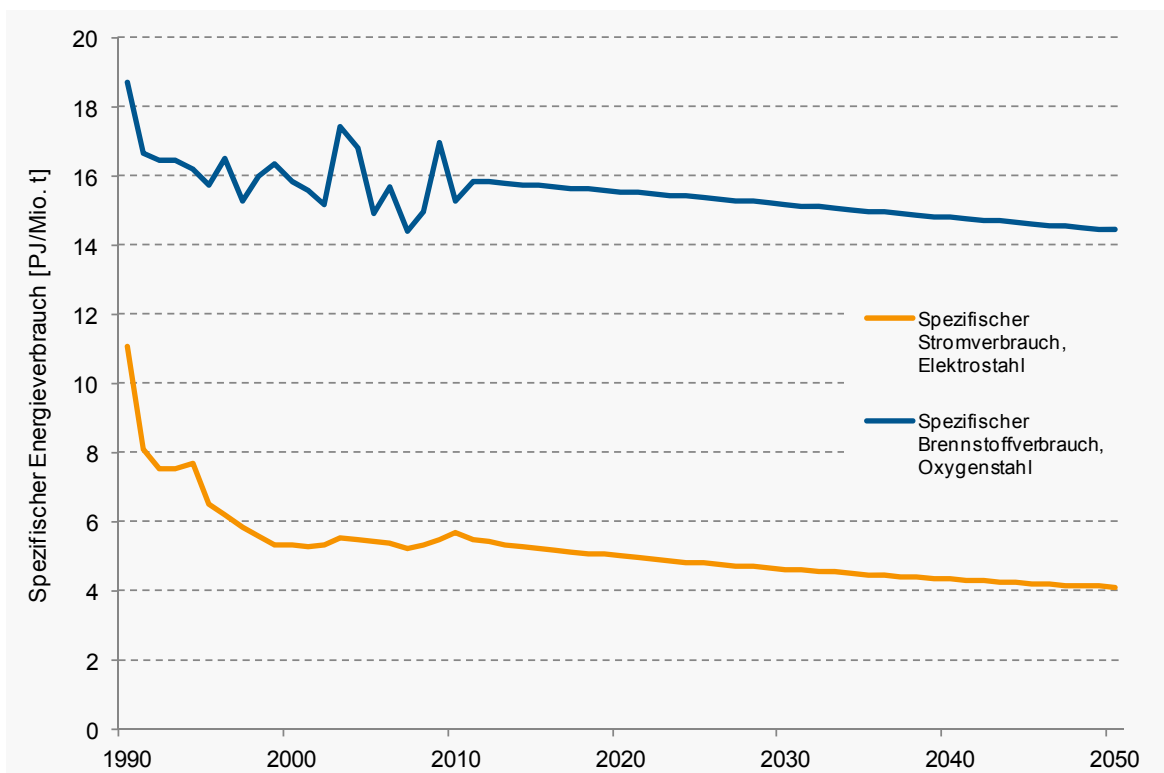
Im Jahr 2011 wurde bei der Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen (WZ2008-24.1) ein Viertel der gesamten Pro-



zesswärme und 21 % des Endenergieverbrauchs des gesamten Industriesektors aufgewendet. Damit ist diese **Branche** derzeit **der größte Verbraucher**, sowohl hinsichtlich des absoluten als auch des spezifischen Verbrauchs. Alleine in den Hochöfen werden 80 % bis 90 % der gesamten Energie der Branche verbraucht. Zur wertmäßigen Produktion der gesamten Industrie trug die Branche 2011 rund 2 % bei.

Der spezifische Brennstoffverbrauch für die Oxygenstahlproduktion ist in der Vergangenheit durchschnittlich alle 10 Jahre um 3 % gesunken; der spezifische Stromverbrauch für die Elektrostahlherstellung etwa um 5 % pro Dekade. Beide Trends setzen sich zukünftig fort (Abbildung 3.2.3.2-5).

*Abbildung 3.2.3.2-5: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Oxygenstahlproduktion und spezifischer Stromverbrauch der Elektrostahlherstellung, 1990 – 2050, in PJ/Mio. t*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die **Stahlherstellung** benötigt Temperaturen von bis 1.400°C. Ein wichtiger Aspekt der Energieeinsparung liegt bei der Nutzung der entstehenden Abwärme. Diese kann bei einem integrierten Hüttenwerk bis zu 65 % der eingesetzten Energie betragen, wird heute jedoch nur ansatzweise genutzt. Mittels der Kokstrockenkühlung, der Abwärmenutzung der ebenfalls bis zu 1.400°C heißen Hochofenschlacke, der ORC-Abwärmeverstromung aus dem Elektrolichtbogenofen und der Abwärmenutzung der Walzwerke kann eine Einsparung des spezifischen Energieverbrauchs der

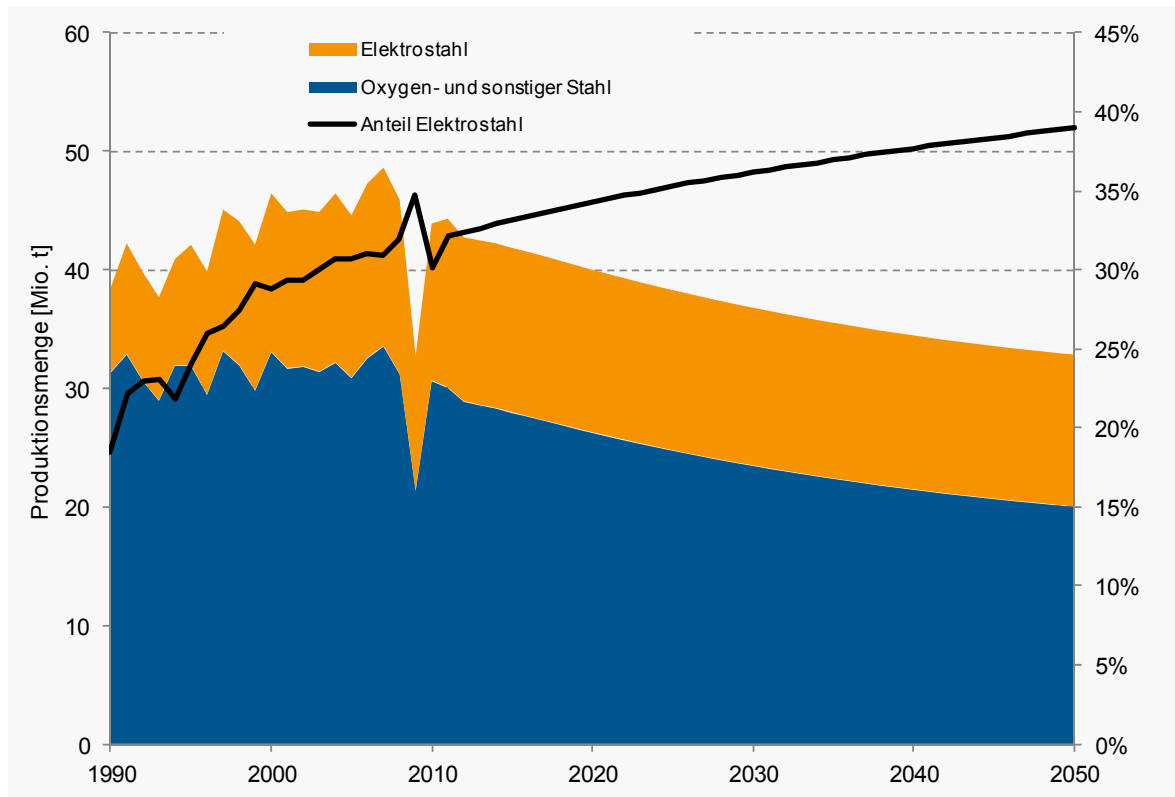
Stahlherstellung im einstelligen Prozentbereich erreicht werden (ISI 2013). Im Betrachtungszeitraum erwarten wir eine schrittweise Einführung dieser in anderen Teilen der Welt bereits etablierten Techniken.

Weitere **Schlüsselloptionen zur Energieeinsparung** in der Branche sind ein Hüttengasverbund zur Reduktion der Fackelverluste, die Gichtgasrückführung in den Hochofenprozess, bei welcher das im Gichtgas enthaltene Kohlenmonoxid einen Teil des Kokses in der Eisenerzreduktion ersetzt und das endabmessungsnahe Gießen, womit eine umfangreiche Wiedererhitzung und Umformung des Stahls vermieden wird. Als einziges derzeit in Entwicklung befindliches Verfahren könnte die Schmelzreduktion den Hochofenprozess ablösen. Bei dieser Methode wird das Eisenerz direkt mit Kohle reduziert – Kokerei und Sinteranlage sind dann obsolet. Aufgrund dieses tiefen Eingriffs in die historisch gewachsenen und eng verzahnten Strukturen heutiger Hüttenwerke wird von der Schmelzreduktion bis 2050 eine nur geringe Relevanz in Deutschland erwartet.

Insgesamt werden in der Branche Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen im Jahr 2030 (2050) rund 25 % (38 %) weniger Energie verbraucht als 2011. Neben den genannten Energieeinsparoptionen liegt dies vor allem auch am wachsenden Anteil des weniger energieintensiven Elektrostahls und am absoluten Produktionsrückgang von 17 % (26 %). Die Produktion von Spezialstählen hingegen wird ausgeweitet. Damit einher geht eine moderate Wertdichtesteigerung, durch welche die Wertschöpfung bis 2030 (2050) mit 14 % (18 %) etwas langsamer zurück geht als die Produktionsmenge. Vom generell zunehmenden Wettbewerbsdruck sowie von dem in der Prognose unterstellten Emissionshandel und der damit verbundenen Verteuerung von Energie gehen Impulse für eine weitere Verringerung der Energieintensität aus.

Bei leicht wachsender Rohstahlnachfrage – kurzfristig hauptsächlich getrieben durch China – und gleichzeitiger weltweiter Kapazitätsausweitungen, ist zukünftig mit einer Verschärfung des Wettbewerbs zu rechnen. Die Prognose geht davon aus, dass sich die Rohstahlerzeugung in Deutschland von 44 Mio t im Jahr 2011 bis 2030 auf 37 Mio t und längerfristig im Trendszenario auf 33 Mio t im Jahr 2050 verringert (Abbildung 3.2.3.2-6). Grund hierfür ist neben der zunehmenden Wettbewerbsintensität eine Verminderung der Stahlintensitäten in fast allen Verwendungsbereichen.

Abbildung 3.2.3.2-6: Erzeugung von Oxygenstahl und Elektrostahl sowie Elektrostahlanteil, 1990 – 2050, in Mio. t und %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der **Anteil von Elektrostahl** steigt zukünftig weiter an von 32 % im Jahr 2011 bis auf 36 % (39 %) im Jahr 2030 (2050). Da für die Herstellung von Elektrostahl hauptsächlich Schrott und nur in geringem Umfang Roheisen eingesetzt wird, geht die Roheisenerzeugung im Betrachtungszeitraum zurück.

Eine besondere Rolle für den Energieverbrauch spielen in der Eisen- und Stahlerzeugung die Hochofenprozesse. Zum einen werden hier sehr große Mengen an Brennstoffen benötigt. Zum anderen steht dem im **Hochofenprozess** eingesetzten und in der Energiebilanz als Umwandlungseinsatz erfassten Koks in gleicher Menge Gichtgas als Umwandlungsausstoß gegenüber. Die Eisenerzeugung wird deshalb auch als Umwandlungssektor verbucht.

### 3.2.3.2.9 NE-Metalle und Gießereien

In dieser Branche sind die Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen (WZ2008-24.4) sowie die Gießereien (Eisen-, Stahl-, Tempergießereien und NEM-Gießereien, WZ2008-24.5) zusammengefasst. Die energieintensive **Herstellung von Nichteisenmetallen** umfasst die Erzeugung von Aluminium, von Kupfer und Kupferlegierungen, von Zink einschließlich der entsprechenden Legierungen, von Blei sowie von Zinnlegierungen und Mischzinn. Die reinen NE-Metalle werden sowohl primär (aus Erzen) als auch

sekundär (recycelt) erzeugt. Weit weniger energieintensiv arbeiten **Halbzeugwerke**. Sie stellen aus Aluminium, Blei und Kupfer durch Erhitzen oder Kaltumformen Stangen, Stäbe, Profile, Bänder, Drähte und Rohre sowie Zwischenprodukte wie Schellen, Rohrverbindungsstücke und Ähnliches her. **NEM-Gießereien** erzeugen Sand-, Kokillen-, Schleuder-, Druck- oder Strangguss. Eisen-, Stahl- und Tempergießereien (**EST-Gießereien**) produzieren Eisenguss, Gusseisen mit Kugelgraphit sowie Temperguss- oder Stahlguss-basierte Gießereiprodukte.

Vom gesamten Energieverbrauch der Branche entfielen 2011 mehr als die Hälfte auf Strom. Der **spezifische Stromverbrauch** ist nur wenig niedriger als in der Metallerzeugung und rund vier Mal so hoch wie im Durchschnitt der Industrie. Dies ist insbesondere auf die stromintensive Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium zurückzuführen. Der **spezifische Brennstoffverbrauch** der Branche ist knapp doppelt so hoch wie in der gesamten Industrie. Die Branche verbraucht 5 % der Energie in der Industrie und zählt zu den energieintensiven Wirtschaftszweigen. Von der nachgefragten Energie für Erzeugung und erste Weiterverarbeitung entfallen rund 75 % auf die Aluminiumproduktion. Rund 16 % werden in der Kupferproduktion eingesetzt, etwa 5 % in der Zinkproduktion (ISI 2013).

Technische Verbesserungen und eine zunehmende Bedeutung der weniger energieintensiven Branchenzweige lassen den spezifischen Energieverbrauch im Prognosezeitraum deutlich absinken. So liegt die Brennstoffintensität im Jahr 2030 (2050) um 22 % (40 %) niedriger als 2011, bei Strom beträgt der entsprechende Wert 9 % (17 %).

Zur **Verringerung der Energieintensität** tragen die Lieferung von Flüssigmetall an die Gießerei, die Inputerwärmung durch Prozessabwärme, die Steuerung und Erhöhung der Temperatur bei der Herstellung von Primärzink und der Einsatz von Regenerativbrennern und Oxy-Fuel-Brennern in NEM-Halbzeugwerken bei.

Insgesamt erhöht sich der Energieverbrauch der Branche NE-Metalle und Gießereien zwischen 2011 und 2030 (2050) bei ebenfalls steigender Produktion um 6 % (7 %). Die Wertschöpfung steigt im selben Zeitraum um 25 % (49 %). Dies resultiert aus der steigenden Wertdichte aufgrund einer zunehmend anspruchsvolleren Weiterverarbeitung der Metalle sowie Veredelung der Metallprodukte. Als Folge zeigt der Stromverbrauch einen Zuwachs von 14 % (23 %) bis 2030 (2050), während der Brennstoffverbrauch um 3 % (11 %) abnimmt.

#### 3.2.3.2.10 Metallerzeugnisse

In den Metallerzeugnissen ist der Stahl- und Leichtmetallbau sowie die Herstellung von Tanks, Kesseln, Waffen, Werkzeugen und

sonstigen Metallwaren zusammengefasst (WZ2008-25). Die **Energieintensität** liegt bei rund der Hälfte des Industriedurchschnitts, denn das Be- und Verarbeiten von Metall erfordert – bezogen auf den Produktionswert – erheblich weniger Energieeinsatz als die Metallherstellung. Bezogen auf den Industriesektor werden in dieser Branche weniger als 4 % des gesamten Endenergieverbrauchs aufgewendet.

Künftig ist mit abnehmenden Intensitäten des Brennstoff- und Stromeinsatzes zu rechnen. Bis 2030 (2050) nehmen die **Brennstoffintensität** um 24 % (42 %) und die **Stromintensität** um 11 % (21 %) ab. Trotz der Produktionsausweitung um 13 % (27 %) zwischen 2011 und 2030 (2050) führen technische Verbesserungen beim Trennen, Verbinden, Umformen, Schneiden und Fügen von Metall sowie eine steigende Wertdichte der Produkte zu einer absoluten Endenergieeinsparung von 6 % (13 %). Diese wird allein von der Verringerung des absoluten Brennstoffeinsatzes um 14 % (26 %) angetrieben, wogegen die Stromnachfrage stabil bleibt. Dabei steigt der Stromanteil im Energiemix von 51 % im Jahr 2011 bis 2030 (2050) auf 55 % (58 %) – auch diese Branche folgt dem industrieweiten Trend zur Elektrifizierung der Prozessabläufe.

#### 3.2.3.2.11 Elektrotechnik

Die Branche Elektrotechnik umfasst die Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen (WZ2008-26) sowie die Herstellung von elektrischen Ausrüstungen (WZ2008-27). Wie der Maschinenbau und der Fahrzeugbau produziert auch die Elektrotechnik überwiegend Investitionsgüter. Typisch ist hierfür der geringe Anteil des industriellen Energieverbrauches von knapp 2 % bei hohem Wertschöpfungsbeitrag von rund 18 %. Daraus ergab sich für die Elektrotechnik mit 0,7 PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS 2011 die **geringste Energieintensität** aller untersuchten Branchen.

Der in der Vergangenheit beobachtete Trend eines trotz Produktionsauswertung rückläufigen Verbrauchs setzt sich im Betrachtungszeitraum fort. Ursächlich hierfür ist eine deutlich steigende Wertdichte. Insgesamt reduziert sich der Energieeinsatz bis 2030 (2050) um 15 % (23 %) und die Produktion erhöht sich um 27 % (57 %). Dabei nimmt die große Bedeutung von Strom am Energiemix von derzeit 72 % auf 76 % (79 %) zu. Zum Teil werden thermische Produktionsschritte durch mechanische ersetzt, beispielsweise werden metallische Werkstoffe ohne vorheriges Erhitzen verformt. Mit Ausnahme von Erdgas werden Brennstoffe langfristig nahezu vollständig substituiert. Die Brennstoffintensität sinkt bis 2030 (2050) um 42 % (63 %). Die Energieintensität geht bis 2030 (2050) um etwa ein Drittel (etwa die Hälfte) gegenüber 2011 zurück.

### 3.2.3.2.12 Maschinenbau

Der Maschinenbau (WZ2008-28) ist eine der deutschen Vorzeigebereichen. Obwohl der Maschinenbau 2011 etwa 15 % zur gesamten Industrieproduktion beitrug, wurden hier nur 3 % der Energie eingesetzt. Entsprechend niedrig lag die **Energieintensität**. Wie in anderen Investitionsgüterbereichen wird im Maschinenbau ein großer Teil – etwa ein Fünftel – der Brennstoffe zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser eingesetzt. Der Rest der Brennstoffe (80 %) wird für die Erzeugung von Prozesswärme genutzt, welche überwiegend ein Temperaturniveau von unter 200°C besitzt. Nur ein geringer Teil der nachgefragten Wärme wird für energieintensive Prozesswärmezwecke wie Schmelzen oder Glühen verwendet. **Energieeinsparungen** lassen sich deshalb im Wesentlichen durch den Einsatz von **Querschnittstechnologien** und durch den Einsatz stromgeführter Prozessschritte, wie z.B. dem Laserschweißen, realisieren. Rund 65 % des verbrauchten Stroms fließen in Kraftanwendungen, etwa 10 % in Beleuchtung und IKT. Auf technischer Seite sprechen für eine effizientere Energienutzung der Einsatz elektronisch geregelter Elektromotoren sowie die verstärkte Nutzung von computerunterstützten Arbeitsschritten bei der Produktion und der Produktionsvorbereitung.

Die Energieintensität im Maschinenbau wurde in der Vergangenheit erheblich verringert, wozu insbesondere die steigende Wertdichte der Produkte beigetragen hat. Für die Zukunft ist mit einer Fortsetzung dieses Trend zu rechnen, sowohl bei Brennstoffen wie auch bei Strom. Die Energieintensität reduziert sich zwischen 2011 und 2030 (2050) um 20 % (36 %). Sie beträgt nur etwa ein Fünftel des Durchschnitts des Industriesektors, damit gehört der Maschinenbau zu den am wenigsten energieintensiven Branchen. Im Zeitraum 2011 bis 2030 (2050) weist der Maschinenbau mit 34 % (68 %) einen der höchsten Produktionszuwächse innerhalb des Betrachtungszeitraums auf und ist mit einem Anteil von etwa einem Sechstel an der industriellen Produktion die drittstärkste Branche. Trotz hoher spezifischer Energieeinsparungen führt dieser Produktionsanstieg zu einem absoluten Zuwachs des Energieverbrauchs bis 2030 (2050) um 7 % (7 %). Hierbei nimmt der Stromverbrauch deutlich um 16 % (24 %) zu, während die Brennstoffnachfrage um 2 % (11 %) sinkt. Entsprechend weitet sich der Stromanteil im Energiemix von 51 % auf 55 % (59 %) aus.

### 3.2.3.2.13 Fahrzeugbau

In der Branche Fahrzeugbau sind die Hersteller von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ2008-29) und der Sonstige Fahrzeugbau (WZ2008-30), hauptsächlich Schiffs- und Bootsbau, Schienenfahrzeugbau und Herstellung von Krafträdern, zusammengefasst. Die **Energieintensität** lag im Fahrzeugbau 2011 mit 1,4 PJ/Mrd. EUR<sub>2005</sub> BWS bei etwa einem Viertel des Industriedurchschnitts. Dieses Verhältnis ändert sich bis zum Ende des

Betrachtungszeitraums kaum. Im Zeitraum von 2011 bis 2030 (2050) wird die Produktion – vor allem aufgrund steigender Wertdichten – um 41 % (77 %) ausgeweitet. Der absolute Energieverbrauch des Fahrzeugbaus steigt um 10 % (12 %).

Strom war 2011 mit einem Anteil von 54 % der wichtigste Energieträger der Branche. Dem langjährigen Vergangenheitstrend folgend steigt der **Stromanteil** bis 2030 (2050) auf 58 % (62 %). Dies ist weniger auf eine Energieträgersubstitution zurückzuführen als vielmehr auf eine zunehmende Effizienzverbesserung beim Einsatz von Brennstoffen. Die Energieintensität der Produktion geht im Betrachtungszeitraum trendmäßig weiter zurück, wozu vor allem eine steigende Wertdichte der Fahrzeuge beiträgt.

Ähnlich wie im Maschinenbau wird im Fahrzeugbau ein relativ großer Teil der Brennstoffe für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser eingesetzt. Entsprechend sensitiv ist der Brennstoffeinsatz gegenüber Witterungseinflüssen. Eine weitere Eigenschaft des Fahrzeugbaus ist die sehr konjunkturreaktive Produktion, weswegen der Energieverbrauch der Branche der wirtschaftlichen Entwicklung kurzfristig ohne nennenswerte Verzögerung folgt.

#### 3.2.3.2.14 Sonstige Wirtschaftszweige

Unter den sonstigen Wirtschaftszweigen werden alle bisher nicht einzeln aufgeführten Branchen subsummiert. Dazu zählen die Textil- und Bekleidungsindustrie, das Ledergewerbe (WZ2008-13 bis -15), die Holzbe- und -verarbeitung (WZ2008-16), das Verlags-, Druck- und Vervielfältigungsgewerbe (WZ2008-17), die Möbelerstellung (WZ2008-31) sowie die Herstellung sonstiger Waren (WZ2008-32). Darüber hinaus wird das Reparaturgewerbe (WZ2008-33) hier erfasst.

Zusammen haben diese **heterogenen Branchen** eine mit dem Durchschnitt der Industrie vergleichbare **Energieintensität**. Diese Wirtschaftszweige erstellten 2011 knapp 6 % der Industrieproduktion und verbrauchten anteilig geringfügig mehr sowohl an Brennstoffen als auch an Strom. Im Energiemix deckt Strom derzeit ein Drittel des Bedarfs.

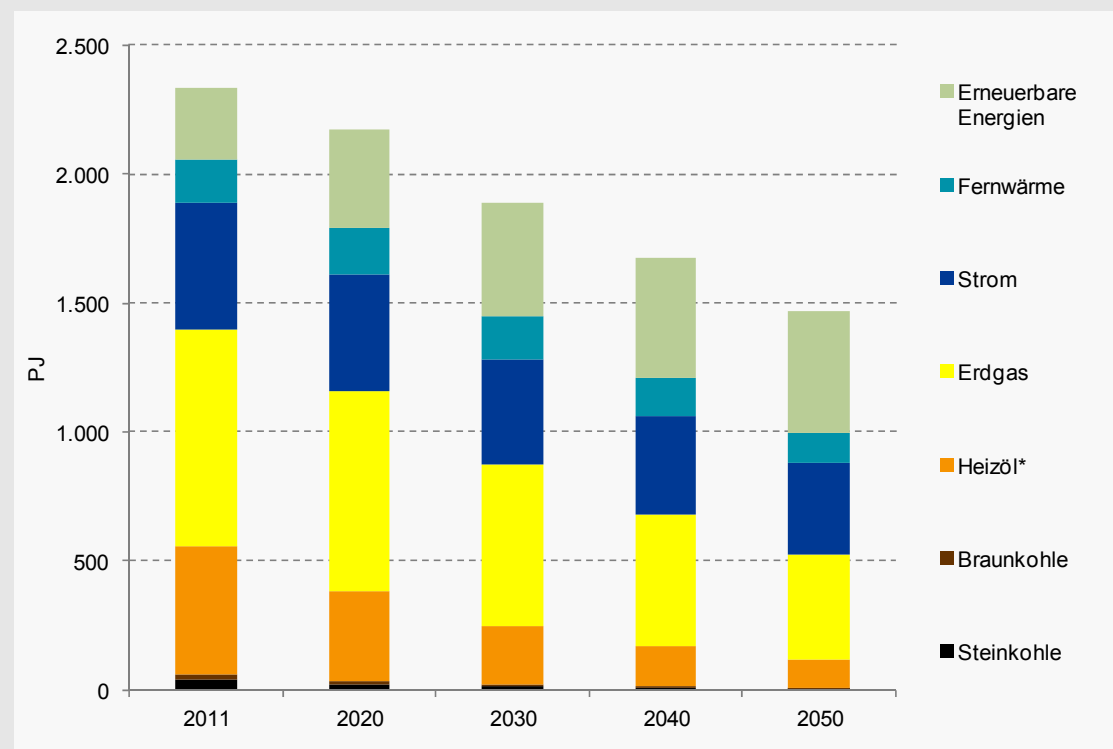
Eine Verringerung der Energieintensität um 6 % (11 %) bis 2030 (2050) wird erwartet, wozu Energie einsparende Querschnittstechnologien ebenso beitragen wie spezifische Prozessoptimierungen in den einzelnen Branchen. Gesamthaft liegt der Energieverbrauch im Jahr 2030 (2050) um 8 % (16 %) über dem Ausgangswert von 2011, womit der Anteil der Branche am Energieverbrauch des Sektors von 6 % im Jahr 2011 auf 8 % im Jahr 2030 (9 % 2050) steigt. Diese Erhöhung ist der moderaten Verbesserung der spezifischen Verbräuche bei einer gleichzeitigen Produktionsausweitung um 14 % (29 %) geschuldet.

### 3.2.3.3 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte

#### Das Wichtigste in Kürze

- Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte geht im Prognosezeitraum kontinuierlich zurück. Im Jahr 2030 liegt er um 19 % niedriger als 2011 (2050: -37 % ggü. 2011).
- Trotz einer Ausweitung der Wohnflächen um 7 % wird für die Erzeugung von Raumwärme im Jahr 2030 rund 21 % weniger Energie benötigt als 2011 (2050: -43 % ggü. 2011). Die Gründe hierfür liegen in einer energetisch verbesserten Qualität der Gebäude, effizienteren Heizanlagen und im wärmeren Klima.
- Der Stromverbrauch verringert sich bis ins Jahr 2030 um 17 % und bis 2050 um 28 %. Dieser Effekt ist auf effizientere Geräte, den Rückgang an konventionellen Stromheizungen und die abnehmende Bevölkerung zurückzuführen.
- Der Anteil der fossilen Energieträger am Energieverbrauch der privaten Haushalte nimmt ab. Im Jahr 2030 beträgt er noch knapp 46 % (Anteil 2050: 36 %). Gleichzeitig erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien auf 23 % (Anteil 2050: 32 %).

#### Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 2011 – 2050, in PJ



\* zusätzlich geringe Mengen an Flüssiggas und Ottokraftstoffen  
 Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

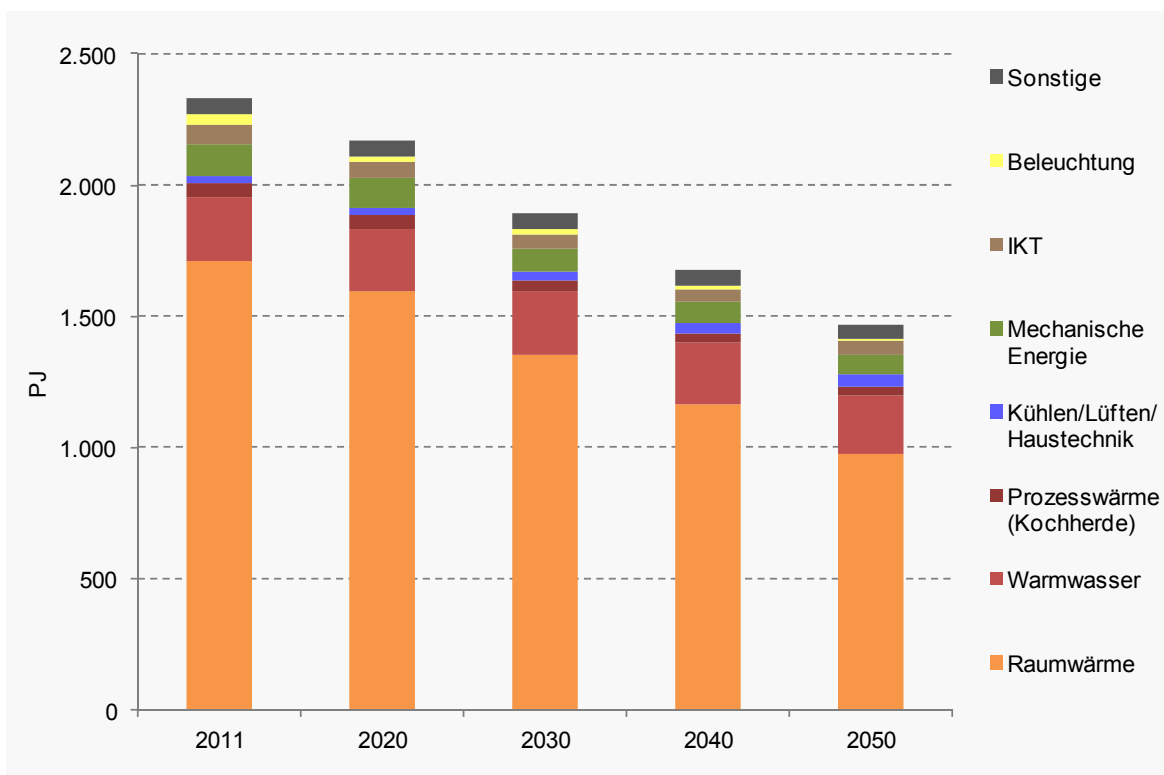


## Wichtige Einflussgrößen und Annahmen

<b>Grundphilosophie</b>	Einschneidende Veränderungen sind weder in der Politik, in der Technik noch im Konsumentenverhalten zu erwarten. Die Politik wirkt auf eine weitere Reduktion des Energieverbrauchs im Haushaltssektor hin.
<b>Wirtschaftsentwicklung</b>	Bei verhaltenem Wirtschaftswachstums erhöht sich das BIP pro Kopf bis 2030 um 27 % und bis 2050 um 63 % gegenüber 2011.
<b>Energiepreise</b>	Die Energiepreise steigen vor allem infolge anziehender Weltmarktpreise. Mittel- bis längerfristig erhöhen die auf europäischer Ebene eingesetzten Instrumente zum Klimaschutz (Emissionshandel, CO <sub>2</sub> -Aufschlag) die heimischen Energiepreise zusätzlich und machen Energieeinsparungen rentabler.
<b>Bevölkerung und Haushalte</b>	Die Einwohnerzahl ist rückläufig. Sie sinkt von 80,2 Mio. im Jahr 2011 auf 78,2 Mio. in 2030 und auf 73,1 Mio. in 2050. Im Gegensatz zur Einwohnerzahl steigt die Anzahl der Privathaushalte bis 2030 noch an, bevor auch sie abnimmt.
<b>Wohnungen und Wohnflächen</b>	Im Jahr 2030 (2050) steht rechnerisch jedem Einwohner eine Wohnfläche von rund 51 m <sup>2</sup> (54,5 m <sup>2</sup> ) zur Verfügung, das sind 10 % (17 %) mehr als im Jahr 2011.
<b>Ausstattung mit Elektrogeräten</b>	Die Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten nimmt weiter zu, insbesondere mit Informations- und Kommunikationsgeräten (IKT).
<b>Technologietrends</b>	Bestehende Techniken werden mit dem Ziel höherer Energieeffizienz weiter entwickelt, neue Basistechnologien sind nicht in Sicht, es werden keine Technologiesprünge angenommen. Das gilt sowohl für Heizanlagen als auch für Elektrogeräte.
<b>Energiepolitik</b>	Die Energieeinsparverordnung (EnEV) wird sukzessive im Rahmen des technischen Fortschritts verschärft. Die Förderung energetischer Gebäudesanierung wird leicht ausgebaut. Die Mindestanforderungen an die Geräteeffizienz und die Kennzeichnung von Elektrogeräten erhöhen die Markttransparenz und fördern den Absatz energiesparender Geräte.

In den privaten Haushalten werden gegenwärtig rund 28 % der gesamten Endenergie verbraucht. Das ist etwa gleich viel wie in der Industrie und im Verkehrssektor. Bevor die einzelnen Energieeinsatzbereiche in den Haushalten im Detail dargestellt werden, geben die folgenden Übersichten zunächst einen Überblick über die Gesamtentwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte.

Abbildung 3.2.3.3-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, nicht temperaturbereinigt, in PJ



Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Der **gesamte Energieverbrauch** der privaten Haushalte geht kontinuierlich zurück. Im Jahr 2030 liegt der Gesamtverbrauch um 19 % unter dem Verbrauch des Jahres 2011, bis ins Jahr 2050 verringert er sich weiter und unterschreitet den Wert von 2011 dann um 37 %. Der Energieeinsatz nach **Anwendungsbereichen** ist in Abbildung 3.2.3.3-1 und Tabelle 3.2.3.3-1 dargestellt. Der Verbrauch für **Raumwärme** ist stark rückläufig. Bis ins Jahr 2030 verringert sich der Verbrauch gegenüber dem Jahr 2011 um 21 %, bis ins Jahr 2050 um 43 %. Dadurch nimmt der Anteil der Raumwärmeerzeugung am gesamten Energieverbrauch der Haushalte bis 2030 leicht ab, von über 73 % in 2011 auf knapp 72 % in 2030. Nach 2030 verstärkt sich der Rückgang. Mit einem Anteil von rund 66 % verbleibt die Raumwärme aber bis 2050 der weitaus wichtigste Anwendungsbereich.

Der Energieverbrauch für die Bereitstellung von **Warmwasser** gewinnt im Prognosezeitraum an Bedeutung. Der Anteil erhöht sich gegenüber 2011 um 2,3 %-Punkte auf 12,7 % in 2030. Die Anteile der übrigen Anwendungsbereiche verändern sich im Prognosezeitraum nicht wesentlich (maximal +/- 1 %).

Die größte prozentuale Verbrauchsreduktion zeigt sich bei der **Beleuchtung**. Im Zeitraum 2011 bis 2030 sinkt der Verbrauch um 45 % (2050: -76 % gegenüber 2011).

*Tabelle 3.2.3.3-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, nicht temperaturbereinigt, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %*

Anwendungsbereich	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme	1.712	1.599	1.467	1.356	1.163	976
Warmwasser	241	237	237	239	236	225
Prozesswärme (Kochherde)	55	50	46	43	38	33
Kühlen/Lüften/Haustechnik	25	27	29	31	38	48
Mechanische Energie*	126	114	102	90	79	73
IKT	69	60	57	54	52	50
Beleuchtung	41	22	21	19	12	10
Sonstige	64	61	58	58	57	56
<b>Insgesamt</b>	<b>2.333</b>	<b>2.170</b>	<b>2.016</b>	<b>1.891</b>	<b>1.675</b>	<b>1.471</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Raumwärme	73,4%	73,7%	72,7%	71,7%	69,5%	66,3%
Warmwasser	10,3%	10,9%	11,8%	12,7%	14,1%	15,3%
Prozesswärme (Kochherde)	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%
Kühlen/Lüften/Haustechnik	1,1%	1,3%	1,4%	1,6%	2,3%	3,3%
Mechanische Energie*	5,4%	5,2%	5,0%	4,8%	4,7%	5,0%
IKT	3,0%	2,8%	2,8%	2,9%	3,1%	3,4%
Beleuchtung	1,7%	1,0%	1,0%	1,0%	0,7%	0,7%
Sonstige	2,8%	2,8%	2,9%	3,0%	3,4%	3,8%

\* *Mechanische Energie: Verbrauch der Haushaltsgroßgeräte (u.a. Kühlschränke, Gefriergeräte, Geschirrspüler, Waschmaschinen, Trockner)*  
*Quelle: AGEB a, b, Prognos/EWI/GWS 2014*

Deutliche Veränderungen im Prognosezeitraum bis 2030 zeigt die **Energieträgerstruktur** (Tabelle 3.2.3.3-2). Zu den Verlierern zählen die fossilen Energieträger Erdgas (-26 %), Mineralölprodukte (im Wesentlichen Heizöl: -54 %) und Kohle (-66 %). Der Anteil der fossilen Energieträger insgesamt verringert sich im Zeitraum 2011 bis 2030 um 14 %-Punkte auf 46 % (Anteil 2050: 36 %). Rückläufig ist auch der Stromverbrauch (-17%), der Anteil

von Strom am Gesamtverbrauch nimmt jedoch leicht zu (+0,4%-Punkte). Der Verbrauch an Fernwärme erhöht sich zwischen 2011 bis 2030 um 4 %, der Anteil am Gesamtverbrauch erhöht sich um 2,0 %-Punkte. Deutliche Anteilsgewinne verzeichnen die regenerativen Energien Holz, Solarthermie und Umgebungswärme. Im Prognosezeitraum erhöht sich der Anteil dieser Energieträgergruppe um 11,3 %-Punkte auf 23,2 % (Anteil 2050: 32,2 %).

*Tabelle 3.2.3.3-2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2011 - 2050, nicht temperaturbereinigt, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	39	18	15	11	7	5
Braunkohle	19	13	10	8	5	3
Heizöl*	497	351	281	229	159	108
Erdgas	845	776	695	626	511	408
Strom	492	451	428	406	377	355
Fernwärme	164	181	177	171	148	117
Erneuerbare Energien	277	381	411	439	468	474
Biomasse	243	306	314	320	316	299
Solarthermie	14	26	34	44	59	71
Umgebungswärme**	20	49	62	75	93	103
<b>Insgesamt</b>	<b>2.333</b>	<b>2.170</b>	<b>2.016</b>	<b>1.891</b>	<b>1.675</b>	<b>1.471</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohle	1,7%	0,8%	0,7%	0,6%	0,4%	0,3%
Braunkohle	0,8%	0,6%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%
Heizöl	21,3%	16,2%	13,9%	12,1%	9,5%	7,4%
Erdgas	36,2%	35,8%	34,5%	33,1%	30,5%	27,8%
Strom	21,1%	20,8%	21,2%	21,5%	22,5%	24,2%
Fernwärme	7,0%	8,3%	8,8%	9,0%	8,9%	7,9%
Erneuerbare Energien	11,9%	17,5%	20,4%	23,2%	27,9%	32,2%

\* zusätzlich geringe Mengen an Flüssiggas und Ottokraftstoffen

\*\* Durch Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme. Diese wird in den übrigen Kapiteln unter dem Begriff „Wärmepumpen/Geothermie“ aufgeführt.

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Die Herleitung der in den Tabellen 3.2.3.3-1 und 3.2.3.3-2 dargestellten Ergebnisse folgt in den nachstehenden Kapiteln 3.2.3.3.1 bis 3.2.3.3.4.

### 3.2.3.3.1 Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme

Im Jahr 2011 entfielen mehr als 73 % des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte auf die Erzeugung von Raumwärme. In den kühleren Vorjahren war der Anteil noch höher. Damit ist die **Raumwärmeezeugung die dominierende Größe** für den Energieverbrauch der privaten Haushalte. Bei der Analyse und Prognose des Energieverbrauchs für die Raumwärmeezeugung wurden folgende **Einflussfaktoren** berücksichtigt:

- die **Zahl der Wohnungen** und die Größe der zu beheizenden Wohnfläche,
- die **energetische Qualität** der Wohngebäude, gemessen in  $W/m^2$  (Wärmeleistungsbedarf),
- das **Verhalten der Nutzer**, gemessen als Nutzungsdauer des Wärmeleistungsbedarfs (in h),
- die **Qualität der Heizanlagen**, ausgedrückt als Relation von Nutzenergie und Endenergie (in %).

Ein Heizsystem wird für eine bestimmte maximale Temperaturdifferenz zwischen gewünschter Innen- und gegebener Außentemperatur ausgelegt. In Verbindung mit den Wärmedurchgangseigenschaften der Begrenzungsflächen (Gebäudehülle), den Lüftungswärmeverlusten (Luftdichtheit der Begrenzungsflächen) sowie den internen und den solaren Wärmegewinnen<sup>6</sup> ist dies ausschlaggebend für den spezifischen Wärmeleistungsbedarf des Gebäudes. Das Verhalten der Bewohner sowie die lokal gemessene Gradtagzahl bestimmen die Nutzungsdauer des Wärmeleistungsbedarfs. Durch Multiplikation von Wärmeleistungsbedarf und Nutzungsdauer erhält man den spezifischen **Heizwärmebedarf** ( $kWh/m^2$ ) als Maß für den Energiebedarf.

Die **Auslegung des Heizsystems** orientiert sich am gesamten Heizwärmebedarf der mit Wärme zu versorgenden Räume, der sich durch Multiplikation der Fläche mit dem spezifischen Heizwärmebedarf errechnet. Entsprechend werden die Heizkörper und das Heizsystem unter Berücksichtigung der Anlagen-, Transport- und Verteilverluste ausgelegt.

Hochrechnungen des Heizwärmebedarfs auf den Wohnungsbestand verwenden entweder die **Nettonutzfläche** oder die **Wohnfläche** als MengenvARIABLE, wobei nach verschiedenen Gebäudetypen differenziert wird. Dabei ist zu beachten, dass zwischen Nettonutzflächen und Wohnflächen Differenzen in Höhe von

---

<sup>6</sup> Interne Wärmegewinne: Wärmegewinne infolge Betrieb elektrischer Geräte, künstlicher Beleuchtung und Körperwärme von Personen  
solare Wärmegewinne: Wärmegewinne über Licht durchlässige Bauteile

rund 15 % bestehen. Deshalb dürfen beispielsweise die Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) an den Heizenergiebedarf nicht unmittelbar auf die Bezugsgröße Wohnflächen angewandt werden. **In Anlehnung an die amtliche Statistik liegen den im Folgenden dargestellten Prognoseergebnissen die Wohnflächenangaben zugrunde.**

Die zukünftigen **Wohnungs- und Wohnflächenbestände** werden auf der Basis der Bevölkerungs-, Haushalts- und Wirtschaftsentwicklung sowie unter Berücksichtigung der aktuellen Versorgung mit Wohnraum geschätzt. Grundlage der Prognose bilden dabei die aktuell verfügbaren Statistiken des Statistischen Bundesamtes, darunter der Zensus 2011 (StaBu 2013c), die Mikrozensus 2006 und 2010 (StaBu 2008b, 2012c) Zusatzerhebungen zu Bestand und Struktur der Wohneinheiten der Haushalte) sowie die Angaben zu Bautätigkeit und Wohnen (StaBu 2012a, 2012b). Mit Hilfe dieser amtlichen Angaben sowie zusätzlicher Einzelinformationen wurde der aktuelle Wohnungsbestand nach Gebäudetypen und Heizsystemen für das Jahr 2011 abgeleitet (Tabelle 3.2.3.3.1-1).

*Tabelle 3.2.3.3.1-1: Wohnungs- und Wohnflächenbestand zur Jahresmitte 2011, in Tsd., bzw. in Mio. m<sup>2</sup>*

	Fernwärme	Heizöl	Gas	Kohle	Strom konv.	Strom WP	Holz	Sonstige	Summe
<b>Wohnungsbestand (1.000)</b>									
in Ein- und Zweifamilienhäusern	747	6.427	9.441	257	755	539	795	54	19.016
in Mehrfamilienhäusern	4.830	4.067	10.730	284	939	211	445	24	21.529
in Nicht-Wohngebäuden	91	229	376	12	26	12	19	2	766
<b>Insgesamt</b>	<b>5.667</b>	<b>10.723</b>	<b>20.547</b>	<b>553</b>	<b>1.721</b>	<b>762</b>	<b>1.259</b>	<b>79</b>	<b>41.311</b>
darunter bewohnt	5.417	10.259	19.671	517	1.633	737	1.182	77	39.494
darunter leer	250	465	875	35	87	25	77	3	1.817
<b>Wohnflächenbestand (Mio. m<sup>2</sup>)</b>									
in Ein- und Zweifamilienhäusern	84	730	1.083	26	85	65	87	6	2.167
in Mehrfamilienhäusern	307	286	757	17	67	15	30	2	1.481
in Nicht-Wohngebäuden	8	23	34	1	3	1	2	0	72
<b>Insgesamt</b>	<b>400</b>	<b>1.039</b>	<b>1.874</b>	<b>44</b>	<b>155</b>	<b>81</b>	<b>120</b>	<b>8</b>	<b>3.720</b>
darunter bewohnt	386	1.002	1.810	42	148	79	114	8	3.589
darunter leer	14	36	64	2	6	2	6	0	131

Quelle: StaBu 2012b, Prognos/EWI/GWS 2014

### *Die Entwicklung von Wohnungen und Wohnflächen*

Die **Fortschreibung der Wohnflächen** wird von der Entwicklung der Bevölkerung, dem Grad der Versorgung mit Wohnraum, der Einkommensentwicklung und der Veränderung der Qualitätsansprüche bestimmt. Die Tabelle 3.2.3.3.1-2 zeigt als Ergebnis der Fortschreibung die Wohnungsbestände, die Wohnflächen sowie die zugehörigen Leitvariablen Bevölkerung und private Haushalte.

Im Prognosezeitraum 2011 bis 2030 nimmt die Wohnfläche (bewohnt und leer stehend) von 3,7 Mrd. m<sup>2</sup> auf rund 4,0 Mrd. m<sup>2</sup> zu (+7,1 %). Rechnerisch stehen damit im Jahr 2030 jedem Einwohner im Durchschnitt 50,9 m<sup>2</sup> Wohnfläche zur Verfügung. Im Jahr 2011 lag dieser Wert noch bei 46,4 m<sup>2</sup>. Die statistische Wohnungsversorgung belief sich 2011 auf rund 1.040 Wohnungen je 1.000 Haushalte. Es wird davon ausgegangen, dass sich dieser Wert bis ins Jahr 2030 nur wenig verändert auf 1.035 Wohnungen je 1.000 Haushalte (einschließlich der Leer-, Zweit- und Ferienwohnungen). Die Leerstandsquote lag 2011 gemäß Zensus 2011 (StaBu 2013d) bei 4,4 %. Bis 2030 reduziert sie sich auf rund 3,9 % und bleibt dann in etwa konstant.

Tabelle 3.2.3.3.1-2: Bevölkerung, Privathaushalte und Wohnungsversorgung, 2011 – 2050, Jahresmittelwerte

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Bevölkerung und Haushalte</b>						
<b>Wohnbevölkerung (1.000)</b>	<b>80.155</b>	<b>79.396</b>	<b>78.914</b>	<b>78.181</b>	<b>76.076</b>	<b>73.141</b>
<b>Private Haushalte (1.000)</b>	<b>39.681</b>	<b>40.716</b>	<b>41.101</b>	<b>41.366</b>	<b>41.345</b>	<b>40.188</b>
davon:						
1-Personen-Haushalte	15.872	16.979	17.468	17.953	18.357	18.084
2-Personen-Haushalte	13.610	14.861	15.331	15.636	16.042	15.794
3-Personen-Haushalte	5.158	4.438	4.151	3.847	3.308	3.054
4-Personen-Haushalte	3.571	3.257	3.083	2.937	2.729	2.492
5+-Personen-Haushalte	1.468	1.181	1.069	993	910	764
<b>Wohnungen und Wohnflächen</b>						
<b>Wohnungsbestand (1.000)</b>	<b>41.311</b>	<b>42.274</b>	<b>42.562</b>	<b>42.778</b>	<b>42.632</b>	<b>41.614</b>
davon:						
in Ein- und Zweifamilienhäusern	19.016	19.782	20.083	20.340	20.585	20.404
in Mehrfamilienhäusern	21.529	21.711	21.694	21.651	21.260	20.440
in Nicht-Wohngebäuden	766	781	785	788	786	770
<b>Wohnflächenbestand (Mio. m<sup>2</sup>)</b>	<b>3.720</b>	<b>3.872</b>	<b>3.931</b>	<b>3.983</b>	<b>4.033</b>	<b>3.983</b>
davon:						
in Ein- und Zweifamilienhäusern	2.167	2.289	2.340	2.384	2.435	2.424
in Mehrfamilienhäusern	1.481	1.510	1.518	1.525	1.525	1.487
in Nicht-Wohngebäuden	72	73	73	73	73	72

Quelle: StaBu 2013d, Prognos/EWI/GWS 2014

In der Tabelle 3.2.3.3.1-3 sind die **Zugänge an Wohnungen** und Wohnflächen im Betrachtungszeitraum ausgewiesen. In Deutschland werden bis 2030 rund 3,5 Mio. neue Wohnungen gebaut. Damit verbunden ist eine Wohnfläche von rund 410 Mio. m<sup>2</sup>. Das

mittlere jährliche Neubauvolumen beträgt 175.000 Wohnungen. Rund 55 % der Neubauten entfallen auf Ein- und Zweifamilienhäuser.<sup>7</sup> Die im Zeitraum 2011 bis 2030 neu errichtete Wohnfläche von rund 410 Mio. m<sup>2</sup> macht im Jahr 2030 etwa 10 % der Gesamtwohnfläche aus.

Nach 2030 nimmt die Neubauaktivität ab. Das mittlere jährliche Neubauvolumen im Zeitraum 2030 bis 2050 beläuft sich auf 120.000 Wohnungen. Insgesamt werden 2,39 Mio. neue Wohnungen mit einer Gesamtfläche von rund 270 Mio. m<sup>2</sup> erstellt.

*Tabelle 3.2.3.3.1-3: Zugang an Wohnungen und Wohnflächen nach Gebäudetypen, 2011 – 2050, in Tsd. bzw. Mio. m<sup>2</sup>*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Zugang an Wohnungen (1.000)</b>						
davon:	183	180	170	170	130	90
in Ein- und Zweifamilienhäusern	108	98	89	86	62	41
in Mehrfamilienhäusern	72	79	78	81	66	47
in Nicht-Wohngebäuden	3	3	3	3	3	2
<b>Zugang an Wohnfläche (Mio. m<sup>2</sup>)</b>						
davon:	21,7	21,0	19,7	19,6	14,8	10,2
in Ein- und Zweifamilienhäusern	15,5	13,9	12,5	12,0	8,6	5,7
in Mehrfamilienhäusern	5,8	6,8	6,9	7,3	5,9	4,3
in Nicht-Wohngebäuden	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2

Quelle: StaBu 2012a, Prognos/EWI/GWS 2014

Der **Abgang** beläuft sich im Zeitraum 2011 bis 2030 auf ca. 2,1 Mio. Wohnungen mit einer Wohnfläche von rund 150 Mio. m<sup>2</sup>. Die jährliche Abgangsrate (an Wohnungen) steigt von 0,15 % in 2011 auf 0,35 % in 2030. Die gesamte Wohnfläche, die im Prognosezeitraum 2011 bis 2030 aus dem Wohngebäudebestand abgeht (150 Mio. m<sup>2</sup>) entspricht rund 4 % der Gesamtwohnfläche des Jahres 2011.

Nach 2030 steigt die Abgangsrate weiter an, bis auf rund 0,5 % pro Jahr in 2050. Zwischen 2030 und 2050 gehen insgesamt 3,6 Mio. Wohnungen ab (rund 280 Mio. m<sup>2</sup>). Ab ca. 2040 übersteigen die Wohnungs- und Wohnflächenabgänge die Zugänge. Der **Gesamtwohnungsbestand** und die **Gesamtwohnfläche** werden kleiner.

<sup>7</sup> Die Definition der Begriffe orientiert sich an den Publikationen des Statistischen Bundesamtes: Zweifamilienhäuser sind Wohngebäude mit zwei Wohnungen. Wohngebäude sind Gebäude, bei denen mindestens die Hälfte der Gebäudenutzfläche Wohnzwecken dient. Nichtwohngebäude sind Gebäude, in denen mehr als die Hälfte der Gesamtnutzfläche „Nicht-Wohnzwecken“ dient.



**Strukturelle Verschiebungen** innerhalb des Wohnungsbestandes beeinflussen den Energieverbrauch. So weisen Ein- und Zweifamilienhäuser als Folge des ungünstigeren Verhältnisses von Gebäudeaußenfläche und Gebäudevolumen einerseits einen höheren spezifischen Wärmeleistungsbedarf auf als (große) Mehrfamilienhäuser. Auf der anderen Seite liegt die Nutzungsdauer des Wärmeleistungsbedarfs in Ein- und Zweifamilienhäusern wegen der unmittelbaren Möglichkeiten zur Beeinflussung des Energieverbrauchs und des höheren Kostenbewusstseins im Allgemeinen niedriger als in Mehrfamilienhäusern. Die spezifischen Heizenergiebedarfe von Ein- und Zweifamilienhäusern liegen deshalb zwar über denen von Mehrfamilienhäusern, aber nicht so weit, wie es die berechneten Wärmeleistungsbedarfe erwarten lassen. Im Jahr 2030 liegt der Anteil der Wohnflächen in Ein- und Zweifamilienhäusern bei 60 % und damit um zwei Prozentpunkte höher als im Jahr 2011. Diese Entwicklung ist auf die etwas größeren Neubaumengen bei gleichzeitig geringeren Abgangsraten von Ein- und Zweifamilienhäusern zurückzuführen. Nach 2030 sind die Neubaumengen bei den Ein- und Zweifamilienhäusern in etwa gleich wie bei den Mehrfamilienhäusern. Aufgrund der leicht höheren Abgangsrate bei den Mehrfamilienhäusern steigt der Anteil der Wohnflächen in Ein- und Zweifamilienhäusern bis 2050 auf 61 %.

#### *Entwicklung der Beheizungsstruktur*

Neben den Mengenkomponten ist für die Prognose des Energieverbrauchs zur Raumwärmeerzeugung die Fortschreibung der **Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes** entscheidend. Verschiebungen zwischen den Energieträgern ergeben sich zum einen durch neu errichtete Gebäude, zum anderen durch den Ersatz alter Heizkessel durch Neuanlagen im Wohnungsbestand. Diese beiden Bereiche werden in der Prognose getrennt behandelt, weil die Einsatzstrukturen der Energieträger für die Erzeugung von Raumwärme sowohl bei Alt- und Neuanlagen wie auch bei den einzelnen Gebäudetypen unterschiedlich sind und sich dementsprechend die Marktchancen der Energieträger auf den einzelnen Teilmärkten unterscheiden.

Von den zwischen 2000 und 2011 in **neu errichteten Ein- und Zweifamilienhäusern** geschaffenen Wohnflächen wurden 69 % mit Erdgas beheizt. Der Anteil weist jedoch eine abnehmende Tendenz auf. Stark rückläufig ist der Anteil von Erdöl, von 21 % im Jahr 2000 auf unter 3 % in 2011. Deutlich zugenommen hat der Anteil der elektrischen Wärmepumpe, im Jahr 2011 lag er bei über 30 %.

Bei **neu errichteten Mehrfamilienhäusern** war Erdgas im Zeitraum 2000 bis 2011 ebenfalls der dominante Energieträger zur Erzeugung von Raumwärme. Aber auch hier war der Anteil rückläufig, von über 75 % in 2000 auf unter 56 % in 2011. An Bedeutung gewonnen haben Fernwärme, Holz und die elektrische

Wärmepumpe. Heizöl spielte im Jahr 2011 mit einem Anteil von 1 % keine Rolle mehr.

Bei den **neu gebauten Ein- und Zweifamilienhäusern** werden **Wärmepumpen** ab ca. 2020 zum **dominierenden Heizsystem** (vgl. Tabelle 3.2.3.3.1-4). Ausschlaggebend für den anhaltenden Trend zu elektrischen Wärmepumpen sind weitere Verbesserungen bei der Effizienz, die Sicherheit sowie die Wirtschaftlichkeit. Langfristig werden auch die **solarthermischen Heizanlagen** zulegen, wobei diese vor allem eine unterstützende Funktion haben. Der Anteil von **Erdgas** wird im Prognosezeitraum weiter zurückgehen. Neben Gas-Brennwertkesseln werden kleinere Mengen an Gas-Wärmepumpen und stromerzeugende Heizungen wie **Mikro-KWK-Anlagen** auf den Markt drängen. Schwer zu beurteilen ist nach wie vor die weitere Entwicklung der stationären **Brennstoffzelle**. Aus wirtschaftlichen Erwägungen ist nicht zu erwarten, dass der Brennstoffzelle bis 2030 in der Breite der Marktdurchbruch gelingen wird.

Bei der Entscheidung für einen Energieträger beim **Neubau von Mehrfamilienhäusern** bleibt die dominierende Marktstellung von **Erdgas** erhalten. Auch bei Mehrfamilienhäusern drängen zusätzlich zu den Brennwertkesseln zunehmend **Gas-Wärmepumpen** und stromerzeugende Heizungen (**Mikro- und Mini-KWK-Anlagen**) auf den Markt. In geringerem Umfang als bei den Ein- und Zweifamilienhäusern werden bei Mehrfamilienhäusern **elektrische Wärmepumpen** und die **solarthermische Heizungsunterstützung** Anteilsgewinne verzeichnen. Aufgrund der abnehmenden Wärmedichte und den damit verbundenen Kostennachteile nimmt der Anteil der **Fernwärme** mittel- bis längerfristig ab.

Tabelle 3.2.3.3.1-4: Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten, 2000 – 2050, in %

	Gas*	Öl	Fern- wärme	elektr. Wärme- pumpe	Holz	Solar- thermie	andere
<b>Ein- und Zweifamilienhäuser</b>							
2000/05	74,4	17,1	3,4	2,0	1,3	0,2	1,6
2006/10	62,7	6,6	4,0	18,2	6,3	0,6	1,5
2011/20	42,4	2,6	5,1	36,0	9,8	2,4	1,6
2021/25	34,1	2,0	5,3	37,2	13,2	6,7	1,5
2026/30	30,4	2,0	5,0	39,0	13,8	8,3	1,5
2031/40	26,1	1,0	4,6	42,3	14,0	10,4	1,6
2041/50	23,8	1,0	4,2	42,5	14,0	12,9	1,6
<b>Mehrfamilienhäuser</b>							
2000/05	76,4	6,5	15,2	0,5	0,3	0,1	1,1
2006/10	68,0	2,6	20,4	4,5	3,6	0,3	0,5
2011/20	53,0	1,1	24,5	13,3	5,3	2,1	0,7
2021/25	50,4	1,0	23,9	14,0	6,1	3,8	0,8
2026/30	48,7	1,0	22,9	16,1	6,4	4,3	0,6
2031/40	46,1	1,0	19,8	20,2	6,5	5,9	0,4
2041/50	42,6	1,0	15,0	25,4	7,3	8,2	0,5

\* inkl. Biogas

Quelle: StaBu 2012a, Prognos/EWI/GWS 2014

Die Energieträgerstruktur des Wohnflächenbestandes verschiebt sich außer durch Neubauten und Abgänge auch durch **Substitutionsvorgänge** innerhalb bestehender Gebäude. Generell ist davon auszugehen, dass die Substitution des vorhandenen Energieträgers nur dann erfolgt, wenn er gegenüber der Konkurrenzenergie deutliche Kosten- oder Handlungsnachteile aufweist. Dies ist insofern wichtig, weil die Zahl der Wohnungen, in denen ein Ersatz der Altanlagen (Einzelöfen und Zentralanlagen) ansteht, deutlich größer ist als der Zugang von Heizanlagen für Wohnungen in Neubauten.

Bei allen für die Raumwärmeerzeugung wichtigen Energieträgern ist der Marktanteil von **Einzelöfen** gegenüber den Zentralheizungen rückläufig. Die Einzelheizungen werden bis auf Restbestände verschwinden. Auch bei den Stromspeicherheizungen ist von deutlichen Substitutionsverlusten auszugehen.

Bei **zentralen Heizungssystemen** werden in erster Linie Kohle und Öl substituiert. Die Substitutionsgewinner sind vorerst Erdgas, elektrische Wärmepumpen und die Fernwärme. Ab etwa 2030 er-

leiden auch Gas und aufgrund der abnehmenden Wärmedichte die Fernwärme geringe Substitutionsverluste.

Tabelle 3.2.3.3.1-5: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes, 2011 – 2050, Anteile in % und Wohnfläche in Mio. m<sup>2</sup>

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	11%	12%	12%	13%	13%	12%
Heizöl	28%	21%	19%	17%	13%	11%
Gas (inkl. Biogas)	50%	52%	52%	52%	52%	51%
Kohle	1%	1%	1%	1%	0%	0%
Holz	3%	5%	5%	6%	7%	8%
Strom konventionell*	4%	3%	3%	2%	2%	1%
elektrische Wärmepumpe	2%	5%	7%	9%	12%	14%
Solarthermie	0%	1%	1%	1%	2%	3%
ohne Heizung**	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Wohnfläche (Mio. m<sup>2</sup>)</b>						
Fernwärme	400	456	479	499	510	479
Heizöl	1.039	827	736	659	539	436
Gas (inkl. Biogas)	1.874	2.022	2.063	2.085	2.078	2.029
Kohle	44	31	27	23	17	14
Holz	120	183	210	234	274	299
Strom konventionell*	155	121	104	87	64	51
elektrische Wärmepumpe	81	207	274	345	474	572
Solarthermie	8	24	35	48	75	100
ohne Heizung**	0	1	1	2	2	3
<b>Insgesamt</b>	<b>3.720</b>	<b>3.872</b>	<b>3.931</b>	<b>3.983</b>	<b>4.033</b>	<b>3.983</b>

\* Stromdirektheizungen, Nachtstromspeicherheizungen u.ä.

\*\* unter anderem Niedrigstenergiehäuser, Passivhäuser oder Ferienhäuser ohne konventionelles Heizsystem

Quelle: StaBu 2012c, Prognos/EWI/GWS 2014

Neubautätigkeit, Abrisse und Substitution führen zusammen im Bestand zu den in Tabelle 3.2.3.3.1-5 gezeigten **Strukturverschiebungen**. Gas bleibt der wichtigste Energieträger. Der Marktanteil der mit Gas beheizten Flächen nimmt zwischen 2011 und 2030 um 2 %-Punkte zu, der Anteil steigt auf 52 %. Nach 2030 beginnt der Anteil leicht zu sinken. Die Fernwärme zeigt eine vergleichbare Entwicklung: Einer geringen Zunahme bis 2040 folgt ein leichter Rückgang bis 2050. Die Bedeutung von Öl als Heizenergieträger verringert sich deutlich, bis 2030 sinkt der Anteil auf 17 % (Anteil 2050: 11 %). Kohle- und Stromspeicherheizungen verschwinden bis 2030 weitgehend vom Markt. Hingegen wachsen die Anteile von Holz (+3 %-Punkte) und von elektrischen Wärmepumpen (+6,5 %-Punkte) deutlich an.

### *Energetische Qualität der Wohnflächen*

Die energetische Qualität eines Gebäudes drückt sich im spezifischen Heizwärmeleistungsbedarf und dem daraus abgeleiteten spezifischen **Heizwärmebedarf** aus. In der Praxis weist der spezifische Heizwärmebedarf eine erhebliche Bandbreite auf, sogar bei baulich gleichen Gebäuden, weil neben objektiven Kriterien wie Gebäudeform, Gebäudealter, den verwendeten Baumaterialien, dem Erhaltungszustand und durchgeführten Sanierungsmaßnahmen auch subjektive Einflussfaktoren eine Rolle spielen wie beispielsweise die gewünschte Innentemperatur oder das Lüftungsverhalten.

Die **Veränderung des Heizwärmebedarfs** aller Gebäude bzw. Wohnflächen lässt sich im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückführen:

- a) Als Folge höherer Anforderungen durch die entsprechenden Verordnungen und trendmäßig gestiegenen Energiepreise geht der **spezifische Heizwärmebedarf neuer Gebäude** seit Anfang der 70er Jahre zurück.
- b) Die energetische Sanierung bestehender Wohnungen und Gebäude reduziert den **spezifischen Heizwärmebedarf des Altbestandes**.

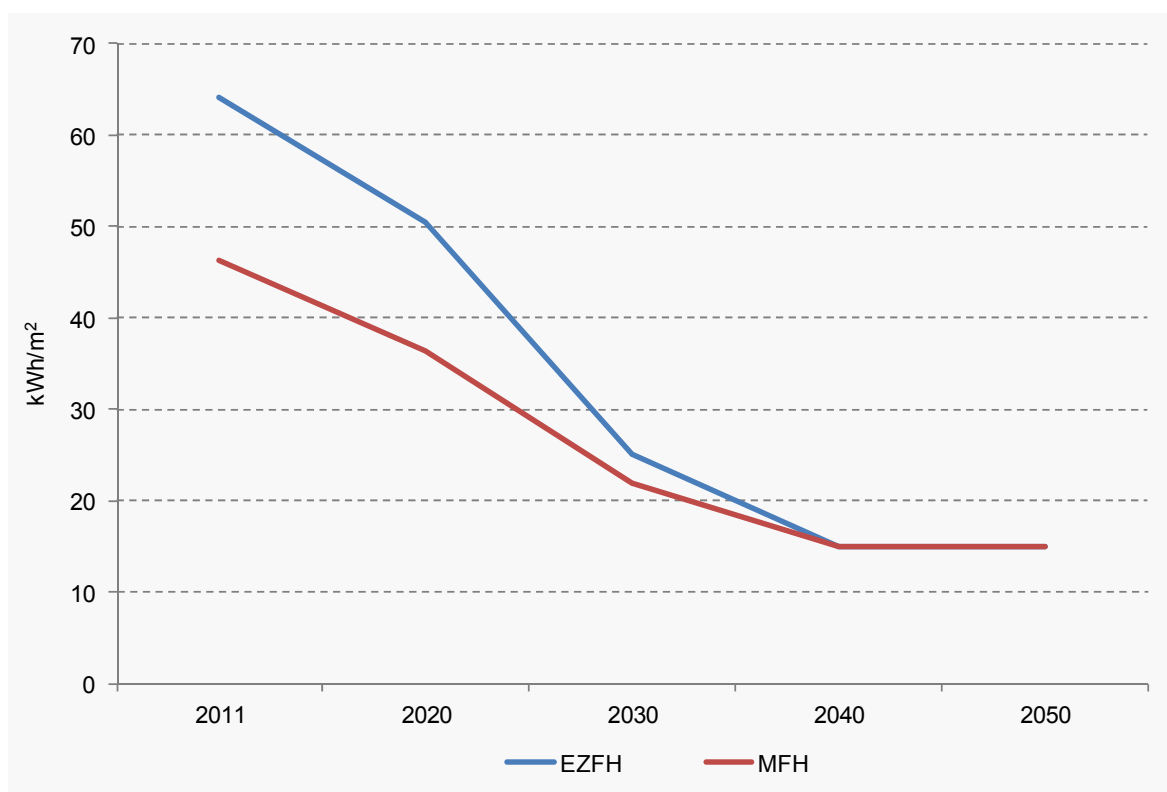
#### a) Neubau

In Zukunft ist eine **weitere deutliche Absenkung des Heizwärmebedarfs** zu erwarten. Hierbei spielen gesetzliche Vorschriften eine bedeutende Rolle. Relevant für Neubauten sind seit 2002 die Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) und die nachfolgenden Novellierungen. Die EnEV fasste die bis dahin geltende Wärmeschutzverordnung von 1995 und die Heizanlagenverordnung zusammen und verschärfte stufenweise den energetischen Stand der Praxis bei der Gebäudehülle und den Heizanlagen. Da die EnEV bei der Verringerung des Primärenergieverbrauchs ansetzt, lässt sie Bauherren und Architekten einen größeren Spielraum bei der Realisierung der Standards als dies mit den alten Verordnungen möglich war. Die EnEV bildet auch den Rahmen für die Regelung der Gebäude-Energieausweise. Durch den Energiebedarfsausweis werden neue Gebäude (im Falle von Änderungen oder Erweiterungen auch bestehende Gebäude) hinsichtlich ihrer energie- und umweltspezifischen Qualität gekennzeichnet. Dadurch soll das Bewusstsein für das Thema Energieverbrauch geweckt und perspektivisch erreicht werden, dass Energieverbrauchsanforderungen und tatsächlicher Energieverbrauch näher beieinander liegen.

Bei der Fortschreibung wurde eine weitere deutliche Verringerung der Heizwärmebedarfe bei Neubauten innerhalb des Betrachtungs-

tungszeitraums unterstellt. Es wurde von weiteren **Novellierungen der EnEV** ausgegangen (2014 und 2017). Ab 2021 sollen, entsprechend der europäischen Gebäuderichtlinie, nur noch Niedrigstenergiehäuser gebaut werden dürfen (Abbildung 3.2.3.3.1-1). Am Ende des Prognosezeitraums liegen die Heizwärmebedarfe im Mittel bei den Ein- und Zweifamilienhäusern um rund 60 % und bei den Mehrfamilienhäusern um rund 50 % unter den Anforderungen in 2011. Nach 2030 wird von einer weiteren Absenkung des spezifischen Heizwärmebedarfs ausgegangen, sodass längerfristig der Passivhausstandard erreicht wird (15 kWh/m<sup>2</sup>).

Abbildung 3.2.3.3.1-1: Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfs für neu errichtete Gebäude (EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus), 2011 – 2050, in kWh/m<sup>2</sup>



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### b) Bestand

Aufgrund von **energetischen Sanierungen** der Gebäudehülle verringert sich der Heizwärmebedarf der bestehenden Gebäude. Die Sanierungshäufigkeit hängt in erster Linie vom Gebäudealter und der Gebäudeart ab. In der Regel werden Mehrfamilienhäuser in kürzeren Abständen energetisch saniert als Ein- und Zweifamilienhäuser.

Zur Häufigkeit von energetischen Gebäudesanierungen gibt es keine amtliche Statistik. In einer Meta-Studie von Krauß et al. 2012

werden die jährlichen Erneuerungsraten energetisch relevanter Bauteile verschiedener Studien verglichen und zu „gemittelten“ **Sanierungsraten** für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie Mehrfamilienhäuser aggregiert. Dazu werden die jährlichen Sanierungsraten der einzelnen Bauteile mit den vom IWU vorgeschlagenen Gewichtungsfaktoren multipliziert (IWU/BEI 2010; S. 73) und zu Gesamtanierungsraten aggregiert. Gemäß dieser Abschätzung ergibt sich für den Zeitraum 2001 bis 2010 für die Ein- und Zweifamilienhäuser eine jährliche Sanierungsrate von 1,3 % und für die Mehrfamilienhäuser von 1,7%.

Für die energetische Sanierungsrate der Gebäudehülle spielen der Austausch der Heizungsanlagen und der Heizungs- und Wasserrohre keine Rolle. Werden diese Bauteile bei der Aggregation nicht berücksichtigt, ergeben sich für die Ein- und Zweifamilienhäuser eine Rate von 1,1 % und für die Mehrfamilienhäuser von 1,3 % (Tabelle 3.2.3.3.1-6).

*Tabelle 3.2.3.3.1-6: Sanierungshäufigkeit von Bauteilen nach Gebäudetyp für den Wohnungsbestand im Jahre 2001 – 2010, in %*

	Sanierungsrate p.a.	Gewichtungsfaktor nach IWU	gewichtete Sanierungsrate
<b>Ein- und Zweifamilienhäuser</b>			
Fenster	2,1%	10%	0,21%
Dach	1,3%	20%	0,26%
Keller	0,4%	10%	0,04%
Aussenwand	1,0%	45%	0,45%
Heizung	2,7%	12%	0,32%
Dämmung der Leitungen	1,0%	3%	0,03%
<b>Gesamt-Sanierungsrate</b>			<b>1,3%</b>
<b>Gesamt-Sanierungsrate ohne Heizung/Leitungen</b>			<b>1,1%</b>
<b>Mehrfamilienhäuser</b>			
Fenster	2,5%	10%	0,25%
Dach	2,0%	20%	0,40%
Keller	0,3%	10%	0,03%
Aussenwand	1,0%	45%	0,45%
Heizung	3,6%	15%	0,54%
Dämmung der Leitungen	k.a.	k.a.	k.a.
<b>Gesamt-Sanierungsrate</b>			<b>1,7%</b>
<b>Gesamt-Sanierungsrate ohne Heizung/Leitungen</b>			<b>1,3%</b>

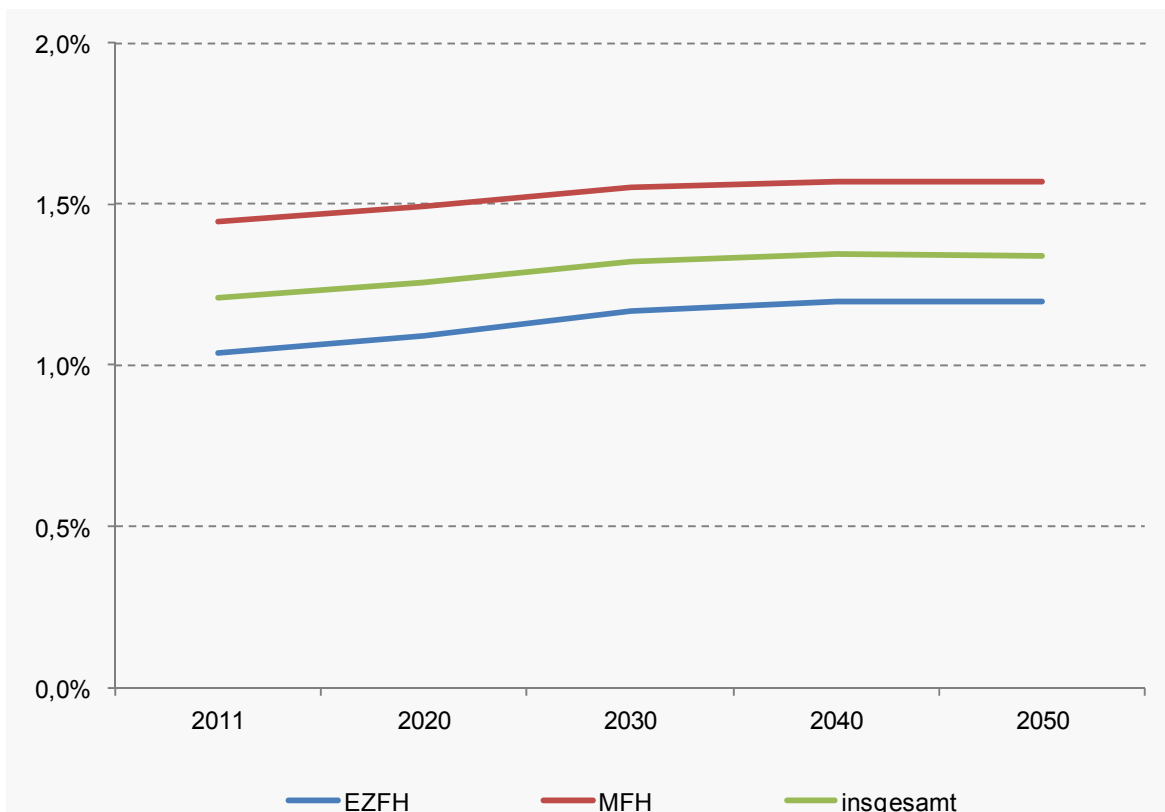
Quelle: Krauß 2012, Prognos/EWI/GWS 2014

Die in der Referenzprognose verwendete Definition von Sanierungsrate bezieht sich auf **Vollsanierungsäquivalente**: Die Sanierungen einzelner Bauteile (Fassade, Fenster, Dach, Keller/Boden) werden als aggregierte Vollsanierungen dargestellt und auf die

Wohnfläche umgerechnet. Die Sanierungsrate bezieht sich auf den gesamten Gebäudebestand (Alt- und Neubau). Für ältere Baualterklassen werden höhere Sanierungsraten angenommen, für jüngere niedrigere Sanierungsraten. Anders als bei Krauß et al. wird in der Referenzprognose bei den Ein- und Zweifamilienhäusern von einer leicht tieferen Sanierungsrate ausgegangen (1,0 %). Die konservative Schätzung wird begründet durch den Abgleich mit den Ergebnissen der Studie von IWU/BEI (2010). Gemäß diesen Ergebnissen lag die mittlere Sanierungsrate im Gesamtwohnungsbestand in den Jahren 2000 bis 2008 unter 1 %.

Die Entwicklung der **mittleren Sanierungsrate** im Zeitraum 2011 bis 2050 nach Gebäudetypen ist in Abbildung 3.2.3.3.1-2 dargestellt. Im Zeitraum 2011 bis 2030 werden die Bundesmittel für die KfW zur Förderung von energetischen Sanierungen verstetigt (1,5 Mrd. EUR/Jahr). Die KfW konnte ihren Förderhebel in den letzten Jahren steigern. Es wird von einem Förderanteil von rund 15 % ausgegangen (Faktor Bundesmittel zu ausgelösten Investitionen). Die mittlere jährliche Sanierungsrate steigt deshalb im Zeitraum bis 2030 auf 1,25 %. Aufgrund von wirtschaftlichen Anreizen und des anhaltenden politischen und gesellschaftlichen Willens erhöht sich die Rate bis 2050 auf 1,35 %/Jahr. Die angestrebte Verdopplung der Sanierungsrate auf rund 2 % wird verfehlt.

Abbildung 3.2.3.3.1-2: Mittlere energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp (EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus), 2011 – 2050, in % p.a.



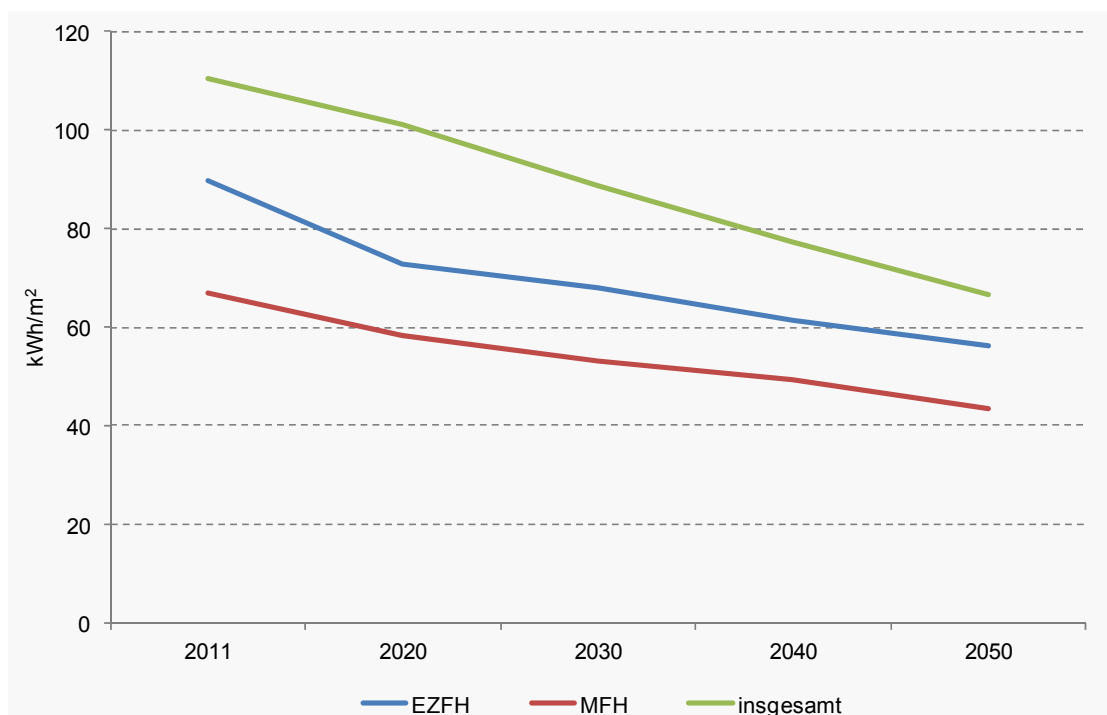
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014



Neben der Sanierungsrate spielt die **Sanierungseffizienz** eine entscheidende Rolle für die Entwicklung des Heizwärmebedarfs des Gebäudebestands. Die Sanierungseffizienz ist ein Maß für die Verbesserung des Heizwärmebedarfs eines Gebäudes je Sanierungsfall (Sanierungserfolg). Sie gibt Auskunft, um wie viel Prozent der Heizwärmebedarf durch eine Vollsanierung gegenüber dem unsanierten Ausgangszustand reduziert wird (Sanierungserfolg). Die Sanierungseffizienz ist abhängig vom Ausgangsniveau des unsanierten Gebäudes und vom Zeitpunkt der Sanierung. Je später die Sanierung erfolgt, desto größer ist in der Regel der relative Einsparerfolg, weil durch den technischen Fortschritt auch bei Sanierungen erhebliche Verbesserungen durch Dämmmaßnahmen möglich werden. Der Umfang der Sanierungsmaßnahmen spielt dabei ebenfalls eine wichtige Rolle. Wie erwähnt, werden in den vorliegenden Modellrechnungen Teilsanierungen zu Vollsanierungsäquivalenten aggregiert.

Der maximale Energiebedarf von umfassend sanierten Gebäuden wird in der EnEV definiert. Aktuell liegen die maximal zulässigen Bedarfswerte bei sanierten Gebäuden um 40 % über denjenigen für Neubauten. Auch bei der Sanierungseffizienz gilt, dass bei älteren Gebäudealtersklassen, die vor der Sanierung tendenziell mehr Energie verbrauchen, der Sanierungserfolg größer ist als bei jüngeren Gebäudealtersklassen.

*Abbildung 3.2.3.3.1-3: Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfs für sanierte Gebäude in Abhängigkeit des Sanierungszeitpunkts (Vollsanierungen, Erst- und Zweitsanierungen, EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH= Mehrfamilienhaus) sowie der Mittelwert des Gebäudebestands, 2011 – 2050, in kWh/m<sup>2</sup>*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Aufgrund des technischen Fortschritts und den damit verbundenen steigenden gesetzlichen Anforderungen reduzieren sich im Zeitverlauf die **Heizwärmebedarfe der vollsanierten Gebäude** (Abbildung 3.2.3.3.1-3). Der spezifische Heizwärmebedarf der sanierten Gebäude verringert sich bis 2030 bei Ein- und Zweifamilienhäusern auf 68 kWh/m<sup>2</sup> (2050: 56 kWh/m<sup>2</sup>) und bei Mehrfamilienhäusern auf 53 kWh/m<sup>2</sup> (2050: 44 kWh/m<sup>2</sup>). Entsprechend steigt die Sanierungseffizienz. Bei den Ein- und Zweifamilienhäusern erhöht sie sich bis ins Jahr 2030 im Mittel auf 47 % (2050: 50 %), bei den Mehrfamilienhäusern auf 49 % (2050: 53 %).

#### *Energetische Qualität der Heizanlagen*

Die energetische Qualität von Heizungsanlagen wird durch den **Jahresnutzungsgrad** ausgedrückt und stellt einen über das Jahr gemittelten Gesamtwirkungsgrad des Heizsystems dar. Der Jahresnutzungsgrad ist definiert durch die Relation von Nutzenergieverbrauch (=genutzte Wärme) zu Endenergieverbrauch (=eingesetzte Energie der „Brennstoffe“). Die Angaben zu den **Nutzungsgraden** von Heizanlagen unterscheiden zwischen dem Durchschnittswert für den Gesamtanlagenbestand und den Werten für neue Systeme, die in der Regel die eingesetzte Energie erheblich besser nutzen als Altanlagen. Bei Brennwertkesseln liegen die entsprechenden Werte im Bereich von 100 % und darüber (bezogen auf den unteren Heizwert, ohne Bereitschafts- und Verteilverluste). Da diese Kessel die Verdampfungsenergie (latente Wärme) des im Rauchgas enthaltenen Wassers durch Kondensation zurückgewinnen, sind Nutzungsgrade über 100 % möglich (Gas- bzw. Ölbrennwertkessel).

Addiert man zum Nutzungsgrad die **Bereitschafts- und Verteilverluste** in einer Größenordnung von 3 % bis 8 % hinzu, erhält man den Jahresnutzungsgrad der Heizanlage.

Die Prognose geht davon aus, dass der **mittlere Jahresnutzungsgrad** von neuen **Erdgas-Zentralheizungen** bis 2020 auf nahezu 100 % steigt. Dies impliziert, dass überwiegend Brennwertgeräte eingesetzt werden. Da ab 2020 vermehrt alternative Gasttechnologien wie Mini- und Mikro-KWK (und Brennstoffzellen) eingesetzt werden, deren thermischer Wirkungsgrad deutlich unter 80 % liegt, nimmt der mittlere Nutzungsgrad der neuen Erdgas-Zentralheizungen wieder leicht ab.

Bei den **elektrischen Wärmepumpen** wird noch ein erhebliches technisches Potenzial gesehen. Durch leistungsgeregelte Wärmepumpen, Niederhub-Wärmepumpen oder durch die Kombination mit Wärmespeichern lassen sich in Zukunft noch deutlich höhere Nutzungsgrade erzielen. Der mittlere Jahresnutzungsgrad der elektrischen Wärmepumpen steigt bis 2030 auf rund 380 % und erhöht sich bis 2050 auf 430 %. Tabelle 3.2.3.3.1-7 zeigt die

durchschnittlichen energieträgerspezifischen Nutzungsgrade für den Anlagenbestand.

*Tabelle 3.2.3.3.1-7: Mittlere Jahresnutzungsgrade nach Energieträgern und Heizsystemen, 2011 – 2050, in %*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	96%	96%	96%	96%	96%	96%
Öl-Zentralheizung	83%	89%	93%	96%	98%	98%
Gas-Zentralheizung	88%	95%	98%	98%	97%	96%
Kohle-Zentralheizung	73%	75%	76%	77%	79%	81%
Holz-Zentralheizung	82%	84%	84%	85%	85%	85%
el. Wärmepumpe	296%	335%	356%	378%	410%	429%
Solarthermie*	93%	93%	93%	93%	93%	93%
Öl-Einzelheizung	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Gas-Einzelheizung	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Kohle-Einzelheizung	65%	65%	65%	65%	65%	65%
Holz-Einzelheizung	65%	65%	65%	65%	65%	65%
<b>Insgesamt</b>	<b>87%</b>	<b>93%</b>	<b>96%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>
insgesamt exkl. Umgebungswärme **	88%	96%	101%	104%	106%	108%

\* analog zu den anderen Heizsystemen inkl. Speicher- und Verteilverluste

\*\*Elektrische Wärmepumpen nutzen für die Wärmeerzeugung die Energieträger Strom (zum Antrieb des Elektromotors) und Umgebungswärme aus Boden, Luft oder Wasser. Wird die erzeugte Wärme nur auf den eingesetzten Strom bezogen (enthalten in Zeile „insgesamt exkl. Umgebungswärme“), fällt der Jahresnutzungsgrad einer Wärmepumpe höher aus, als wenn die Bezugsgröße auch die genutzte Umgebungswärme (enthalten in Zeile „Insgesamt“) enthält.

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### *Zusatzheizungen (Kaminholz, mobile Stromheizungen)*

Der Großteil des Energieholzes wird nicht in dezentralen oder zentralen Primär-Heizsystemen, sondern in Zusatzheizungen verbrannt, z.B. in Kachelöfen, (offenen) Heizkaminen oder Kaminöfen. Häufig werden diese genutzt, um den Verbrauch des Hauptenergieträgers zu reduzieren. Dieser „Kaminholz“-Verbrauch hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Die Verschärfung der Rauchgas-Vorschriften in 2014 dürfte die Entwicklung bremsen. Bis ins Jahr 2030 erhöht sich der Kaminholzverbrauch um rund 10 PJ auf 190 PJ. Aufgrund der verbesserten Gebäudehüllen wird mittel- bis langfristig die Nachfrage nach Kaminholz wieder abnehmen (2050: 164 PJ). Mobile Strom-Direktheizungen dienen ebenfalls als Zusatzheizungen. Der Verbrauch weist eine leicht abnehmende Tendenz auf.

### *Klima*

In der Prognose und im Trendszenario wird von einer **Klimaerwärmung** ausgegangen. Das wärmere Klima dämpft die Nachfrage nach Raumwärme. Auf Basis einer vom UBA in Auftrag ge-

geben Studie (UBA 2008) wurde versucht abzuschätzen, wie stark sich der Raumwärmeverbrauch anhand der angenommenen Klimaveränderung verringert. Die jährliche Gradtagszahl verringert sich bis 2050 gegenüber dem Zeitraum 1990 bis 2010 um rund 15 %. Entsprechend wurde eine Reduktion des Heizwärmebedarfs bis 2050 um 15 % angenommen. Für den Zeitraum 2011 bis 2050 wurde von einer linearen Abnahme ausgegangen.

#### *Endenergieverbrauch für Raumwärme*

Der **Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme** wird durch die Verknüpfung von Wohnflächen, Heizwärmebedarfen, Anlagennutzungsgraden und dem Korrekturfaktor für das Klima ermittelt (Tabelle 3.2.3.3.1-8). Der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme geht zwischen 2011 und 2030 stetig zurück. Bis ins Jahr 2030 reduziert sich der Raumwärmeverbrauch um 21 % auf 1.356 PJ). Dies bedeutet eine durchschnittliche Reduktion des gemittelten Verbrauchs für Raumwärme je Quadratmeter Wohnfläche von 1,5 % p.a. (1,7 % p.a. ohne Kaminholz und Direktheizungen).

**Erdgas bleibt der wichtigste Energieträger** in der Raumwärmelerzeugung der privaten Haushalte. Der Anteil geht von 44,1 % in 2011 auf 40,6 % in 2030 zurück (Anteil 2050: 36,2 %). Ein Teil des Rückgangs ist auf die Beimischung von Biogas zurückzuführen. Der Biogas-Anteil am Gas steigt bis 2030 auf rund 6 %. Der Anteil von Biogas am Raumwärmeverbrauch insgesamt erhöht sich dadurch auf 2,5 % (Anteil 2050: 4,8 %).

Deutlich rückläufig verhält sich im Prognosezeitraum der **Verbrauch an leichtem Heizöl** (-235 PJ; -55 %). Der Anteil von Heizöl am Raumwärmeverbrauch verringert sich dadurch um 11 %-Punkte. Der Anteil von **Strom** verändert sich nicht wesentlich: Die Zunahme des Stromverbrauchs durch elektrische Wärmepumpen wird kompensiert durch den Ersatz von vergleichsweise ineffizienten konventionellen Stromheizungen (z.B. Nachtspeicherheizungen). Deutliche Zunahmen zeigen sich beim **Holz** (+35 PJ; +15 %) und bei der von Wärmepumpen genutzten **Umgebungswärme** (+48 PJ; +265 %).

Tabelle 3.2.3.3.1-8: Energieverbrauch für Raumwärme nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	141	155	151	144	122	94
Heizöl	426	299	238	191	130	86
Erdgas	756	693	616	551	446	353
Biogas	0	19	26	33	43	47
Kohle	54	29	24	18	11	8
Holz	59	81	84	84	81	73
Strom ohne Wärmepumpen	53	40	32	25	15	10
Strom Wärmepumpen	9	17	19	21	22	21
Umgebungswärme*	18	44	55	66	78	81
Solarthermie	3	10	14	19	24	25
<b>Summe</b>	<b>1.519</b>	<b>1.388</b>	<b>1.259</b>	<b>1.153</b>	<b>972</b>	<b>799</b>
+ Kaminholz	180	198	195	190	178	164
+ mobile Strom-Direktheizungen	13	13	13	13	13	12
<b>Insgesamt</b>	<b>1.712</b>	<b>1.599</b>	<b>1.467</b>	<b>1.356</b>	<b>1.163</b>	<b>976</b>

\* Durch Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme. Diese wird in den übrigen Kapiteln unter dem Begriff „Wärmepumpen/Geothermie“ aufgeführt.

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.3.3.2 Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser

#### Warmwasserbedarf

Leitvariable für die Prognose des Warmwasserbedarfs der Haushalte ist die Bevölkerung. Der Warmwasserverbrauch wird in erheblichem Ausmaß durch das individuelle Verhalten der Verbraucher und die Art des Warmwasserversorgungssystems beeinflusst. Die Witterungsverhältnisse haben keinen wesentlichen Einfluss und können vernachlässigt werden. Das Verbrauchsverhalten ist im Bevölkerungsdurchschnitt relativ stabil, trotz großer Unterschiede im individuellen Nutzerverhalten. Aus diesem Grunde wird der Pro-Kopf-Verbrauch als Basisgröße für die Prognose zugrunde gelegt. Zu beachten sind allerdings systematische Unterschiede im Nutzerverhalten bei zentralen und dezentralen Brauchwassersystemen.

Folgende **Annahmen** liegen der Prognose der spezifischen Warmwasserverbrauchsmenge pro Person und Tag (in Liter) zugrunde:

- Der **spezifische Warmwasserverbrauch pro Kopf** ist höher bei zentralen Warmwasserversorgungssystemen als bei der dezentralen Warmwassererzeugung in Einzelgeräten. Bei den

Einzelgeräten ergeben sich zusätzliche Differenzierungen zwischen den komfortableren Heißwasserbereitern (Gas, Strom) einerseits und den „alten“ Systemen (Kohle, Holz) andererseits.

- Im Prognosezeitraum **steigt der spezifische Warmwasserverbrauch pro Kopf** leicht an. Bei den zentralen Systemen erhöht sich der Verbrauch pro Kopf von rund 46 Liter pro Tag auf knapp 50 Liter pro Tag. Steigende Pro-Kopf-Verbräuche weisen auch die komfortablen dezentralen Systeme auf. Bei ihnen nähern sich die Verbrauchswerte langfristig denjenigen zentraler Systeme an. Bei den unkomfortablen Einzelsystemen (Holz, Kohle) verändern sich die Pro-Kopf-Verbräuche nicht (25 Liter pro Tag).

#### *Versorgungsstruktur*

Bei zentralbeheizten Wohnungen wird für die Warmwasserbereitung meist derselbe Energieträger eingesetzt wie für die Raumwärmeerzeugung. Die **Energieträgerstruktur der Warmwassererzeugung** orientiert sich deshalb an der Beheizungsstruktur der Wohnflächen. Wegen der systematischen Abweichungen bei den spezifischen Pro-Kopf-Verbräuchen wird zudem zwischen zentral und dezentral mit Warmwasser versorgten Wohnungen unterschieden.

**Basis für die Prognose** der durch eine zentrale Warmwasserbereitung versorgten Haushalte ist der **Wohnungsbestand nach Energieträgern und Heizsystemen** (Beheizungsstruktur). Diesen Wohnungen werden die darin lebenden Haushalte bzw. die darin lebende Wohnbevölkerung zugeordnet.

Ausgehend davon wird angenommen, dass der **Anteil der Wohnungen mit zentraler Warmwasserversorgung auf Basis der konventionellen Heizsysteme** Öl, Gas, Kohle, Wärmepumpe und Fernwärme stagniert oder leicht zurückgeht. Damit ist der Teil der Haushalte und Bevölkerung festgelegt, der über ein konventionelles Zentralsystem mit Warmwasser versorgt wird. Eine Ursache für den kleiner werdenden Anteil dieser Systeme ist die abnehmende Tendenz bei der Kopplung zwischen Heizungs- und Warmwasseranlagen, weil die Anzahl solarthermischer Anlagen zunimmt, in der Regel in Form von Kombi-Anlagen. In diesen Fällen liefert das Heizungssystem nur noch denjenigen Anteil des Warmwasserverbrauchs, der nicht durch die solarthermische Anlage gedeckt werden kann. Zudem wird zukünftig zunehmend überschüssiger PV-Strom mittels eines elektrischen Heizstabs als Wärme im Warmwasserboiler gespeichert. Auch dies führt zu einem Rückgang des Anteils der konventionellen Zentralsysteme, respektive des Verbrauchsanteils dieser Heizsysteme.

In den übrigen Haushalten erfolgt die Warmwasserversorgung durch **konventionelle dezentrale Systeme**. Bis ins Jahr 2050 verschwinden die dezentralen Warmwasserbereitungsanlagen auf Basis von Kohle-, Holz- und Ölöfen fast vollständig aus dem Bestand. Die konventionellen Elektrowarmwasserbereiter verlieren ebenfalls an Bedeutung. Dieser Rückgang wird mittelfristig kompensiert durch elektrische Heizstäbe in Zentralsystemen, die durch Überschuss-PV-Strom gespeist werden.

In Tabelle 3.2.3.3.2-1 ist die Entwicklung der Versorgungsstruktur für Warmwasser im Zeitraum 2011 bis 2050 abgebildet. **Solaranlagen und (Brauchwasser-)Wärmepumpen** gewinnen Marktanteile. Bestehende Kostennachteile dieser Anlagen verringern sich bei steigenden Energiepreisen. Zwischen 2011 und 2030 nimmt der Anteil von Wärmepumpen an der Versorgung von 2 % auf 7 % zu (2050: 16 %), derjenige von Solaranlagen erhöht sich von 5 % auf 11 % (2050: 22 %).<sup>8</sup>

Der Anteil der Bevölkerung, die mit fossilen Systemen versorgt wird, ist rückläufig. Der Anteil mit Gas verringert sich im Zeitraum 2011 bis 2030 von 38 % auf 34 % (2050: 28 %), der Anteil von Öl geht von 17 % auf 9 % zurück (2050: 4 %).

---

8 Solare Brauchwasserbereiter decken bei Ein- und Zweifamilienhäusern im Allgemeinen rund 50 % bis 70 % des jährlichen Warmwasserbedarfs. Bei Mehrfamilienhäusern ist der Anteil in der Regel geringer. Deshalb entspricht die Zahl der effektiv mit Solaranlagen (teil-)versorgten Haushalte etwa dem 2-fachen der ausgewiesenen (rechnerisch vollversorgten) Haushalte. Bei Strom ohne WP handelt es ebenfalls um die rechnerisch vollversorgte Bevölkerung, d.h. inkl. der Anteile der mittels PV-Strom basierten Heizstäbe in konventionellen Systemen.

Tabelle 3.2.3.3.2-1: Struktur der Warmwasserversorgung der Wohnbevölkerung nach Energieträgern, 2011 – 2050, in Tsd. Personen, Anteile in %

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Wohnbevölkerung (1.000)</b>	<b>80.155</b>	<b>79.396</b>	<b>78.914</b>	<b>78.181</b>	<b>76.076</b>	<b>73.141</b>
Fernwärme	7.427	7.739	7.812	7.819	7.449	6.645
Heizöl	13.525	9.813	8.277	6.998	4.838	3.086
Gas	30.751	29.584	28.061	26.680	23.673	20.826
Kohle	242	180	143	110	58	23
Holz	849	1.209	1.310	1.406	1.518	1.531
Strom ohne Wärmepumpe	20.627	21.215	21.634	20.920	18.327	12.979
el. Wärmepumpe	1.689	3.229	4.293	5.410	8.023	11.932
Solarthermie	4.354	6.264	7.383	8.837	12.191	16.119
ohne Warmwasserversorgung	693	162	0	0	0	0
<b>Insgesamt</b>	<b>80.155</b>	<b>79.396</b>	<b>78.914</b>	<b>78.181</b>	<b>76.076</b>	<b>73.141</b>
<b>in %</b>						
Fernwärme	9%	10%	10%	10%	10%	9%
Heizöl	17%	12%	10%	9%	6%	4%
Gas	38%	37%	36%	34%	31%	28%
Kohle	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Holz	1%	2%	2%	2%	2%	2%
Strom ohne Wärmepumpe	26%	27%	27%	27%	24%	18%
el. Wärmepumpe	2%	4%	5%	7%	11%	16%
Solarthermie	5%	8%	9%	11%	16%	22%
ohne Warmwasserversorgung	1%	0%	0%	0%	0%	0%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der Prognose der **Nutzungsgrade** von Warmwassersystemen liegen die folgenden Annahmen zugrunde:

- Als Folge **besser gedämmter Warmwasserspeicher** nehmen bei zentralen Systemen die Bereitschaftsverluste ab. In Verbindung mit höheren Kesselwirkungsgraden (Brennwertanlagen) und Leistungszahlen bei Wärmepumpen steigt dadurch die **Energieeffizienz von zentralen Systemen** deutlich an.
- Die **Energieeffizienz von dezentralen Systemen** nimmt nur noch wenig zu, da dort bereits heute die Einsparpotenziale weitgehend ausgeschöpft sind.

Hierbei ist zu beachten, dass die Nutzungsgrade bei zentralen Warmwassersystemen aufgrund der Bereitschaftsverluste teilweise niedriger liegen als die Nutzungsgrade der entsprechenden



dezentralen Systeme (gilt für Strom konventionell und für Gas ohne Brennwertanlagen).

Tabelle 3.2.3.3.2-2: Jahresnutzungsgrade in der Warmwasserversorgung nach Energieträgern, 2011 – 2050, in %

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	79%	80%	81%	81%	82%	83%
Öl-Zentralheizung	66%	73%	77%	79%	83%	84%
Gas-Zentralheizung	74%	82%	84%	86%	86%	87%
Kohle-Zentralheizung	54%	56%	57%	58%	60%	63%
Holz-Zentralheizung	61%	63%	63%	64%	65%	66%
Strom	92%	92%	92%	92%	92%	92%
el. Wärmepumpe	213%	229%	239%	249%	269%	289%
Solarthermie	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Öl dezentrales System	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Gas dezentrales System	75%	77%	78%	79%	79%	79%
Kohle dezentrales System	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Holz dezentrales System	40%	40%	40%	40%	40%	40%
<b>Insgesamt</b>	<b>78%</b>	<b>84%</b>	<b>86%</b>	<b>88%</b>	<b>89%</b>	<b>91%</b>
Insgesamt exkl. Umgebungswärme*	79%	86%	89%	91%	95%	101%

\* Elektrische Wärmepumpen nutzen für die Wärmeerzeugung die Energieträger Strom (zum Antrieb des Elektromotors) und Umgebungswärme aus Boden, Luft oder Wasser. Wird die erzeugte Wärme nur auf den eingesetzten Strom bezogen (enthalten in Zeile „insgesamt exkl. Umgebungswärme“), fällt der Jahresnutzungsgrad einer Wärmepumpe höher aus, als wenn die Bezugsgröße auch die genutzte Umgebungswärme (enthalten in Zeile „Insgesamt“) enthält.  
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Ein Teil des **Warmwasserverbrauchs von Waschmaschinen und Geschirrspülern** wird zukünftig nicht mehr von den Elektrogeräten, sondern durch das Warmwassersystem bereit gestellt. Durch den Anschluss der Elektrogeräte an das Warmwassersystem verlagert sich der Energieverbrauch in Richtung Warmwasser. Bis ins Jahr 2030 erhöht sich dadurch der Energiebedarf für Warmwasser um rund 5,5 % (2050: 6,5 %).

Der **Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser** insgesamt ist in Tabelle 3.2.3.3.2-3 beschrieben. Bis ins Jahr 2030 verändert sich der Energieverbrauch nicht wesentlich. Einerseits geht die Bevölkerung zurück, bis 2030 um 2,5 % und der mittlere Anlagennutzungsgrad steigt um 10 %-Punkte auf 88 %. Andererseits erhöht sich der mittlere Pro-Kopf-Warmwasserverbrauch. Dies ist auf den zunehmenden Anteil komfortabler Zentralsysteme mit mehreren Zapfstellen sowie auf den steigenden Wohlstand zurückzuführen. Der Anschluss von Waschmaschinen und Geschirrspülern an das Warmwassersystem erhöht ebenfalls den Energie-

verbrauch für Warmwasser. In der Summe kompensieren sich die Faktoren, so dass sich der Endenergieverbrauch bis 2030 nicht wesentlich verändert (-0,8 % ggü. 2011). Erst ab 2030 überwiegen die reduzierenden Faktoren. Bis ins Jahr 2050 verringert sich der Verbrauch auf 225 PJ (-6,6 % gegenüber 2011).

*Tabelle 3.2.3.3.2-3: Endenergieverbrauch für Warmwasser nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	23	25	26	27	26	23
Heizöl	43	30	25	21	14	9
Erdgas	100	91	85	81	71	60
Biogas	0	2	4	5	7	8
Kohle	3	2	1	1	1	0
Holz	4	5	6	6	7	7
Strom	55	59	63	63	61	50
Umgebungswärme*	2	5	7	9	15	23
Solarthermie	11	16	20	25	35	46
<b>Insgesamt</b>	<b>241</b>	<b>237</b>	<b>237</b>	<b>239</b>	<b>236</b>	<b>225</b>

\* Durch Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme. Diese wird in den übrigen Kapiteln unter dem Begriff „Wärmepumpen/Geothermie“ aufgeführt.  
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die Entwicklung bei den **einzelnen Energieträgern** ist unterschiedlich. Der Verbrauch an Heizöl (-51 %) und Erdgas (-19 %) geht bis 2030 deutlich zurück. Erdgas bleibt aber der wichtigste Energieträger. Der Verbrauch an Strom nimmt bis 2030 noch zu (+16 %). Dies ist auf die Nutzung von Überschuss-PV-Strom und die Zunahme der Wärmepumpen zurückzuführen. Nach 2030 verringert sich der Stromverbrauch für Warmwasser (bis 2050 um 9 % ggü. 2011).

Verstärkt genutzt werden erneuerbare Energien, insbesondere die Solarthermie. Der Anteil der erneuerbaren Energien insgesamt erhöht sich von 7 % in 2011 auf 19 % in 2030 (Anteil 2050: 37 %).

### 3.2.3.3.3 Endenergieverbrauch für Kochherde

Rund 2 % der gesamten von den privaten Haushalten bezogenen Endenergie wird für Kochherde benötigt (Tabelle 3.2.3.3.3-1). Der entsprechende Energieverbrauch wird im Wesentlichen durch die Ausstattung der Haushalte mit Kochherden, die Haushaltsgröße, die Struktur des Bestandes an Herden (Elektro-, Gas-, Holz-, Kohleherde) sowie durch die für die einzelnen Herdtypen spezifischen Verbräuche beeinflusst.

Der **Trend zum Elektroherd** wird auch weiterhin anhalten, wobei **Induktionskochherde** zunehmend an Bedeutung gewinnen. Kohle- und Holzherde werden 2030 nahezu vom Markt verschwunden sein, der Anteil von Gasherden im Bestand dürfte auf unter 14 % sinken.

Die technischen Möglichkeiten zur weiteren **Steigerung der Energieeffizienz** von Herden sind begrenzt. Im Wesentlichen liegen sie in der verbesserten Isolierung von Backöfen sowie bei Elektroherden im Umstieg auf Induktionskochfelder, die im Vergleich zu Herdplatten spezifisch rund 20 % bis 30 % weniger Energie verbrauchen. Aufgrund der relativ langen Lebensdauer von Kochherden erstreckt sich der Austausch des Bestands über einen längeren Zeitraum.

Neben technischen Veränderungen beeinflussen auch **strukturelle Faktoren** den Energieverbrauch der Kochherde. Aufgrund der demografischen Entwicklung und der damit verbundenen Zunahme kleiner Haushalte wird die Nutzungsintensität der Herde in Zukunft etwas zurückgehen. Dieser Trend 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. Der Verbrauch dieser Geräte wird im Rahmen dieser Studie den elektrischen Haushaltsgeräten zugerechnet.

Als Folge dieser Entwicklungen verringert sich der **Energieverbrauch für die Kochherde** von 55 PJ in 2011 auf 43 PJ in 2030 (-22 %; Tabelle 3.2.3.3.3-1). Im Zeitraum 2030 bis 2050 sinkt der Energieverbrauch der Kochherde um weitere 10,3 PJ auf 32,7 PJ.

Tabelle 3.2.3.3.3-1: Endenergieverbrauch für das Kochen nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Ausstattung mit Kochherden (%)</b>						
Elektroherd	82,0%	84,5%	85,3%	86,3%	87,9%	88,5%
Gasherd	17,4%	15,3%	14,6%	13,6%	12,1%	11,5%
Kohleherd/Holzherd	0,6%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>genutzte Geräte (Tsd.)</b>						
Elektroherd	32.195	33.724	34.198	34.643	34.888	33.796
Gasherd	6.827	6.120	5.831	5.464	4.803	4.383
Kohleherd/Holzherd	222	58	44	17	0	0
<b>spezifischer Verbrauch pro Gerät und Jahr (kWh/a)</b>						
Elektroherd	355	323	302	280	250	228
Gasherd	528	472	436	401	351	313
Kohleherd/Holzherd	613	610	598	584	549	524
<b>Endenergieverbrauch (PJ)</b>						
Elektroherd	41,4	39,4	37,3	35,1	31,6	27,8
Gasherd	12,7	10,3	9,1	7,8	6,0	4,9
davon Biogas	0,0	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6
Kohleherd/Holzherd	0,8	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
<b>Insgesamt</b>	<b>55,0</b>	<b>49,9</b>	<b>46,5</b>	<b>43,0</b>	<b>37,6</b>	<b>32,7</b>

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 3.2.3.3.4 Endenergieverbrauch von elektrischen Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Haustechnik

Für den Betrieb von **Elektrogeräten und die Beleuchtung** nutzen die privaten Haushalte im Jahr 2011 rund 13 % der von ihnen bezogenen Endenergie. Auf den Bereich Kühlen, Lüften und übrige Haustechnik entfiel etwa 1 %. Entscheidend für den Stromverbrauch dieser Geräte und Anlagen sind neben Zahl und Größenstruktur der Haushalte ihre Ausstattung mit Geräten sowie deren energetische Qualität.

Die Veränderungen von Zahl und Struktur der privaten Haushalte wurde weiter oben beschrieben (Tabelle 3.2.3.3.1-2). Die Entwicklung der **spezifischen Stromverbräuche** der einzelnen Gerätekategorien basiert auf Annahmen zur jeweiligen technologischen Entwicklung, zu deren Durchdringung im Gerätebestand sowie zum Verhalten der Haushalte bei der Gerätenutzung.

Die **Lebensdauer der Haushaltsgeräte** liegt in der Regel bei Weißer Ware (Haushalts Großgeräte) zwischen 10 und 20 Jahren.

Bei Brauner Ware (Unterhaltungselektronik) beträgt die mittlere Lebensdauer im Allgemeinen weniger als 10 Jahre. Im Verlauf des Prognosezeitraums bis 2030 wird der Bestand an Elektrogeräten demnach je nach Gerätekategorie mindestens einmal erneuert. Das heißt einerseits, dass sich technische Neuerungen erst mit Verzögerung am Markt durchsetzen. Andererseits werden bis zum Jahr 2030 nur noch wenige Geräte mit dem heute aktuellen Stand der Technik zu finden sein. Mehrheitlich werden es Geräte der nächsten oder übernächsten Generation sein, die zum Teil deutliche Fortschritte in der Energieeffizienz aufweisen.

Um die **Marktdurchdringung neuer Technologien** angemessen in der Prognose zu berücksichtigen, werden die Bestände verbrauchsintensiver Großgeräte wie Kühlschränke, Kühl-Gefrier-Kombigeräte, Gefriergeräte, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler und Fernsehgeräte mittels Kohortenmodellen fortgeschrieben. Dieses Vorgehen erlaubt es, die Effizienzsteigerung der Geräte jahrgangsspezifisch in den Gesamtbestand der jeweiligen Gerätekategorie einzubringen.

Im Bereich der Elektrogroßgeräte waren in der Vergangenheit kontinuierliche Verbesserungen der Energieeffizienz zu verzeichnen. Für die Zukunft wird von einer Fortsetzung dieses Trends ausgegangen. Technologiesprünge werden aber nicht erwartet.

Auf **gesetzlicher Ebene** ist es insbesondere die EU-Richtlinie 2010/30/EU (EU 2010) über die „*Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen*“, die zur weiteren Reduktion des technischen Energieverbrauchs der Geräte beiträgt. In delegierten Verordnungen der Kommission zur Ergänzung dieser Richtlinie werden für wichtige Elektrogeräte Mindestanforderungen an den Energieverbrauch festgelegt, darunter für Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Backöfen, Haushaltslampen und Fernseher. Die EU-Richtlinie 2010/30/EU wurde in Deutschland im Rahmen des novellierten *Energieverbrauchskennzeichnungs-gesetzes* (EnVKG) und der *Energieverbrauchskennzeichnungs-Verordnung* (EnVKV) umgesetzt. In der Prognose wird von einer sukzessiven Verschärfung der Anforderungen an den maximalen Energieverbrauch von neu in Verkehr gebrachten Geräten ausgegangen.

Die *Ökodesign-Richtlinie* 2009/125/EG (EU 2009) adressiert ebenfalls die Energieeffizienz von Elektrogeräten. Die Richtlinie bildet den Rahmen zur Festlegung von Anforderungen an die die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte. In Deutschland wurde die Richtlinie durch das *Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz* (EVPG) in nationales Recht umgesetzt. Festgelegt wird darin unter anderem der maximale Stromverbrauch (Leistungsaufnahme) im Standby- und Off-Modus.

Ab 2013 darf die Leistungsaufnahme im Off-Modus und im Standby-Modus mit Reaktivierungsfunktion maximal 0,5 Watt betragen. Für den Standby-Modus mit Zustandsanzeige darf sie 1 Watt nicht überschreiten. Die Absenkung im Off- und Standby-Modus ist oft ohne zusätzlichen Aufwand möglich und bietet ein erhebliches Einsparpotenzial.

Unter diesen Voraussetzungen lassen sich die in Tabelle 3.2.3.3.4-1 ausgewiesenen **Einsparpotenziale**, gemessen am spezifischen Stromverbrauch, ableiten.

- Die Entwicklung bei **Kühl- und Gefriergeräten** deutet auf ein hohes Einsparpotenzial hin. Im Jahr 2030 dürften die spezifischen Verbräuche dieser Geräte im Durchschnitt um rund 35 % bis 40 % unter den derzeitigen Bestandsmittelwerten liegen (2050: -45 % bis -50 % ggü. 2011). Bereits heute weisen marktbeste Geräte gegenüber dem Durchschnitt eine erheblich höhere Energieeffizienz auf. Dämpfend auf die Verbrauchsreduktion wirkt das weiterhin leicht zunehmende Kühl- und Gefriervolumen der Geräte.
- Ähnlich hohe Einsparpotenziale bestehen bei den **Wäsche- und Waschtrocknern**. Ausgeschöpft wird das Potenzial durch einen weit gehenden Umstieg auf Wärmepumpen-Wäschetrockner. Der Stromverbrauch moderner Wärmepumpen-Trockner liegt annähernd 50 % niedriger als bei herkömmlichen Abluft- oder Kondensationstrocknern.

*Tabelle 3.2.3.3.4-1: Entwicklung der Technikkomponente\* des spezifischen Verbrauchs, 2011 – 2050, Bestandsmittel in kWh/Gerät*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Kühlschrank	235	199	171	147	126	119
Kühl-Gefrier-Gerät	294	240	202	172	145	139
Gefrier-Gerät	277	238	208	183	160	154
Waschmaschine	214	200	187	176	160	150
Wasch-Trockner-Kombi	556	475	430	393	351	325
Wäschetrockner	296	236	204	182	159	145
Geschirrspüler	231	218	207	195	180	170
Fernseher	201	166	140	121	104	97
Radio-HiFi	80	76	74	72	69	65
Video/DVD/Blu-Ray	22	12	12	11	9	7
Computer (inkl. Monitor, Drucker)	115	70	67	63	59	56
Licht (pro Haushalt)	252	135	124	114	69	59

\* ohne Veränderung der Nutzungsintensitäten (zukünftig durchschnittlich kleinere Haushalte), ohne Zweitgeräteeinfluss und ohne Verlagerung zum Warmwassersystem  
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Geringere Einsparpotenziale sind bei **Geschirrspülern** und **Waschmaschinen** vorhanden. Ihr spezifischer Verbrauch im Jahr 2030 unterschreitet den heutigen Wert um rund 15 % bis 20 % (2050: -25 % bis -30 % ggü. 2011). Bei den Waschmaschinen spielen niedrigere mittlere Waschttemperaturen, eine effektivere Wärmedämmung und optimierte Elektromotoren eine Rolle. Innovationen im Bereich der Waschmittel, die nochmals eine Absenkung der Waschttemperaturen erlauben, tragen zu weiteren Energieeinsparungen bei. Das Reduktionspotenzial durch den (partiellen) Ersatz der Kaltwasser- durch eine Warmwasserzufuhr ist hierbei nicht berücksichtigt.

- Im Bereich der **Beleuchtung** verringert sich der Verbrauch je Haushalt bis zum Jahr 2030 um rund 55 % gegenüber dem Durchschnitt im Jahr 2011. Dazu trägt zum einen der verstärkte Einsatz von Energiesparlampen und LED-Lampen bei. Diese Lampen brauchen gegenüber der klassischen Glühlampe bei gleicher Lichtausbeute bis zu 80 % weniger Energie. Aufgrund der technischen Weiterentwicklung wird bei den LED-Lampen bis 2030 ein Reduktionpotential gegenüber der Glühlampe von über 90 % gesehen. Strukturelle Faktoren beeinflussen ebenfalls den Verbrauch für die Beleuchtung. Einerseits werden die Haushalte kleiner, andererseits erhöht sich die Wohnfläche je Wohnung. Diese beiden Faktoren dürften sich in etwa kompensieren. Der jährliche Verbrauch je m<sup>2</sup> Wohnfläche verringert sich im Mittel von 3 kWh in 2011 auf rund 1,3 kWh in 2030 (2050: 0,7 kWh).
- Der Stromverbrauch von **Fernsehern** ist unter anderem von der verwendeten Bildschirmtechnologie (CRT, LCD, Plasma, zukünftig LED und OLED), der Bildschirmgröße, der Auflösung (zunehmend Full-HD, zukünftig 4K), Maßnahmen zur Brillanzsteigerung und zur Optimierung der schnellen Bewegtbild Darstellung abhängig. Bei Fernsehern mit LCD-Bildschirmen spielt auch die Technologie für die Hintergrundbeleuchtung (CCFL oder LED) eine erhebliche Rolle. CRT-Bildschirme werden nicht mehr verkauft und fallen mittelfristig aus dem Bestand. Seit die LCD-Bildschirme mit LED-Hintergrundbeleuchtung die LCD-Bildschirme mit CCFL-Hintergrundbeleuchtung und die Plasmabildschirme abgelöst haben, nimmt der Durchschnittsverbrauch der Neugeräte deutlich ab. Zukünftig werden durch LED und OLED Bildschirme zusätzliche Einsparungen erzielt. Teilweise werden diese Einsparungen durch die weiter anwachsende Bildschirmdiagonale und die höhere Auflösung kompensiert.  
Als weiterer Trend ist die zunehmende Ausstattung mit Settop-Boxen zu nennen. Diese dienen entweder zur Entschlüsselung von (Bezahl-)Programmen, der Umwandlung analoger in digitale Signale oder sie übernehmen zusätzliche Funktionen (z.B. zeitversetztes Fernsehen, Recorder). Der Verbrauch der Settop-Boxen ist hier bei den Fernsehern subsumiert.

Insgesamt führen diese Einflussfaktoren zu einer Absenkung des mittleren spezifischen Verbrauchs von Fernsehgeräten bis ins Jahr 2030 auf rund 120 kWh (2050: 97 kWh). Gegenüber 2011 bedeutet dies eine Reduktion um 40 % (2050: -52 % gegenüber 2011).

- Im Bereich **Computer** (inkl. Monitore, Drucker) besteht ein großes Reduktionspotenzial. Trotz der anhaltenden Tendenz zu leistungsstärkeren Rechnern in Verbindung mit umfangreicherer Ausstattung ist in den letzten Jahren bei Neugeräten die mittlere Leistungsaufnahme zurück gegangen. Zusätzlich bewirken strukturelle Verschiebungen eine deutliche Abnahme des mittleren spezifischen Verbrauchs: Die Anteile der vergleichsweise verbrauchsintensiven Desktop-Computer mit Monitoren sind rückläufig. Im Gegenzug gewinnen Laptops und zunehmend auch Tablets an Bedeutung. Bei Monitoren zeigen sich, vergleichbar mit der Entwicklung bei Fernsehgeräten, ebenfalls erheblich abgesenkte Leistungsaufnahmen aufgrund der verbesserten Bildschirmtechnologie. Insgesamt verringert sich der mittlere spezifische Verbrauch von Computern im Zeitraum 2011 bis 2030 um 45 % (2050: -51 % ggü. 2011).

Neben dem technischen Fortschritt ist der **Ausstattungsgrad mit Elektrogeräten** von entscheidender Bedeutung für den Stromverbrauch (Ausstattungsgrad: Anteil der Haushalte mit einem Gerät in %). Bei der Prognose der Ausstattungsgrade wurde berücksichtigt, dass die unterschiedlichen Elektrogerätekategorien in den einzelnen Haushaltsgrößenklassen unterschiedlich stark vertreten sind (Tabelle 3.2.3.3.4-2).



Tabelle 3.2.3.3.4-2: *Ausstattungsgrad der Haushalte mit Elektrogeräten, 2011 – 2050, Erstgeräteausrüstung, Anteil der Haushalte in %*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Kühlschrank	65	62	61	60	52	46
Kühl-Gefrier-Gerät	35	38	39	40	48	54
Gefrier-Gerät	54	60	61	63	66	69
Waschmaschine	89	91	91	91	91	91
Wasch-Trockner-Kombi	6	7	7	8	9	9
Wäschetrockner	40	46	50	54	62	70
Geschirrspüler	65	71	75	79	81	80
Fernseher	94	94	94	94	94	94
Radio-HiFi	100	100	100	100	100	100
Video/DVD/Blu-Ray	81	86	91	94	94	94
Computer (inkl. Monitor, Drucker)	91	100	100	100	100	100
Licht	100	100	100	100	100	100

Quelle: StaBu 2008a, 2013a, 2013b, 2013e, Prognos/EWI/GWS 2014

Grundsätzlich wird in der Prognose von einer **weiter steigenden Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten** ausgegangen. Bei zahlreichen Gerätekategorien liegt der Ausstattungsbestand (=Anzahl der Geräte je Haushalt) über 100 %. Das trifft beispielsweise auf Computer, Audio- und TV-Geräte zu. Die Zweit- und Drittgeräte werden in der Prognose explizit berücksichtigt, sofern sie verbrauchsrelevant sind. Der spezifische Verbrauch dieser Geräte kann oberhalb (zusätzlich dauerhaft genutzte Altgeräte) oder unterhalb (geringere Nutzungsintensität) des jeweiligen spezifischen Verbrauchs der Erstgeräte liegen. Die Anzahl der in Gebrauch befindlichen Elektrogeräte einschließlich der Zweit- und Drittgeräte zeigt die Tabelle 3.2.3.3.4-3.

Tabelle 3.2.3.3.4-3: Verbrauchsrelevante Elektrogeräte, 2011 – 2050, Anzahl in Mio.

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Kühlschrank	30,6	28,9	28,1	27,3	22,4	18,7
Kühl-Gefrier-Gerät	14,4	16,2	16,8	17,3	20,9	22,6
Gefrier-Gerät	24,3	27,5	28,4	29,4	30,9	31,3
Waschmaschine	35,2	37,1	37,4	37,6	37,6	36,6
Wasch-Trockner-Kombi	2,2	2,8	3,0	3,2	3,5	3,6
Wäschetrockner	15,8	18,6	20,7	22,4	25,8	28,3
Geschirrspüler	25,7	28,8	30,7	32,6	33,3	32,3
Fernseher	59,8	63,0	64,5	65,8	67,7	67,6
Radio-HiFi	39,7	40,7	41,1	41,4	41,3	40,2
Video/DVD/Blu-Ray	37,7	40,9	42,3	43,5	45,5	44,2
Computer	70,4	100,0	108,5	113,1	119,3	122,0
Licht (Anzahl Haushalte)	39,7	40,7	41,1	41,4	41,3	40,2

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Als dritter, den Stromverbrauch bestimmender Faktor wurde in der Prognose das **Nutzerverhalten der Verbraucher** berücksichtigt. Hierbei ist eine nach Haushaltsgröße und Gerätetyp spezifische Nutzungskomponente zu beachten. Denn in der Regel nimmt mit der Haushaltsgröße die Nutzungsintensität oder Größe der Elektrogeräte (unterproportional) zu. Darüber hinaus spielt das individuelle Nutzerverhalten eine Rolle für den Energieverbrauch.

**Insgesamt** nimmt der **Stromverbrauch der privaten Haushalte** für die Nutzung von Elektrogeräten (ohne Kochherde) im Betrachtungszeitraum ab und liegt im Jahr 2030 bei 60,6 Mrd. kWh (Tabelle 3.2.3.3.4-4). Gegenüber dem Jahr 2011 bedeutet dies eine Reduktion um rund 26 %. Bis ins Jahr 2050 reduziert sich der Verbrauch weiter auf 51,6 Mrd. kWh (-37 % ggü. 2011). Dabei berücksichtigt ist die (teilweise) Verlagerung des Stromverbrauchs von Waschmaschinen und Geschirrspülern zum Warmwassersystem, sofern diese Geräte daran angeschlossen werden. Die **größten Einsparungen** zeigen sich bis ins Jahr 2030 bei der Beleuchtung (-6,0 Mrd. kWh), bei Kühlschränken (-3,0 Mrd. kWh), Fernsehgeräten (-2,9 Mrd. kWh) und Waschmaschinen (-2,1 Mrd. kWh).

Die „**übrigen Elektrogeräte**“ werden in einer Gruppe zusammen gefasst. Für einige Geräte in dieser Sammelgruppe wird der Stromverbrauch einzeln abgeschätzt (darunter Bügeleisen, Staubsauger, Kaffeemaschine, Toaster, Fön, Dunstabzugshaube, Mikrowelle und Gemeinschaftsbeleuchtung). Zusätzlich zu den einzeln berechneten Geräten beinhalten die „übrigen Elektrogeräte“ eine Vielzahl weiterer Kleinverbraucher, z.B. Whirlpool, MP3-Player,

WLAN, Aquarien, Bohrmaschinen, Ventilatoren, elektrische Zahnbürsten, Modelleisenbahnen usw. Der Verbrauch dieser Gerätegruppe wird pauschal abgeschätzt.

*Tabelle 3.2.3.3.4-4: Energieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten, 2011 – 2050, in Mrd. kWh und in PJ*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Mechanische Energie in PJ</b>	<b>126</b>	<b>114</b>	<b>102</b>	<b>90</b>	<b>79</b>	<b>73</b>
Mechanische Energie in Mrd. kWh	35,0	31,6	28,2	25,1	22,0	20,2
Kühlschrank	6,7	5,4	4,5	3,8	2,7	2,1
Kühl-Gefrier-Gerät	4,2	3,8	3,3	2,9	2,9	3,0
Gefrier-Gerät	6,8	6,5	5,8	5,2	4,8	4,6
Waschmaschine	6,6	5,9	5,2	4,5	3,7	3,1
Wasch-Trockner-Kombi	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0
Wäschetrockner	4,2	3,8	3,6	3,4	3,4	3,3
Geschirrspüler	5,3	5,1	4,8	4,3	3,6	3,1
<b>IKT in PJ</b>	<b>69</b>	<b>60</b>	<b>57</b>	<b>54</b>	<b>52</b>	<b>50</b>
IKT in Mrd. kWh	19,3	16,8	15,9	15,1	14,4	14,0
Fernseher	9,0	7,9	6,8	6,1	5,5	5,3
Radio-HiFi	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,4
Video/DVD/Blu-Ray	0,7	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2
Computer (inkl. Monitor, Drucker)	6,6	5,6	5,8	5,9	6,0	6,1
<b>Beleuchtung in PJ</b>	<b>41</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>12</b>	<b>10</b>
Beleuchtung in Mrd. kWh	11,3	6,2	5,7	5,3	3,2	2,7
<b>übrige Elektrogeräte in PJ*</b>	<b>60</b>	<b>58</b>	<b>55</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>53</b>
übrige Elektrogeräte in Mrd. kWh	16,7	16,1	15,3	15,1	15,0	14,7
<b>Insgesamt Elektrogeräte in PJ</b>	<b>296</b>	<b>254</b>	<b>235</b>	<b>218</b>	<b>197</b>	<b>186</b>
<b>Insgesamt in Mrd kWh</b>	<b>82,3</b>	<b>70,6</b>	<b>65,1</b>	<b>60,6</b>	<b>54,6</b>	<b>51,6</b>
<b>Klima, Lüftung, Haustechnik in PJ</b>	<b>25</b>	<b>27</b>	<b>29</b>	<b>31</b>	<b>38</b>	<b>48</b>
Klima, Lüftung, Haustechnik in Mrd. kWh	6,9	7,6	8,0	8,6	10,5	13,4
Klimatisierung	0,3	0,7	1,1	1,7	3,6	6,8
mech. Lüftung	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,8
Hilfsenergie	6,6	6,9	6,8	6,7	6,4	5,9
<b>Summe in PJ</b>	<b>321</b>	<b>282</b>	<b>263</b>	<b>249</b>	<b>234</b>	<b>234</b>
<b>Summe in Mrd. kWh</b>	<b>89,2</b>	<b>78,3</b>	<b>73,1</b>	<b>69,2</b>	<b>65,1</b>	<b>65,1</b>

*\* Der Verbrauch der „übrigen Elektrogeräte“ ist nicht vollständig identisch mit dem „Sonstigen“ Verbrauch gemäß Tabelle 3.2.3.3-1. Der „Sonstige“ Verbrauch beinhaltet zusätzlich den Verbrauch an Ottokraftstoffen im Umfang von rund 2 - 3 PJ.  
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014*

Im Bereich **Haustechnik** werden die Klimatisierung (Klimakälte), die mechanische Lüftung und die Hilfsenergie für Heizungs- und Warmwasseranlagen unterschieden.

Der Anteil der klimatisierten Wohnfläche nimmt im Prognosezeitraum zu, unter anderem aufgrund des wärmer werdenden Klimas. Der Verbrauch für die **Klimatisierung** erhöht sich von 0,3 Mrd. kWh in 2011 auf 1,7 Mrd. kWh in 2030. Der Verbrauch für die mechanische Lüftung nimmt ebenfalls zu, die Bedeutung bleibt bis 2030 gering (0,2 Mrd. kWh).

Der **Hilfsenergieverbrauch** verändert sich bis ins Jahr 2030 nicht wesentlich. Einerseits nehmen die beheizte Wohnfläche (+7 %) und der Anteil der Heizsysteme mit vergleichsweise hohem Hilfsenergieverbrauch (WP, Solar) zu. Andererseits führen Effizienzsteigerungen bei Umwälzpumpen und Steuerung zu einer Reduktion des Hilfsenergieverbrauchs. Nach 2030 überwiegen die verbrauchsdämpfenden Effekte. Bis ins Jahr 2050 verringert sich der Verbrauch auf 5,9 Mrd. kWh (-10 % gegenüber 2011).

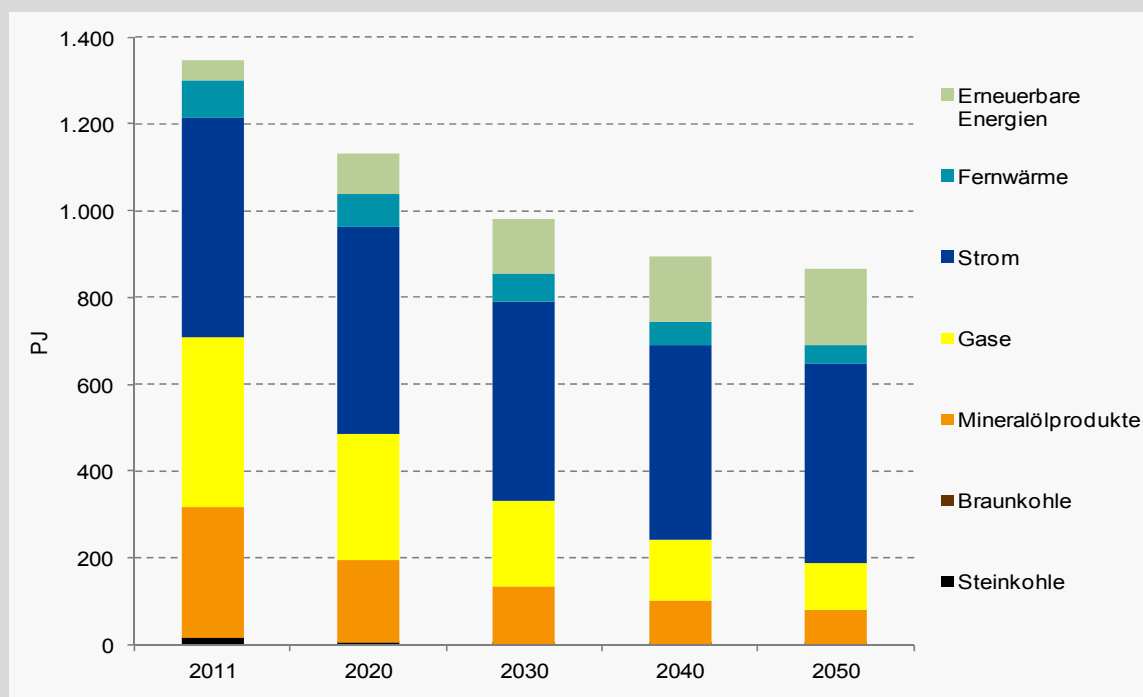
Der **gesamte Stromverbrauch für elektrische Haushaltsgeräte** und die **Haustechnik** geht im Prognosezeitraum um knapp 20 Mrd. kWh auf 69 Mrd. kWh zurück (-22 %). Nach 2030 nimmt der Verbrauch nur noch wenig ab. Die Einsparungen bei Elektrogeräten und bei der Hilfsenergie werden weitgehend durch den Mehrverbrauch für die Klimatisierung kompensiert.

### 3.2.3.4 Der Endenergieverbrauch im Sektor GHD

#### Das Wichtigste in Kürze

- Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD) umfasst u.a. alle Dienstleistungsbranchen sowie Handwerksbetriebe und die Landwirtschaft. Hier wurden 2011 rund 15 % der gesamten Endenergie verbraucht.
- Der Endenergieverbrauch im Sektor GHD geht durchweg zurück. Im Jahr 2030 unterschreitet er den Wert von 2011 um 27 %, bis 2050 beträgt der Rückgang 36 %.
- Besonders stark ist der Rückgang in schrumpfenden (Landwirtschaft, Bauwirtschaft, öffentlicher Bereich) oder wachstumsschwachen Branchen (Erziehung und Unterricht, Militär). Hier verringert sich der Verbrauch bis 2030 um 30 % bis 40 %. In den dynamischen Dienstleistungsbereichen beträgt die Abnahme rund 25 %.
- Der Energieträgermix verschiebt sich im Betrachtungszeitraum deutlich. Im Jahr 2011 deckten fossile Energieträger mehr als 50 % des Bedarfs. Im Jahr 2030 wird mehr Strom (47 %) eingesetzt als Erdgas, Öl und Kohle zusammen (34 %), Erneuerbare tragen dann mit 13 % zur Deckung der Energienachfrage im Sektor GHD bei.
- Markante Veränderungen weist auch die Anwendungsstruktur auf. Der Energieverbrauch für die Raumwärmeerzeugung geht weit überdurchschnittlich zurück. Dafür gewinnt der Bereich Kühlen / Lüften / Haustechnik erheblich an Bedeutung.

#### Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## Wichtige Einflussgrößen und Annahmen

<b>Grundphilosophie</b>	Die Bruttowertschöpfung im Sektor GHD liegt 2030 (2050) real um 21 % (44 %) höher als 2011, die Beschäftigung geht bis 2030 (2050) um mehr als 5 % (10 %) zurück.
<b>Energiepreise</b>	Die Energiepreise steigen vor allem infolge anziehender Weltmarktpreise. Mittel- bis längerfristig erhöhen die auf europäischer Ebene eingesetzten Instrumente zum Klimaschutz (Emissionshandel, CO <sub>2</sub> -Aufschlag) die heimischen Energiepreise zusätzlich und machen Energieeinsparungen rentabler.
<b>Raumwärme / Flächen</b>	Bei rückläufiger Beschäftigung gehen die beheizten Flächen insgesamt gegenüber 2011 bis 2030 um 5,2 % zurück und bis 2050 um 9,3 %. In den einzelnen Branchen sind die Entwicklungen zum Teil sehr unterschiedlich.
<b>Spezifischer Heizenergiebedarf</b>	Der spezifische Heizenergiebedarf halbiert sich zwischen 2011 und 2030, bis 2050 sinkt er um weitere 33 % auf 158 MJ/m <sup>2</sup> . Neben der energetischen Gebäudesanierung spielt der Ersatz alter durch energieeffiziente neue Gebäude eine bedeutende Rolle.
<b>Stromverbrauch</b>	Die weiter zunehmende Nutzung von Informations- und Kommunikationsgeräten sowie die wachsende Bedeutung der Kühlung und Lüftung lässt eine nur geringe Absenkung des Stromverbrauchs zu.
<b>Technologietrends</b>	Bekannte Technologien werden mit dem Ziel höherer Energieeffizienz weiter entwickelt. Zur Anwendung kommen im Sektor GHD vor allem Querschnittstechnologien.
<b>Energiepolitik</b>	Die Energieeinsparverordnung (EnEV) wird sukzessive im Rahmen des technischen Fortschritts verschärft. Die Mindestanforderungen an die Geräteeffizienz und die Kennzeichnung von Elektrogeräten erhöhen die Markttransparenz und fördern den Absatz energiesparender Geräte auch im gewerblichen Bereich.

Der **Endenergieverbrauch im Sektor GHD** liegt im Jahr 2030 um 27 % niedriger als 2011. Danach geht er weiter zurück und unterschreitet im Trendszenario 2050 das 2011er-Niveau um 36 %.

Der rückläufige Trend beim Energieverbrauch zeigt sich in allen **Branchen** des Sektors GHD. Am stärksten ausgeprägt ist er in den Wirtschaftszweigen, die eine rückläufige Wirtschaftsleistung (Landwirtschaft, Baugewerbe, öffentliche Verwaltung) oder nur geringes Wachstum (Erziehung und Unterricht, Militär) aufweisen (Tabelle 3.2.3.4-1). Hier geht der Verbrauch bis 2030 um 30 % bis 40 % zurück, langfristig bis 2050 um 35% bis 50 % (Tabelle 3.2.3.4-2). In den dynamischeren Branchen zeigen sich Rückgänge von gut 25 % (bis 2030) bzw. von 30 % bis 40 % (bis 2050). Alle Branchen weisen einen deutlichen Anstieg der Energieproduktivität auf. Im Durchschnitt ist die Bruttowertschöpfung pro eingesetzte Energieeinheit 2030 um 66 % höher als 2011, 2050 ist sie mehr als doppelt so hoch. Im Zeitraum 2011 bis 2030 entspricht das einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung um 2,7 %. Danach nehmen die Effizienzpotenziale tendenziell ab und die Rate verlangsamt sich auf 1,5 % p. a. zwischen 2030 und 2050. Die höchsten Einsparungen in Relation zu ihrer Wirtschaftsleistung realisieren die schnell wachsenden Branchen.

Tabelle 3.2.3.4-1: Bruttowertschöpfung und Beschäftigung im Sektor GHD nach Branchen, 2011 – 2050, real in Mrd. EUR<sub>2005</sub> bzw. 1.000 Personen

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Landwirtschaft	18	16	16	16	16	17
Kleinbetriebe/Handwerk	55	63	67	71	77	84
Baugewerbe	85	83	85	84	83	85
Handel	239	250	262	275	301	329
Banken/Versicherung	205	232	251	270	307	344
Verkehr/Nachrichten	115	126	135	144	160	175
sonstige private Dienstleistungen	607	678	730	780	868	949
Gesundheit/Soziales	162	174	182	191	206	223
Erziehung/Unterricht	94	102	107	111	119	125
öffentl. Verwaltung	118	116	115	115	116	117
Militär	16	13	14	15	16	18
<b>Insgesamt</b>	<b>1.715</b>	<b>1.853</b>	<b>1.963</b>	<b>2.071</b>	<b>2.269</b>	<b>2.465</b>
<b>Erwerbstätige (1.000)</b>						
Landwirtschaft	668	554	516	484	440	405
Kleinbetriebe/Handwerk	1.337	1.271	1.219	1.162	1.067	982
Baugewerbe	2.427	2.161	2.054	1.907	1.682	1.523
Handel	5.801	5.374	5.209	5.043	4.793	4.558
Banken/Versicherung	3.241	3.164	3.121	3.055	2.930	2.791
Verkehr/Nachrichten	1.208	1.116	1.082	1.044	974	901
sonstige private Dienstleistungen	10.552	10.804	10.927	10.946	10.983	10.917
Gesundheit/Soziales	4.412	4.508	4.548	4.565	4.630	4.722
Erziehung/Unterricht	2.530	2.588	2.623	2.645	2.699	2.733
öffentl. Verwaltung	2.626	2.310	2.197	2.097	1.951	1.820
Militär	305	240	240	240	240	240
<b>Insgesamt</b>	<b>35.107</b>	<b>34.091</b>	<b>33.738</b>	<b>33.187</b>	<b>32.389</b>	<b>31.593</b>

Quelle: StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014



Tabelle 3.2.3.4-2: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Branchen, 2011 – 2050, in PJ

Branchen	Referenzprognose				Trendscenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Landwirtschaft	171	141	131	123	112	107
Kleinbetriebe/Handwerk	55	47	45	41	36	33
Baugewerbe	55	42	37	35	31	30
Handel	226	190	176	166	155	152
Banken/Versicherung	33	27	25	24	23	22
Verkehr/Nachrichten	44	39	35	32	29	27
sonstige private Dienstleistungen	422	366	337	315	286	278
Gesundheit/Soziales	179	157	144	134	123	118
Erziehung/Unterricht	78	63	58	54	51	50
öffentl. Verwaltung	59	46	39	36	32	31
Militär	25	17	21	20	17	16
<b>Summe</b>	<b>1.346</b>	<b>1.133</b>	<b>1.049</b>	<b>981</b>	<b>894</b>	<b>865</b>

Quelle: AGEBA, ISI/TUM/GfK/IREES/BASE-ING 2013, Prognos/EWI/GWS 2014

Neben der Branchendynamik ist die **Anwendungsstruktur** für Energie in den einzelnen Wirtschaftszweigen entscheidend für den jeweiligen Verbrauch. So spielte 2011 der Energiebedarf für die Erzeugung von Raumwärme in den Bereichen Erziehung und Unterricht, im Gesundheitswesen, in den Zweigen Banken/Versicherungen, bei den öffentlichen und privaten Dienstleistungen sowie im Handel eine bedeutende Rolle. Hier sind Gebäude, Büroarbeitsplätze oder Verkaufsflächen zu beheizen. In der Landwirtschaft und in Gärtnereien, in Kleinindustrie und Handwerk, im Baugewerbe sowie im militärischen Bereich wird Energie überwiegend für die Erzeugung von Raumwärme und für die Bereitstellung mechanischer Arbeit einschließlich motorischer Antriebe eingesetzt.

Tabelle 3.2.3.4-3: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Branchen und Anwendungsbereich im Jahr 2011, in PJ

	Raum- wärme	Prozess- wärme	Mechanische Energie	Kühlen/Lüften /Haustechnik	IKT	Beleuchtung	Insgesamt
Landwirtschaft	42	32	96	3	1	7	<b>181</b>
Kleinbetriebe/Handwerk	24	13	8	1	3	10	<b>59</b>
Baugewerbe	28	4	13	0	2	8	<b>57</b>
Handel	118	9	8	21	13	54	<b>222</b>
Banken/Versicherung	21	1	0	1	6	4	<b>33</b>
Verkehr/Nachrichten	18	3	4	3	15	11	<b>54</b>
sonstige private Dienstleistungen	171	54	57	15	26	57	<b>380</b>
Gesundheit/Soziales	81	50	18	4	6	24	<b>184</b>
Erziehung/Unterricht	56	4	1	1	2	14	<b>78</b>
öffentl. Verwaltung	35	8	1	1	4	23	<b>73</b>
Militär	8	3	12	0	2	2	<b>26</b>
<b>Insgesamt</b>	<b>603</b>	<b>180</b>	<b>218</b>	<b>50</b>	<b>80</b>	<b>215</b>	<b>1.346</b>

Quelle: AGEBA, ISI/TUM/GfK/IREES/BASE-ING 2013, Prognos/EWI/GWS 2014

- Der Energieverbrauch für die **Erzeugung von Raumwärme** geht bis 2030 um 50 % und bis 2050 um knapp 70 % gegenüber 2011 zurück, die zu beheizenden Flächen nehmen in denselben Zeiträumen nur um weniger als 5 % bzw. um 9 % ab (Tabelle 3.2.3.4-4). Grund für die dahinter stehende starke Absenkung des spezifischen Verbrauchs von 460 MJ/m<sup>2</sup> im Jahr 2011 auf 236 MJ/m<sup>2</sup> im Jahr 2030 und 158 MJ/m<sup>2</sup> 2050 sind zum einen verstärkte Anstrengungen zur energetischen Gebäudesanierung, zum anderen der Ersatz älterer durch energieeffiziente neue Gebäude. Wegen der gegenüber Wohngebäuden im gewerblichen Bereich in der Regel kürzeren Renovierungszyklen und kürzeren Gebäudelebensdauern finden technische Verbesserungen der Gebäudehülle und effiziente Heizanlagen schneller Eingang in den Gebäudebestand und führen im Durchschnitt zu einer schnelleren Absenkung des spezifischen Verbrauchs als dies bei den privaten Haushalten der Fall ist.
- Der Energiebedarf für die **Prozesswärmeerzeugung** steigt bis 2030 um rund 5 %, bis 2050 nimmt er um knapp 6 % ab. Die spezifischen Verbesserungen der Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Dampf entsprechen denen in der Industrie. Bei der Betrachtung der auf die Prozesswärme bezogenen Energieproduktivität (EUR BWS je MJ Energieeinsatz) ist zu berücksichtigen, dass auch im Sektor GHD in Zukunft die immateriellen Anteile an den Produkten zunehmen und die Wertdichten steigen werden, die Produkte also qualitativ höherwertig und damit real teurer werden. Aufgrund der geringeren Möglichkeiten zur Ab-

senkung des spezifischen Verbrauchs im Vergleich zur Raumwärme hat Prozesswärme 2050 die gleiche Bedeutung für den Energieverbrauche wie die Raumwärme.

- **Mechanische Arbeit** wird in den meisten Fällen durch Elektromotoren oder Verbrennungsmotoren erzeugt. Entsprechend werden Strom und Kraftstoffe als Energieträger eingesetzt. Trotz fortschreitender Mechanisierung und Prozessautomatisierung in der Landwirtschaft sowie in Handwerk und industriellen Kleinbetrieben – hier wird mechanische Energie vor allem gebraucht – gehen wir von einem rückläufigen spezifischen Strombedarf in diesen Branchen aus. Grund dafür ist eine steigende Stromeffizienz durch die energetische Optimierung von Prozessen und den Einsatz hocheffizienter Motoren. In der Summe wird für die Bereitstellung mechanischer Energie im Jahr 2030 rund 16 % und im Jahr 2050 etwa 35 % weniger Energie benötigt als 2011.
- Der Anwendungsbereich **Kühlen / Lüften / Haustechnik** ist der einzige Anwendungsbereich, für den wir einen deutlich steigenden Energieverbrauch erwarten. Zwischen 2011 und 2030 erhöht er sich um 88 %, bis 2050 verdreifacht er sich fast. Grund für diese Verbrauchszunahme ist eine steigende Bedeutung der Klimatisierung und Automatisierung von Gebäudefunktionen in Bürobauten. Zum einen, weil die Komfortansprüche zunehmen, zum anderen, weil wir bei der Prognose von einer allmählichen Klimaerwärmung ausgehen. Hinzu kommt eine wachsende Bedeutung tiefgekühlter Fertiggerichte im Einzelhandel, die dort den Kühlbedarf steigern.
- Erhebliche Einsparpotenziale werden im Betrachtungszeitraum bei der **Beleuchtung** erschlossen. Der Stromverbrauch für Beleuchtungszwecke geht bis 2030 um 31 % und bis 2050 weiter um 47 % gegenüber 2011 zurück. Dahinter steht vor allem die zunehmende Bedeutung von LED- und längerfristig von OLED-Leuchten. Hinzu kommen elektronische Vorschaltgeräte und tageslichtabhängige Dimmung. Weitere Einsparoptionen bietet die verstärkte Nutzung von Tageslicht für die Raumbeleuchtung. Langfristig werden technische Verbesserungen die steigenden Komfortansprüche an die Beleuchtung überkompensieren.
- Die Prognose des zukünftigen Stromverbrauchs für die **Nutzung von Büro- und IKT-Geräten** ist mit besonders großen Unsicherheiten verbunden. Auf der einen Seite bestehen hier weiterhin erhebliche Möglichkeiten zur Absenkung des spezifischen Verbrauchs – Effizienzsteigerung in den einzelnen Gerätekategorien, Nutzung von Smartphone oder Tablet statt PC oder Notebook, etc. Auf der anderen

Seite ist damit zu rechnen, dass innerhalb des Betrachtungszeitraums nahezu alle Dienstleistungsarbeitsplätze mit elektronischen Arbeitsgeräten ausgestattet werden. Im Saldo führt dies nach unserer Einschätzung zu einem Rückgang des Stromverbrauchs. Zwischen 2011 und 2030 sinkt er um etwa 15 %, bis 2050 um 23 %.

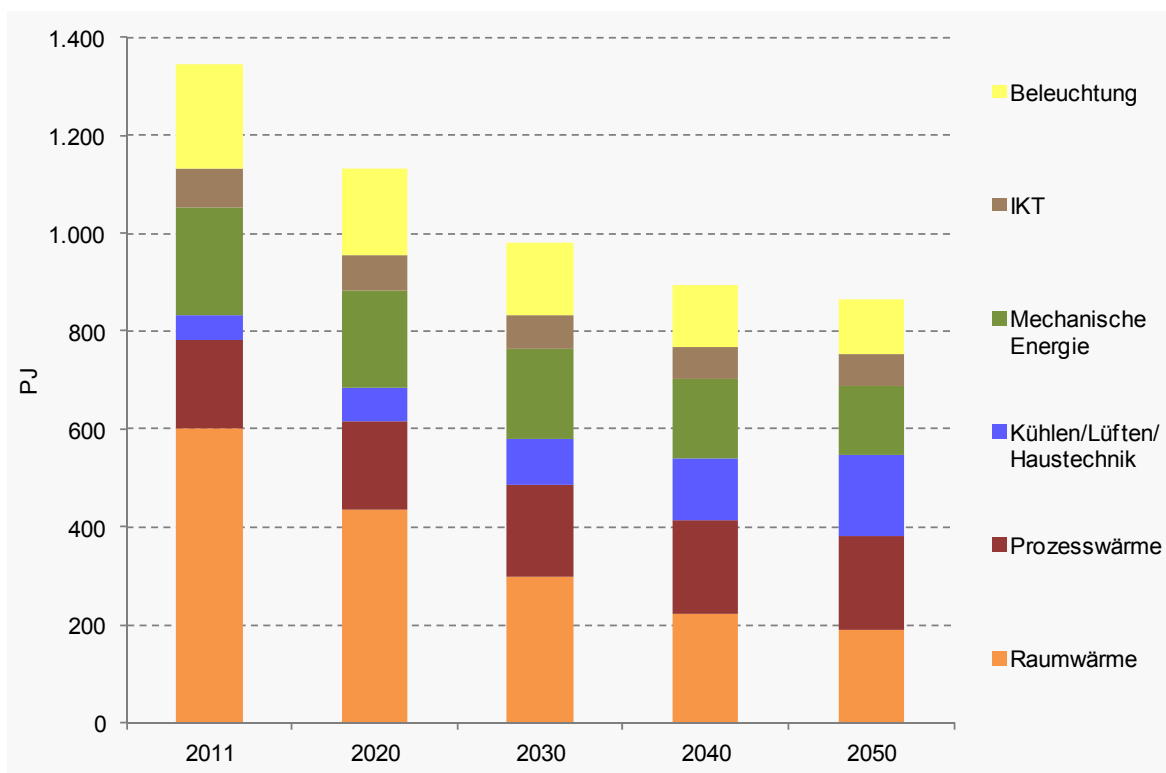
*Tabelle 3.2.3.4-4: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %*

Anwendungsbereich	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme	603	434	360	299	222	189
Prozesswärme	180	182	185	188	191	191
Kühlen/Lüften/Haustechnik	50	69	81	94	126	168
Mechanische Energie	218	198	191	184	164	142
IKT	80	73	70	68	65	62
Beleuchtung	215	178	162	148	127	114
<b>Insgesamt</b>	<b>1.346</b>	<b>1.133</b>	<b>1.049</b>	<b>981</b>	<b>894</b>	<b>865</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Raumwärme	44,8%	38,3%	34,3%	30,5%	24,9%	21,9%
Prozesswärme	13,4%	16,1%	17,7%	19,2%	21,3%	22,0%
Kühlen/Lüften/Haustechnik	3,7%	6,1%	7,7%	9,6%	14,1%	19,4%
Mechanische Energie	16,2%	17,4%	18,2%	18,7%	18,4%	16,4%
IKT	6,0%	6,4%	6,7%	7,0%	7,2%	7,1%
Beleuchtung	16,0%	15,7%	15,4%	15,1%	14,2%	13,1%

Quelle: AGEB a, b, Prognos/EWI/GWS 2014

Die unterschiedlichen Entwicklungen führen zu **markanten strukturellen Verschiebungen** zwischen den einzelnen Anwendungsbereichen von Energie im Sektor GHD. Der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme verliert erheblich an Bedeutung, leicht rückläufig ist der Anteil des Verbrauchs für Beleuchtungszwecke. Einen sehr starken Bedeutungsgewinn zeigt der Anwendungsbereich Kühlen / Lüften / Haustechnik in kleinerem Ausmaß auch die Prozesswärme. Die relative Bedeutung der mechanischen Energie und der IKT-Geräte bleibt nahezu unverändert (Abbildung 3.2.3.4-1).

Abbildung 3.2.3.4-1: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ



Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Mit den Veränderungen in der Bedeutung der Anwendungsbereiche gehen erhebliche **Verschiebungen der Energieträgerstruktur** einher. Im Jahr 2011 dominierten im Sektor GHD die fossilen Energieträger mit mehr als 50 % (Erdgas: 29 %, Mineralölprodukte: 22 %), gefolgt von Strom mit 38 % (Tabelle 3.2.3.4-5). Die übrigen Energieträger deckten zusammen weniger als 11 % des Bedarfs. Mittel- und langfristig verlieren die fossilen Energieträger an Bedeutung, Strom und Erneuerbare gewinnen. Im Jahr 2030 wird mehr Strom (47 %) eingesetzt als Erdgas, Öl und Kohle zusammen (34 %), Erneuerbare tragen dann mit 13 % zur Deckung der Energienachfrage im Sektor GHD bei.

Bis 2050 setzen sich diese Trends fort. Strom ist dann mit einem Marktanteil von 53 % der bedeutendste Energieträger, die erneuerbaren Energien haben mit 20 % die gleiche Bedeutung wie die fossilen Energien (21 %).

Der Einsatz von Fernwärme geht im Sektor GHD zwischen 2011 und 2050 durchgehend zurück. Da insgesamt weniger Energie eingesetzt wird, verringert sich der Anteil der Fernwärme im Energiemix zwischen 2011 und 2050 aber nur um einen Prozentpunkt von 6,4 % auf 5,4 %.

Tabelle 3.2.3.4-5: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ und Anteile am Sektorverbrauch, in %

Energieträger	Referenzprognose			Trendszenario	
	2011	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	15	4	1	0	0
Braunkohle	2	0	0	0	0
Mineralölprodukte	302	191	132	100	81
Gase	390	292	200	140	105
Strom	507	475	458	451	460
Fernwärme	86	77	63	52	47
Erneuerbare Energien	44	94	127	151	173
Biomasse	36	52	55	56	56
Solarthermie	7	36	62	81	99
Wärmepumpen/Geothermie	1	6	11	14	17
<b>Insgesamt</b>	<b>1.346</b>	<b>1.133</b>	<b>981</b>	<b>894</b>	<b>865</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohlen	1%	0%	0%	0%	0%
Braunkohlen	0%	0%	0%	0%	0%
Mineralöle	22%	17%	13%	11%	9%
Gase	29%	26%	20%	16%	12%
Strom	38%	42%	47%	50%	53%
Fernwärme	6%	7%	6%	6%	5%
Erneuerbare Energien	3%	8%	13%	17%	20%

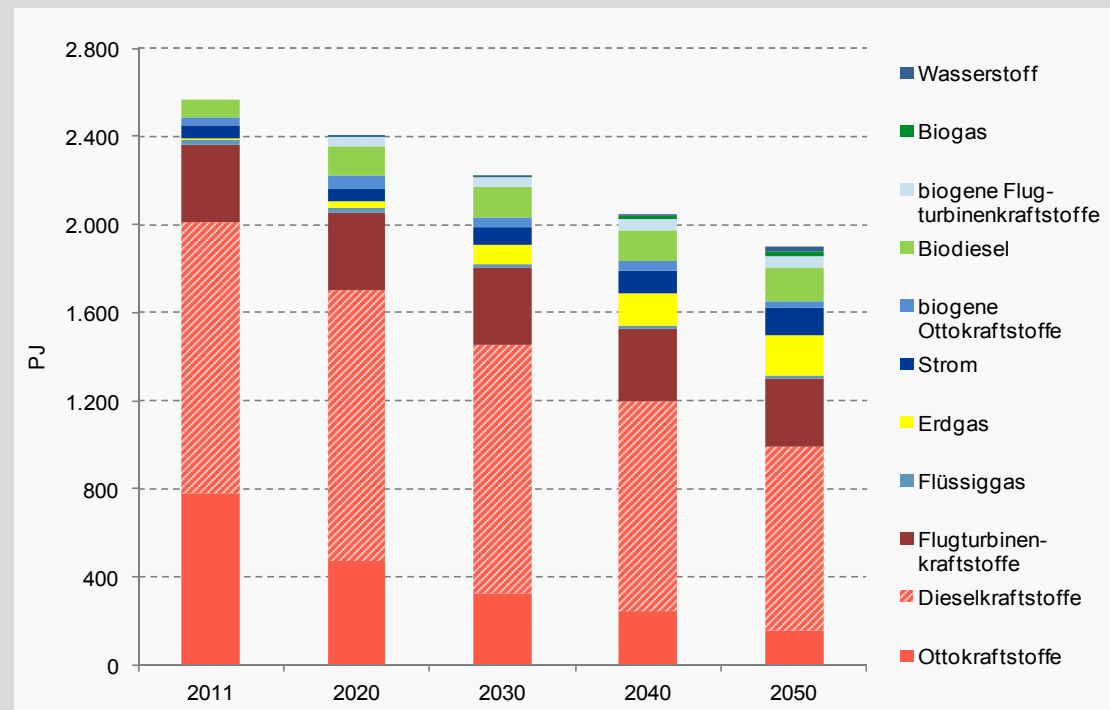
Quelle: AGEb a, b, Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.3.5 Endenergieverbrauch im Verkehr

#### Das Wichtigste in Kürze

- Im Verkehr wird 2030 rund 14 % weniger Endenergie verbraucht als 2011. Bis 2050 geht der Verbrauch um 26 % gegenüber 2011 zurück.
- Die größten Einsparungen werden bei den Pkw realisiert. Sie verbrauchten 2011 mehr als die Hälfte der gesamten im Verkehrsbereich nachgefragten Energie.
- Im Straßengüterverkehr wird die zunehmende Transportleistung durch eine steigende Effizienz kompensiert.
- Überdurchschnittlich fällt der Nachfragerückgang bei den fossilen Ottokraftstoffen aus. Gründe dafür sind der verstärkte Einsatz von Dieselfahrzeugen und zunehmend sparsamere Benziner.
- Im Jahr 2020 sind in Deutschland 540 Tsd. Elektro-Pkw zugelassen, 2030 sind es 2,8 Mio. Trotz des starken Wachstums bleibt der Bestand hinter den angestrebten Zielen zurück.
- Der Anteil biogener Kraftstoffe verdoppelt sich zwischen 2011 und 2030, bis 2050 steigt er weiter an.
- Erdgas etabliert sich als Energieträger im Straßenverkehr. Deshalb kann der Anteil fossiler Energie auch durch den Einsatz von Biogas gesenkt werden.

#### Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ



Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

## Wichtige Einflussgrößen und Annahmen

<b>Grundphilosophie</b>	Es werden keine grundlegenden Verhaltensänderungen unterstellt, Mobilität bleibt ein hochbewertetes Gut, der motorisierte Individualverkehr ihr wichtigster Träger.
<b>Wirtschaftswachstum</b>	Die fortschreitende Globalisierung schlägt sich in der Zunahme des Güterverkehrsaufkommens nieder. Real steigende Einkommen ermöglichen höhere Motorisierungsgrade.
<b>Verkehrsleistung</b>	Im Personenverkehr führen steigende Einkommen in Verbindung mit der demografischen Entwicklung zu einem leichten Anstieg der Verkehrsleistung bis 2020, danach zu einem Rückgang der Verkehrsleistung. Der Modal-Split verändert sich leicht zu Gunsten von Schiene und Luftverkehr. Die zunehmende nationale und internationale Arbeitsteilung führt bis 2030 (2050) zu einer Ausweitung der Güterverkehrsleistung um 28 % (rund 50 %). Innerhalb der Verkehrsträger gibt es eine deutliche Verschiebung von der Straße zur Schiene und teilweise zur Binnenschifffahrt. Trotz hohem Wachstum in der Luftfahrt bleibt ihr Anteil an der gesamten Güterverkehrsleistung unter 0,5 %.
<b>Fahrzeugbestand und Fahrleistungen</b>	Der Bestand der Pkw wächst bis 2030 auf 44,4 Mio. und sinkt bis 2050 wieder annähernd auf das Niveau von 2011. Trotz des Anstiegs der Verkehrsleistung im Güterkraftverkehr ((dem Verkehr der großen Lkw und Sattelzüge, um insgesamt 25 % (29%) zwischen 2011 und 2030 (2050)) geht die zugehörige Fahrleistung im gleichen Zeitraum um insgesamt 4 % (13 %) zurück. Demgegenüber steigt die Fahrleistung der kleinen Lkw mit einer Nutzlast unter 3,5 t deutlich an.
<b>Technologietrends</b>	Technische Verbesserungen des Antriebsstrangs, alternative Antriebe und Fahrzeugkonzepte, Leichtbau und günstigere Aerodynamik senken den Kraftstoffverbrauch neuer Pkw und Nutzfahrzeuge. Ausbau und Verbreitung von Verkehrsleitsystemen tragen ebenfalls dazu bei, Kraftstoffverbrauch und Emissionen zu verringern.



Im Jahr 2011 wurden im Verkehrssektor 2.568 PJ Endenergie verbraucht, knapp 30 % der gesamten Endenergie in Deutschland.

Rund zwei Drittel des Energieverbrauchs im Verkehr entfielen im Jahr 2011 auf den **Personenverkehr** – der **Güterverkehr** hatte einen Anteil von einem Drittel. Der mit 83 % weitaus überwiegende Teil der Energie floss dabei in den Straßenverkehr. Alleine der Verbrauch der Pkw macht über die Hälfte des gesamten Energieverbrauchs im Verkehr aus. Der Anteil des Güterstraßenverkehrs<sup>9</sup> lag bei knapp 30 %. Auf den Luftverkehr entfielen 2011 rund 14 % des Gesamtverbrauchs.

Im Prognosezeitraum verringert sich der **Energieverbrauch** im Verkehrssektor deutlich und liegt 2030 um 14 % unter dem Ausgangswert des Jahres 2011. Im Trendszenario geht er weiter zurück und unterschreitet den Wert von 2011 im Jahr 2050 um 26 %. Dass der Verbrauch nicht ansteigt, ist allein auf die erhöhte Effizienz der Kraftstoffnutzung zurückzuführen, denn die Verkehrsleistungen nehmen im Betrachtungszeitraum insgesamt weiter zu. Während der Personenverkehr weitgehend stabil ist, erhöht sich die Verkehrsleistung im Güterverkehr insgesamt bis 2030 (2050) um rund 28 % (46 %), im Güterschienenverkehr um 49 % (rund 111 %) und bei der Luftfracht um 92 % (rund 180 %).

Die erhöhte **Energieeffizienz im Güterverkehr** wird durch eine Senkung der spezifischen Verbräuche, eine Erhöhung des entfernungsgerichteten Ladefaktors<sup>10</sup> im Güterkraftverkehr (große Lkw und Sattelschlepper mit Nutzlast größer 3,5 t) und eine Ausweitung der Anteile der energieeffizienten Verkehre auf Schiene und Binnengewässern erreicht. Im **Personenverkehr** werden deutliche **Einsparungen** durch die Senkung der spezifischen Verbräuche konventioneller Antriebe und die zunehmende Elektrifizierung des Antriebsstrangs erreicht.

Für die Nachfrageentwicklung nach Verkehrszweigen ergibt sich daraus die folgende Entwicklung (Tabelle 3.2.3.5-1, Abbildung 3.2.3.5-1):

---

9 Die Verbräuche des Güterstraßenverkehrs beinhalten die Verbräuche der restlichen Zugmaschinen und der übrigen Kraftfahrzeuge.

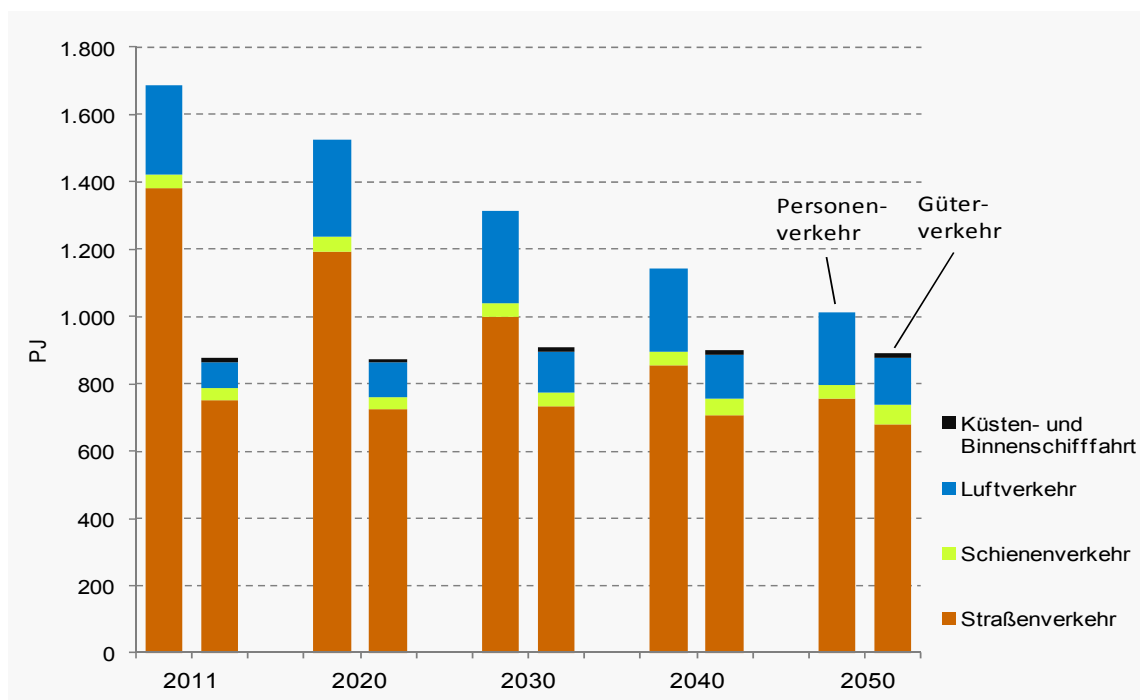
10 Verhältnis von Verkehrsleistung zur Fahrleistung

Tabelle 3.2.3.5-1: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrszweigen, 2011 – 2050, in PJ

Verkehrsart und Verkehrsträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Personenverkehr</b>	<b>1.689</b>	<b>1.524</b>	<b>1.418</b>	<b>1.312</b>	<b>1.143</b>	<b>1.012</b>
Straßenverkehr	1.380	1.194	1.093	998	855	754
Pkw	1.325	1.145	1.047	955	818	722
Motorisierte Zweiräder	21	20	19	17	14	11
Kraftomnibusse	34	29	27	25	24	21
Schienenverkehr	43	43	43	43	42	40
Luftverkehr	266	287	282	271	246	217
<b>Güterverkehr</b>	<b>878</b>	<b>874</b>	<b>900</b>	<b>907</b>	<b>900</b>	<b>892</b>
Straßenverkehr	752	723	738	733	706	681
Schienenverkehr	33	36	39	42	49	55
Luftverkehr	80	103	112	119	131	140
Küsten- und Binnenschifffahrt	13	12	12	12	14	16
<b>Insgesamt</b>	<b>2.568</b>	<b>2.397</b>	<b>2.319</b>	<b>2.219</b>	<b>2.043</b>	<b>1.904</b>

Quelle: AGEBA, Kunert/Radke et al. 2012, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 3.2.3.5-1: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrsträgern und Verkehrszweigen, 2011 – 2050, in PJ



Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Im **Güterverkehr** insgesamt steigt der Energieverbrauch bis 2030 insgesamt leicht an und geht bis 2050 wieder leicht zurück. Deutli-

che Verbrauchszuwächse bei der Luftfracht und beim Güterschienenverkehr werden durch den sinkenden Verbrauch im Güterstraßenverkehr weitgehend kompensiert.

Demgegenüber sind im **Personenverkehr** mittel- und langfristig deutliche Einsparungen zu verzeichnen. Diese werden primär bei den Pkw erreicht. Deren Verbrauch geht zwischen 2011 und 2030 (2050) um 28 % (46 %) zurück, wodurch rund 370 PJ (603 PJ) eingespart werden. Bedeutend ist langfristig auch die Verbrauchsreduktion von fast 49 PJ in der Personenluftfahrt bis 2050.

Den **Energieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern** zeigt Tabelle 3.2.3.5-2. Der Marktanteil von flüssigen Kraftstoffen betrug 2011 rund 97 %. Über die Hälfte hiervon entfiel auf Dieselkraftstoff, ein Drittel auf Ottokraftstoff und 14 % auf Flugturbinenkraftstoffe. Biogene Kraftstoffe hatten einen Anteil von knapp 4,6 %. Elektrischer Strom spielt nur bei der Eisenbahn sowie bei U-Bahn und Straßenbahn eine Rolle. Dementsprechend niedrig war sein Anteil mit 2,3 %. Der Einsatz von Erdgas war mit 0,3 % noch unbedeutend.

Trotz verstärktem Einsatz von Biokraftstoffen und zunehmender Elektrifizierung besteht der **Energiemix** auch langfristig (2050) mit einem Anteil von 79 % überwiegend aus fossilen Energieträgern.

Einen besonders starken Rückgang verzeichnet die Nachfrage nach **Ottokraftstoffen**, die bis 2030 (2050) um 54 % (76 %) zurückgeht. Trotz der Verschiebung zu **Dieselmotoren** sinkt deren Nachfrage durch sparsamere Fahrzeuge um 3 % (25 %). Der Verbrauch von **Flugtreibstoffen** steigt mittelfristig um 13 % an und sinkt dann durch erhöhte Effizienz bis 2050 annähernd auf das Niveau von 2011.

Neben dem Einsatz von flüssigen Kraftstoffen kann sich **Methan** (in Form von Erdgas und Biogas) etablieren und macht 2030 (2050) rund 4 % (11 %) des Energiemixes im Verkehr aus. Der Einsatz von **Wasserstoff** fällt bis 2050 gering aus (rund 1%).

**Biogene Kraftstoffe** und **Biogas** verzeichnen insgesamt einen Anstieg von 95 % (rund 120%) und haben damit 2030 (2050) einen Anteil von 10 % (13 %) am Endenergieverbrauch im Verkehr. Biokraftstoffe werden für alle Verkehrsträger insbesondere auch im Luftverkehr eingesetzt. Bezogen auf den Gesamteinsatz von Diesel-, Otto-, und Flugturbinenkraftstoffen, hatten biogene Kraftstoffe 2011 einen Anteil von 4,7 %, welcher bis 2030 (2050) auf 11 % (15 %) steigt (Tabelle 3.2.3.5-3). Mit wachsendem Einsatz von Erdgasfahrzeugen im Straßenverkehr steigt auch das Potenzial zur Dekarbonisierung über die Nutzung von Biogas im Verkehr. Mit einem Anteil von 5,7 % (11,8 %) Biogas am Methaneinsatz werden 2030 (2050) rund 5 PJ (24 PJ) Biogas im Verkehr

eingesetzt. Damit macht Biogas 2050 knapp 10 % des biogenen Energieeinsatzes im Verkehr aus.

Gemessen am Gesamtverbrauch bleibt **Strom** im Verkehrssektor von untergeordneter Bedeutung. Die entsprechende Nachfrage erhöht sich zwischen 2011 und 2030 (2050) um 38 % (über 110 %) und führt damit zu einer Anteilserhöhung auf 3,7 % (knapp 7 %). Unter den Pkw machen batterieelektrische und Plug-In-Hybrid-Antriebe 2030 (2050) einen Anteil von 6 % (rund 20 %) des Bestandes aus.

*Tabelle 3.2.3.5-2: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>flüssige Kraftstoffe</b>	<b>2.499</b>	<b>2.304</b>	<b>2.191</b>	<b>2.046</b>	<b>1.773</b>	<b>1.549</b>
Ottokraftstoffe	821	528	438	374	289	197
darunter fossil	788	476	392	333	251	168
darunter biogen	33	53	46	41	38	30
Diesekraftstoffe	1.308	1.365	1.339	1.264	1.090	978
darunter fossil	1.224	1.228	1.198	1.125	949	832
darunter biogen	84	136	141	139	142	147
Flugturbinenkraftstoffe	347	390	394	391	377	357
darunter fossil	347	351	352	348	328	304
darunter biogen	0	39	41	43	49	54
Flüssiggas	24	21	20	17	16	16
<b>Methan (Erdgas)</b>	<b>9</b>	<b>28</b>	<b>55</b>	<b>91</b>	<b>159</b>	<b>204</b>
darunter fossil	9	27	53	86	145	180
darunter biogen	0	1	2	5	14	24
<b>Elektrischer Strom u.a. Energieträger</b>	<b>60</b>	<b>65</b>	<b>72</b>	<b>82</b>	<b>111</b>	<b>150</b>
Strom	60	65	72	82	106	128
Wasserstoff	0	0	0	0	5	22
<b>Insgesamt</b>	<b>2.568</b>	<b>2.397</b>	<b>2.319</b>	<b>2.219</b>	<b>2.043</b>	<b>1.904</b>
<b>darunter biogen:</b>	<b>117</b>	<b>229</b>	<b>230</b>	<b>228</b>	<b>242</b>	<b>254</b>
biogene Ottokraftstoffe	33	53	46	41	38	30
biogene Diesekraftstoffe	84	136	141	139	142	147
biogene Flugturbinenkraftstoffe	0	39	41	43	49	54
Biomethan	0	1	2	5	14	24

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 3.2.3.5-3: Anteil des Einsatzes biogener Kraftstoffe und von Biogas, 2011 – 2050, in %

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Anteil biogene Kraftstoffe	4,7%	10,0%	10,5%	11,0%	13,0%	15,0%
Anteil Biogas an Methan	0,0%	2,6%	4,2%	5,7%	8,7%	11,8%

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.3.5.1 Entwicklung der verkehrlichen Rahmendaten

#### Personenverkehr

Für den Prognosezeitraum **bis 2030** gehen wir von **weitgehend stabilen Verkehrsleistungen** aus, danach geht die Personenverkehrsleistung leicht zurück. Der Rückgang der Einwohnerzahl in Deutschland führt, für sich genommen, zu einer Verringerung der Mobilitätsnachfrage. Hinzu kommt die fortschreitende Alterung der Bevölkerung. Diese wirkt sich einerseits dämpfend auf den Berufspendlerverkehr aus. Auf der anderen Seite setzen ältere Menschen das Auto öfter zur Kompensation von Fußwegen und für Freizeitverkehre ein. Zudem nimmt die Nachfrage nach kommerziellen Hol- und Bringdiensten zu. Steigende Pro-Kopf-Einkommen wirken ebenfalls dem Rückgang der Verkehrsleistung entgegen.

Als Folge der genannten Entwicklungen liegt die Verkehrsleistung je Einwohner im Jahr 2030 (2050) bei rund 14.600 Pkm (14.900 Pkm) und damit um 3 % (5 %) höher als 2011. In Verbindung mit der sinkenden Bevölkerung beläuft sich die **Personenverkehrsleistung** damit 2030 (2050) absolut auf 1.140 Mrd. Pkm (1.085 Mrd. Pkm) und damit etwa auf (4 % unter) dem Niveau von 2011 (Tabelle 3.2.3.5.1-1). Dabei weicht die Entwicklung der Verkehrsleistung einzelner Verkehrszweige deutlich von der Gesamtentwicklung ab. Einem langfristig leicht überdurchschnittlichen Rückgang im Straßenverkehr steht eine weitgehend konstante Verkehrsleistung auf der Schiene und eine zwischen 2011 und 2030 um 17 % steigende Verkehrsleistung des Luftverkehrs gegenüber. Langfristig stagniert die Entwicklung hier weitgehend.

Tabelle 3.2.3.5.1-1: Personenverkehrsleistung nach Verkehrszweigen, 2011 – 2050, in Mrd. Pkm

Verkehrszweig	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Motorisierter Individualverkehr	917	921	924	919	904	874
Pkw	898	903	906	901	887	857
Motorisierte Zweiräder	18	18	18	18	17	17
Busse	61	54	52	50	48	45
Schienerverkehr	102	106	107	107	105	103
Straßen-, Stadt-, U-Bahnen	16	17	17	16	16	16
Eisenbahnnahverkehr	50	52	53	53	52	50
Eisenbahnfernverkehr	36	38	38	38	38	37
Luftfahrt	55	62	64	65	65	63
<b>Insgesamt</b>	<b>1.134</b>	<b>1.143</b>	<b>1.147</b>	<b>1.140</b>	<b>1.122</b>	<b>1.085</b>

Quelle: DIW 2013a, ProgTrans 2013, Prognos/EWI/GWS 2014

### Güterverkehr

Die Verkehrsleistungen im Güterverkehr lagen im Jahr 2011 bei 629 Mrd. tkm.

Infolge der zunehmenden Globalisierung und der weiter steigenden Arbeitsteilung in Europa gehen wir bis zum Jahr 2030 von einem Anstieg der gesamtmodalen Güterverkehrsleistung um rund 30 % aus. Vor allem die Verkehre über große Transportdistanzen im grenzüberschreitenden Güterverkehr werden zunehmen. Zwischen 2030 und 2050 verlangsamt sich das Wachstum im Güterverkehr aufgrund des demografischen Wandels und der damit einhergehenden nachlassenden Binnennachfrage sowie einer abgeschwächten Außenhandelsentwicklung.

Die **gesamte Güterverkehrsleistung** nimmt als Folge dieser Trends im Betrachtungszeitraum von 2011 bis 2030 (2050) um 28 % (46 %) zu (Tabelle 5.2.3.5.1-2).

Die veränderte Nachfragestruktur wird auch zu Verschiebungen unter den Verkehrsträgern führen. Die zunehmenden langlaufenden Verkehre sowie der zunehmende Containerverkehr kommen insbesondere der Schiene entgegen, weshalb wir davon ausgehen, dass die Bahnen zukünftig einen Großteil der zusätzlichen Verkehrsleistung erbringen werden. Daher erwarten wir eine Ausweitung des **Schienengüterverkehrs** um knapp 50 % (110 %) bis 2030 (2050).

Der **Straßengüterverkehr** wird sich stärker auf die kürzeren Transportdistanzen im Binnenverkehr sowie auf die Zubringer-

funktion im intermodalen Verkehr konzentrieren und infolgedessen „nur“ um rund ein Viertel bis 2030 bzw. um weitere 3 % zwischen 2030 und 2050 zulegen. Trotz der niedrigeren Wachstumsraten des Straßengüterverkehrs liegt die absolute Zunahme auf der Straße deutlich über derjenigen der Schiene. Mit einem Anteil von mehr als 64 % an der gesamten Transportleistung wird die Straße auch im Jahr 2050 der dominante Verkehrsträger sein.

Auch die **Binnenschifffahrt** steuert insbesondere längerfristig ihren Teil zur Bewältigung des Güterverkehrswachstums bei. Ihre Transportleistung steigt bis 2030 (2050) um 8 % (55 %).

Besonders dynamisch zeigt sich das Wachstum mit rund 90 % (180 %) bis 2030 (2050) im **Luftfrachtverkehr**. Gemessen an der gesamten Güterverkehrsleistung bleibt der Anteil des Luftfrachtverkehrs im Jahr 2050 mit unter 0,4 % sehr gering.

*Tabelle 3.2.3.5.1-2: Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträgern, 2011 – 2050, in Mrd. tkm*

Verkehrszweig	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Straßengüterverkehr	458,8	510,1	545,1	573,5	600,1	592,1
Eisenbahnverkehr	113,3	133,7	150,7	168,6	203,2	238,7
Binnenschifffahrt	55,0	55,5	56,7	59,4	70,6	85,5
Luftfracht	1,5	2,2	2,5	2,8	3,5	4,1
<b>Insgesamt</b>	<b>628,6</b>	<b>701,5</b>	<b>755,0</b>	<b>804,4</b>	<b>877,4</b>	<b>920,3</b>

*Quelle: DIW 2013a, ProgTrans 2013, Prognos/EWI/GWS 2014*

### 3.2.3.5.2 Endenergieverbrauch im Straßenverkehr

Aufbauend auf den vorgestellten verkehrlichen Rahmendaten, wird der Energieverbrauch im Straßenverkehr getrennt für Pkw, Busse und motorisierte Zweiräder sowie für den Straßengüterverkehr abgeleitet.

Im **Motorisierten Individualverkehr (MIV)** und bei den **Kraftomnibussen** werden hierzu zunächst die jeweiligen Fahrleistungen, gemessen in Fahrzeugkilometern (Fzkm) prognostiziert. Basis hierfür sind einerseits Annahmen über die zukünftigen Entwicklungen der Fahrzeugbestände und der zugehörigen Jahresfahrleistungen. Andererseits werden Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Besetzungsgrade (Personen pro Fahrzeug) als Verhältnis von Verkehrsleistung und Fahrleistung getroffen und mit der Entwicklung der Verkehrsleistung kombiniert. Durch Multiplikation der Fahrleistungen mit den jeweiligen spezifischen Kraftstoffverbräuchen wird dann der Energieverbrauch der Pkw und der motorisierten Zweiräder sowie der Kraftomnibusse ermittelt.

Analog ist das Verfahren im **Straßengüterverkehr**. Hier wird die Transportleistung (tkm) mit einer entfernungsgewichteten durchschnittlichen Beladung eines Fahrzeugs, dem sog. Ladefaktor, in Fahrzeugkilometer umgerechnet. Der Ladefaktor gibt an, mit welcher Tonnage ein Lkw im Durchschnitt beladen ist. In der offiziellen Statistik werden nur die Verkehrsleistung des Güterkraftverkehrs von Lkw und Sattelzügen mit einer Nutzlast ab 3,5 t erfasst. Daher wird zusätzlich die Entwicklung der Fahrleistung der Fahrzeuge mit weniger als 3,5 t Nutzlast prognostiziert. Zur Ermittlung des Energieverbrauchs werden – wie im MIV – die resultierenden Fahrleistungen des Güterverkehrs mit den entsprechenden spezifischen Verbräuchen multipliziert.

Parallel hierzu werden die **Fahrzeugbestände** in Kohortenmodellen fortgeschrieben, um die Veränderungen von Fahrzeugeffizienz und Flottenstruktur im Zeitablauf zu verfolgen.

Die so berechneten **Inländerverbräuche** der in Deutschland gemeldeten Fahrzeuge unterscheiden sich von dem in Deutschland **abgesetzten Kraftstoff**, welcher die Grundlage für die Bilanzierung des Endenergieverbrauchs in den Energiebilanzen bildet. Einerseits tanken deutsche Fahrzeuge im Ausland – andererseits tanken ausländische Fahrzeuge im Inland – wobei sich diese Größen deutlich unterscheiden können. Der sich daraus ergebende Saldo wird, analog zum Vorgehen im Rahmen der Umweltökonomischen Gesamtrechnung, auf die Verkehre der Pkw und des Güterstraßenverkehrs aufgeteilt und fortgeschrieben.

Im Folgenden werden die Entwicklungen der Inländerverbräuche im Einzelnen für den Personenstraßenverkehr, gegliedert nach Pkw, motorisierten Zweirädern und Kraftomnibussen sowie für den Verkehr der Lastkraftwagen und Sattelzüge im Straßengüterverkehr dargestellt.

#### *Endenergieverbrauch der Pkw*

Die **Fahrleistung der Pkw** erhöht sich zwischen 2011 und 2025 zunächst von 602 Mrd. Fahrzeugkilometern auf 615 Mrd. Fzkm. Danach geht sie, bedingt durch die sinkende Zahl der Bevölkerung in Verbindung mit konstanter Jahresfahrleistung der Fahrzeuge, auf 583 Mrd. Fzkm im Jahr 2050 zurück.

Für die Entwicklung des Energieverbrauchs sind neben der Fahrleistung der durchschnittliche spezifische Verbrauch der Pkw und damit die Struktur des **Fahrzeugbestandes** nach Antrieben und die technologischen Entwicklungen innerhalb der einzelnen Antriebe von entscheidender Bedeutung.

Insgesamt nimmt der **Bestand an Pkw** bis 2025 noch zu und liegt dann mit rund 44,6 Mio. Fahrzeugen um 5,5 % höher als 2011. Nach 2025 ist als Folge der demografischen Entwicklung mit einem Rückgang des Fahrzeugbestandes zu rechnen. Im Jahr



2050 erreicht dieser in etwa wieder das Niveau von 2011 (Tabelle 3.2.3.5.2-1).

Bezogen auf die Bevölkerung ab 18 Jahren (fahrfähige Bevölkerung) bedeutet dies eine Zunahme der **Motorisierung** bis 2030 um 6 %. Danach erhöht sich der Motorisierungsgrad nur noch wenig und liegt 2050 um 7 % über dem Niveau von 2011.

**Innerhalb des Pkw-Bestandes** sind mittel- und langfristig erhebliche **strukturelle Verschiebungen** zu erwarten. Während 2011 noch über 98,7 % aller Pkw mit **konventionellen Benzin- und Dieselmotoren** angetrieben wurden, machen sie 2030 (2050) noch rund 83 % (42 %) aller Antriebe aus. Trotz hoher Zuwachsraten von Pkw mit alternativem Antrieb von jährlich durchschnittlich 15 % zwischen 2011 und 2030 findet die Verschiebung der Antriebsstruktur zu alternativen Antrieben hauptsächlich zwischen 2030 und 2050 statt. Grund ist zum einen das niedrige Ausgangsniveau alternativer Antriebe im Jahr 2011 und zum anderen die Zeitverzögerung zwischen Veränderungen der Antriebsstruktur bei Neuzulassungen einerseits und im Bestand andererseits (Tabelle 3.2.3.5.2-1 und Tabelle 3.2.3.5.2-2). Während 2030 noch über 80 % des Fahrzeugbestandes konventionelle Benzin- und Dieselmotoren besitzen, liegt der Anteil der alternativen Antriebe an den Neuzulassungen bereits über 30 %.

Innerhalb der konventionellen Antriebe ist davon auszugehen, dass der Anteil der **Dieselfahrzeuge** am Bestand mittelfristig deutlich zunimmt. Ab 2020 dürften jährlich mehr Diesel-Pkw zugelassen werden als **konventionelle Benziner**.

Wesentlich tragen insbesondere längerfristig **alternative Antriebe** zur Senkung der spezifischen Emissionen der Pkw bei. Durch den Einsatz von Erdgas werden auf der Kraftstoffseite die spezifischen Emissionen pro Energieinhalt gesenkt. Mit zunehmender Elektrifizierung des Antriebsstrangs steigt die Effizienz des Antriebs. Zusätzlich werden die Emissionen im Gesamtsystem dadurch weiter verringert, dass die Stromerzeugung zunehmend auf erneuerbaren Energien basiert.

Wegen der vergleichsweise günstigeren Verkaufspreise dürften **Hybridfahrzeuge** und **Erdgasfahrzeuge** ohne weiter gehende politische Eingriffe die größten Marktanteile unter den alternativen Antrieben erreichen. Bis 2030 rechnen wir für diese Pkw-Antriebe mit Marktanteilen von jeweils 9 %, die bis 2050 auf jeweils 20 % anwachsen. Die Anteile der **Plug-In-Hybrid-Antriebe** an den Neuzulassungen liegen jeweils halb so hoch. Für rein **batterieelektrische Fahrzeuge** wird ein Einsatz insbesondere im Pendlerverkehr und im innerstädtischen Bereich angenommen. Die Marktanteile liegen 2030 bei 8 % und 2050 bei 16 %. **Brennstoffzellenantriebe**, welche erst nach 2030 relevante Zulassungsanteile entwickeln, haben 2050 einen Marktanteil von 5 %.

Tabelle 3.2.3.5.2-1: Determinanten des Energieverbrauchs der Pkw, 2011 – 2050

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Verkehrsleistung (Pkm)	898	903	906	901	887	857
Besetzungsgrad (Pkm/Fzkm)	1,49	1,48	1,47	1,47	1,47	1,47
<b>Fahrzeugbestand (Tsd.)</b>	<b>42.302</b>	<b>44.264</b>	<b>44.629</b>	<b>44.420</b>	<b>43.812</b>	<b>42.345</b>
Benzintrieb	30.505	26.301	23.741	20.829	13.598	5.857
Hybrid-Benzintrieb	37	516	1.173	2.138	4.813	7.111
Dieselantrieb	11.891	16.022	16.688	16.115	13.985	11.995
Erdgasantrieb	72	410	1.050	2.056	4.799	7.105
Autogasantrieb	419	480	481	433	455	450
Batterieelektrischer Antrieb	2	323	910	1.755	3.777	5.514
Plug-In-Hybrid-Benzintrieb	0	212	583	1.084	2.180	3.298
Brennstoffzellenantrieb		1	2	10	205	1.016
<b>Jahresfahrleistung (Tsd. km/Fzg)</b>	<b>14,2</b>	<b>13,8</b>	<b>13,8</b>	<b>13,8</b>	<b>13,8</b>	<b>13,8</b>
Benzintrieb	11,4	10,1	9,9	10,0	10,8	11,1
Hybrid-Benzintrieb	10,4	9,6	9,7	10,0	10,8	11,1
Dieselantrieb	20,7	19,8	19,4	19,0	17,3	16,7
Erdgasantrieb	27,5	23,7	22,5	21,4	18,4	16,7
Autogasantrieb	22,5	20,0	19,5	19,1	17,4	16,8
Batterieelektrischer Antrieb	5,8	5,2	6,3	7,5	10,2	11,0
Plug-In-Hybrid-Benzintrieb	9,1	9,1	9,6	10,0	10,8	11,1
Brennstoffzellenantrieb		9,1	7,9	10,7	16,6	16,7
<b>Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)</b>	<b>602,2</b>	<b>611,4</b>	<b>615,5</b>	<b>612,1</b>	<b>603,4</b>	<b>583,4</b>
Benzintrieb	349,0	266,1	236,1	208,6	147,3	64,7
Hybrid-Benzintrieb	0,4	5,0	11,4	21,4	52,1	78,6
Dieselantrieb	246,6	317,4	323,5	305,7	241,9	200,1
Erdgasantrieb	2,0	9,7	23,7	44,1	88,4	118,5
Autogasantrieb	9,4	9,6	9,4	8,3	7,9	7,6
Batterieelektrischer Antrieb	0,0	1,7	5,7	13,1	38,7	60,6
Plug-In-Hybrid-Benzintrieb	0,0	1,9	5,6	10,9	23,6	36,4
Brennstoffzellenantrieb		0,0	0,0	0,1	3,4	16,9
<b>spez. Verbrauch (l Benzin-eq/100 km)</b>	<b>7,5</b>	<b>6,2</b>	<b>5,6</b>	<b>5,1</b>	<b>4,4</b>	<b>4,0</b>
Benzintrieb (l/100 km)	7,9	6,5	5,9	5,4	4,8	4,6
Hybrid-Benzintrieb (l/100 km)	5,9	4,9	4,4	4,0	3,6	3,5
Dieselantrieb (l/100 km)	6,7	5,5	5,1	4,7	4,3	4,1
Erdgasantrieb (kg/100 km)	5,2	4,2	3,8	3,5	3,2	3,0
Autogasantrieb (kg/100 km)	5,1	4,2	3,8	3,4	3,1	3,0
Batterieelektrischer Antrieb (kWh/100 km)	19,1	17,0	15,9	15,0	14,2	14,0
Plug-In-Hybrid-Benzintrieb (kWh/100 km)	50,0	41,7	33,9	27,6	25,4	24,6
Brennstoffzellenantrieb (kg H <sub>2</sub> /100 km)		1,4	1,3	1,2	1,2	1,1

Quellen: DIW 2013b, KBA 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014, ProgTrans 2013

Tabelle 3.2.3.5.2-2: Eigenschaften der Pkw-Neuzulassungen, 2011 – 2050

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Neuzulassungen (1.000)</b>	<b>3174</b>	<b>3325</b>	<b>3325</b>	<b>3325</b>	<b>3325</b>	<b>3325</b>
Benzintrieb	1652	1450	1261	1031	464	0
Hybrid-Benzintrieb	13	100	200	299	532	665
Dieselantrieb	1496	1509	1366	1260	1082	931
Erdgasantrieb	6	86	200	299	532	665
Autogasantrieb	5	33	33	33	33	33
Batterieelektrischer Antrieb	2	86	166	249	399	532
Plug-In-Hybrid-Benzintrieb		60	100	150	233	333
Brennstoffzellenantrieb		0	0	3	50	166
<b>spez. Verbrauch (l Benzin-eq/100 km)</b>	<b>6,2</b>	<b>5,1</b>	<b>4,7</b>	<b>4,4</b>	<b>3,9</b>	<b>3,6</b>
Benzintrieb (l/100 km)	6,3	5,2	5,0	4,8	4,5	4,4
Hybrid-Benzintrieb (l/100 km)	5,3	4,4	4,0	3,8	3,5	3,4
Dieselantrieb (l/100 km)	5,5	4,7	4,5	4,3	4,1	4,0
Erdgasantrieb (kg/100 km)	4,6	3,8	3,5	3,3	3,1	3,0
Autogasantrieb (kg/100 km)	4,5	3,8	3,4	3,2	3,0	2,9
Batterieelektrischer Antrieb (kWh/100 km)	17,9	15,9	15,0	14,5	14,0	14,0
Plug-In-Hybrid-Benzintrieb (kWh/100 km)		40,3	32,4	26,2	24,2	23,6
Brennstoffzellenantrieb (kg H <sub>2</sub> /100 km)		1,3	1,2	1,2	1,1	1,0
<b>spezifische Emissionen (g/km)</b>	<b>146</b>	<b>119</b>	<b>108</b>	<b>97</b>	<b>81</b>	<b>67</b>
Benzintrieb	146	122	116	112	106	103
Hybrid-Benzintrieb	124	103	95	89	83	80
Dieselantrieb	147	126	120	115	109	106
Erdgasantrieb	129	107	98	92	86	83
Autogasantrieb	135	112	103	96	90	87
Batterieelektrischer Antrieb	0	0	0	0	0	0
Plug-In-Hybrid-Benzintrieb		84	61	42	37	36
Brennstoffzellenantrieb		0	0	0	0	0

Quellen: KBA 2013b, Prognos/EWI/GWS 2014

Zu den **Elektro-Pkw** werden batterieelektrische Pkw, Pkw mit Plug-In-Hybridantrieb und Brennstoffzellenfahrzeuge gerechnet. Zusammen wächst ihr Bestand, ausgehend von rund 2.300 Fahrzeugen im Jahr 2011, über eine halbe Mio. 2020 und knapp drei Mio. 2030 auf knapp 10 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2050. Letztlich hängen die Marktchancen alternativer Antriebe von deren Kostenentwicklung im Vergleich zu konventionellen Antrieben sowie vom Einsatz verkehrs- und umweltpolitischer Instrumente ab. Teil- und vollelektrisierte Antriebe werden sich schneller durchsetzen, wenn

z.B. in Innenstädten Zero-Emissions-Fahrzeuge gefordert werden oder die Preisdifferenz gegenüber konventionellen Fahrzeugen kleiner wird.

Die **durchschnittlichen Fahrleistungen** des gesamten Pkw-Bestandes lagen im Jahr 2011 bei 14,2 Tsd. km pro Jahr. Bei Pkw mit Dieselantrieb oder Gasantrieb, bei denen die Anschaffungskosten höher und die Kraftstoffkosten niedriger sind, waren die Jahresfahrleistungen deutlich höher. Batterieelektrische Fahrzeuge hatten 2011 wegen der eingeschränkten Reichweite deutlich niedrigere Jahresfahrleistungen. Mit zunehmender Entwicklung der Batterietechnologie steigen die durchschnittlichen Jahresfahrleistungen von batterieelektrischen Fahrzeugen und erreichen 2050 annähernd das Niveau heutiger Benzinfahrzeuge. Der Durchschnitt der Jahresfahrleistungen über den gesamten Pkw-Bestand wird als anfangs leicht rückläufig und anschließend weitgehend konstant angenommen (Tabelle 3.2.3.5.2-1).

Der **spezifische Kraftstoffverbrauch** des Fahrzeugbestandes lag 2011 bei 7,5 l Benzin-Äquivalent/100 km. Unter Berücksichtigung des unterschiedlichen Energiegehalts von Benzin- und Dieselmotorkraftstoff, betrug der Verbrauchsunterschied zwischen beiden Motor Konzepten rund 20 %.<sup>11</sup> Der Verbrauch von Hybridfahrzeugen war rund ein Viertel niedriger als der Verbrauch von Fahrzeugen mit konventionellem Benzinantrieb.

Für die weitere Entwicklung der durchschnittlichen spezifischen Verbräuche spielen folgende Einflussfaktoren eine Rolle:

- Der **technische Stand** und die Entwicklungspotenziale in der Fahrzeugtechnik. Hierunter fallen insbesondere Motor- und Antriebstechnik, Gewicht und Fahrwiderstand. Für die Zukunft werden Einsparpotenziale in einer Optimierung des Motormanagements und der Getriebeauslegung sowie bei Gewichtseinsparungen und verbesserter Aerodynamik gesehen. Weitere Möglichkeiten der Verbrauchsreduktion bieten GPS-gestützte und auf der Vernetzung von Fahrzeugen basierende Fahrassistenzsysteme.
- Die Altersstruktur des Bestandes und die **Marktdurchdringung** technischer Neuerungen. Verbrauchsgünstige Fahrzeuge werden zukünftig zunehmend an Bedeutung gewinnen. Hierzu tragen zum einen steigende Kraftstoffpreise bei. Zum anderen ist davon auszugehen, dass auch in Zukunft energie- und umweltpolitische Auflagen eine Verbrauchsabsenkung begünstigen werden.
- Die **Zusammensetzung** des Bestandes hinsichtlich der Fahrzeuggrößenklassen. Insgesamt ist zu erwarten, dass

---

<sup>11</sup> Heizwert von 1 l Benzin : 32,3 MJ  
Heizwert von 1 l Diesel : 35,8 MJ

es auch weiterhin Strukturverschiebungen zugunsten von Fahrzeugen mit höherem Gewicht geben wird, allerdings in geringerem Umfang als in der Vergangenheit. Innerhalb der einzelnen Kategorien setzt sich der Trend zu verbrauchsärmeren Fahrzeugen fort.

- Individuelle **Nutzungsbedingungen** (Fahrverhalten) und organisatorische Aspekte (Verkehrsflussmanagement). Verbrauchsbewusstes Fahrverhalten dürfte zukünftig eine größere Bedeutung erlangen. Hierbei spielen hohe Kraftstoffpreise ebenso eine Rolle wie entsprechende Schulungsmaßnahmen im Rahmen der Fahrausbildung. Den Verkehrsfluss regelnde Techniken werden angesichts der noch deutlich steigenden Straßengüterverkehrsleistungen dazu beitragen, die Stauhäufigkeit nicht wesentlich ansteigen zu lassen. In dieselbe Richtung wirkt die Entwicklung intelligenter Navigationssysteme.

Zusammen genommen lassen diese Entwicklungen den **spezifischen Kraftstoffverbrauch** bis zum Jahr 2030 (2050) im Durchschnitt bei Diesel-Pkw auf 4,7 l/100 km (4,1 l/100 km) und bei konventionellen Benzinern auf 5,4 l/100 km (4,6 l/100 km) sinken. Der Verbrauch der im Jahr 2030 (2050) neu zugelassenen Diesel-Pkw liegt bei 4,3 l/100 km (4,0 l/100 km), bei Benzinern sind es 4,8 l/100 km (4,4 l/100 km). Betrachtet man den Durchschnitt über alle neu zugelassenen Fahrzeuge inklusive der alternativen Antriebe beträgt der durchschnittliche Verbrauch 2030 (2050) 4,4 l/100 km (3,6 l/100 km) Benzin-Äquivalent.

Die **spezifischen Emissionen**<sup>12</sup> der 2011 neu zugelassenen Pkw lagen durchschnittlich bei 146 g/km. Bis 2030 sinken die durchschnittlichen Emissionen insbesondere durch eine starke Absenkung der spezifischen Verbräuche auf 97 g/km, anschließend gehen sie weiter auf 67 g/km zurück, insbesondere weil zunehmend Pkw mit alternativen Antriebe in den Markt kommen. Die EU-Verordnung Nr. 443/2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Pkw bestimmt, dass die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Pkw-Neuwagenflotte in der EU bei 120 g/km liegen sollen. Alleine durch Motortechnik und innovative Technologien soll ein Durchschnitt von 130 g/km gemäß NEFZ-Prüfstandsfahrzyklus und ab 2020 von 95 g/km erreicht werden. Eine Senkung um weitere 10 g/km soll durch zusätzliche Maßnahmen (Bspsw. den Einsatz von Biokraftstoffen) erreicht werden. Aus der Zielvorgabe von 95 g/km für die EU-weite Neuwagenflotte im Jahr 2020 werden herstellerspezifische Vorgaben abgeleitet. In Abhängigkeit von dem durchschnittlichen Fahrzeuggewicht der in der EU zugelassenen Pkw eines jeden Herstellers, wird ein herstellerindividuelles

---

<sup>12</sup> Dabei werden nur die direkten Emissionen angerechnet – batterieelektrische Antriebe und Brennstoffzellenantriebe werden mit 0 g/km bewertet. Da spezifische Emissionen bei den Neuzulassungen eine Kenngröße zur Beschreibung des Fahrzeugs und seiner Technik darstellen, werden diese unter Verwendung rein fossiler Kraftstoffe bestimmt. Der jeweilige Anteil von Biokraftstoff geht nicht in die Berechnung ein.

spezifisches Ziel gesetzt. Wird dieses Ziel nicht erreicht, muss der Hersteller Strafzahlungen leisten. Eine Reihe von Einschränkungen schwächen die effektiven Vorgaben für die Hersteller ab (z. B. Anrechnung von Ökoinnovationen, Mehrfachgewichtung von emissionsarmen Fahrzeugen etc.). Wenn in Deutschland Pkw mit überdurchschnittlichen Emissionen abgesetzt werden (was in der Vergangenheit im Durchschnitt der Fall war), muss dies nicht bedeuten, dass herstellereinspezifische Vorgaben nicht erfüllt werden. Insgesamt ist deshalb davon auszugehen, dass die durchschnittlichen Emissionen der in Deutschland zugelassenen Pkw über den EU-Zielvorgaben liegen werden.

Für den Energieverbrauch der Pkw ergeben sich aus den beschriebenen Entwicklungen folgende Trends (Tabelle 3.2.3.5.2-3).<sup>13</sup>

- Der Verbrauch von **Benzin** aus Mineralöl geht im gesamten Betrachtungszeitraum deutlich zurück und liegt im Jahr 2030 (2050) um 60 % (80 %) niedriger als 2011. Es trägt dann nur noch ein gutes Drittel (ein gutes Fünftel) zur Deckung des Kraftstoffbedarfs der Pkw bei, 2011 waren es noch fast 60 %. Gründe für den drastischen Bedeutungsverlust von Benzin sind die steigende Fahrzeugeffizienz in Verbindung mit rückläufigen Marktanteilen von Fahrzeugen mit Benzinantrieb sowie der Ausbau von Biokraftstoffen.
- Grundlegend anders verläuft die Entwicklung bei konventionellem **Dieselmotorkraftstoff**. Der Verbrauch nimmt zunächst bis 2020 um knapp 10 % zu. Danach sinkt die Dieselnachfrage als Folge weiter rückläufiger spezifischer Verbräuche sowie zunehmender Bedeutung von Biokraftstoffen und liegt 2030 (2050) bei 90 % (unter 50 %) des Ausgangswertes von 2011. Der Marktanteil von konventionellem Dieselmotorkraftstoff steigt, ausgehend von 35 % im Jahr 2011 auf zwischenzeitlich 47 % und liegt am Ende des Betrachtungszeitraums leicht unter dem Ausgangsniveau.
- Auf Fahrzeuge mit **Gas- und Brennstoffzellenantrieben** entfallen 2030 (2050) gut 8 % (22 %) des Energieverbrauchs aller Pkw. Der in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzte Wasserstoff trägt 2050 mit knapp 3 % zur Deckung des Gesamtenergiebedarfs der Pkw bei, 2030 spielt er noch keine Rolle.
- Der Einsatz von **Biokraftstoffen** und **Biogas** erhöht sich aufgrund steigender biogener Anteile an den jeweiligen Kraftstoffen bis 2020. Anschließend werden die weiter steigenden biogenen Anteile durch den rückläufigen Verbrauch überkompensiert, wodurch der Einsatz von biogenen Kraft-

13 Alle Angaben beziehen sich auf den inländischen Fahrzeugbestand.

stoffen und Biomethan langsam sinkt und im Jahr 2030 (2050) mit 106 PJ (96 PJ) um 47 % (34 %) höher liegt als 2011.

- **Insgesamt** verringert sich der **Energieverbrauch der Pkw** kontinuierlich und unterschreitet den Ausgangswert von 2011 mit 1.022 PJ (755 PJ) im Jahr 2030 (2050) um 30 % (fast 50 %). Diese Veränderung entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang zwischen 2011 und 2030 (2050) von 1,9 % (1,7 %).

Die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>14</sup> der inländischen Pkw sinken noch stärker als der Energieverbrauch. Ausgehend von 102 Mio. t im Jahr 2011 gehen sie bis 2030 (2050) um knapp 40 % (60 %) auf 65 Mio. t (41 Mio. t) zurück. Diese Veränderung entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang zwischen 2011 und 2030 (2050) von 2,4 % (2,3 %).

*Tabelle 3.2.3.5.2-3: Energieverbrauch und Emissionen von Pkw, 2011 – 2050, in PJ bzw. Mio. t*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Energieverbrauch (PJ)</b>	<b>1.484</b>	<b>1.240</b>	<b>1.127</b>	<b>1.022</b>	<b>866</b>	<b>755</b>
Benzin	868	517	423	357	266	174
Diesel	517	563	526	462	327	251
Erd- und Flüssiggas	27	38	60	86	138	168
Strom	0	2	5	12	29	45
Biokraftstoffe, Biomethan	72	121	113	106	101	96
Wasserstoff	0	0	0	0	5	22
<b>spezifische Emissionen (g/km)</b>	<b>170</b>	<b>133</b>	<b>118</b>	<b>106</b>	<b>85</b>	<b>70</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen (Mio. t)</b>	<b>102</b>	<b>81</b>	<b>73</b>	<b>65</b>	<b>51</b>	<b>41</b>

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### *Endenergieverbrauch der motorisierten Zweiräder*

**Motorräder und Mopeds** verbrauchten im Jahr 2011 rund 660 Mio. Liter Benzin, entsprechend 21,2 PJ Energie. Das waren 1,6 % des Gesamtenergieverbrauchs für den motorisierten Individualverkehr.

Die Fortschreibung des Kraftstoffverbrauchs der motorisierten Zweiräder basiert auf folgenden Annahmen:

<sup>14</sup> Hier werden entsprechend Treibhausgasinventar Biokraftstoffe mit Emissionsfaktor 0 bewertet.

- Die **Verkehrsleistung** wird bis 2020 minimal zunehmen, danach geht sie, demografisch bedingt, zurück und liegt im Jahr 2050 rund 8 % niedriger als 2011.
- Der **Bestand an motorisierten Zweirädern** zeigt einen ähnlichen Verlauf wie die Verkehrsleistung: leichte Zunahme bis 2020, danach Rückgang und 2050 ein Niveau von 8 % unterhalb des Bestands von 2011.
- Während **batterieelektrische Antriebe** bei Motorrädern und Mopeds im Jahr 2011 mit einem Anteil von unter 1‰ noch eine marginale Rolle spielten, werden 2030 (2050) etwa die 11 % (47 %) der Fahrzeuge elektrisch betrieben. Wegen des vergleichsweise geringen Gewichts können die Batterien von Elektrozweirädern im Vergleich zu Pkw kleiner ausgelegt werden und führen zu niedrigeren spezifischen Kosten. Aufgrund ihres niedrigen Verbrauchs werden Elektrofahrräder, von denen 2011 bereits eine Million in Betrieb war, nicht berücksichtigt.
- Der **spezifische Verbrauch** der motorisierten Zweiräder mit Benzinantrieb liegt 2030 (2050) 9 % (14 %) unter dem Wert des Jahres 2011. Der spezifische Verbrauch der deutlich effizienteren Elektrozweiräder sinkt bis 2030 (2050) auf 6,6 kWh/100 km (6,1 kWh/100 km).

Im Zusammenwirken der Annahmen nimmt der **Energieverbrauch der motorisierten Krafträder** bis 2020 noch leicht zu und sinkt anschließend auf die Hälfte des Ausgangsniveaus von 2011 (Tabelle 3.2.3.5.2-4). Wesentlich tragen dazu die effizienten Elektrozweiräder bei. Im Jahr 2050 hat Strom einen Anteil von 15 % am Endenergieverbrauch.



Tabelle 3.2.3.5.2-4: Determinanten des Energieverbrauchs und Energieverbrauch der motorisierten Zweiräder, 2011 – 2050

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)</b>	<b>18,1</b>	<b>18,3</b>	<b>18,2</b>	<b>17,9</b>	<b>17,4</b>	<b>16,6</b>
<b>Bestand</b>	6.004	6.070	6.027	5.929	5.761	5.496
Benzintrieb	6.002	5.975	5.791	5.279	4.047	2.914
Batterieelektrischer Antrieb	2	95	236	650	1.714	2.582
<b>Spezifischer Verbrauch</b>						
Benzintrieb (l/100 km)	3,9	3,6	3,6	3,5	3,4	3,4
Batterieelektrischer Antrieb (kWh/km)	9,3	6,9	6,7	6,6	6,4	6,1
<b>Verbrauch (PJ)</b>	21,2	19,9	19,0	17,4	13,8	10,6
Benzin (PJ)	21,2	19,8	18,9	17,0	12,8	9,1
Strom (PJ)	0,0	0,1	0,2	0,4	1,1	1,5

Quellen: DIW 2013b, KBA 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014, ProgTrans 2013

#### Endenergieverbrauch der Kraftomnibusse

Der **Kraftstoffverbrauch** der Omnibusse lag im Jahr 2011 bei 34 PJ und hatte damit einen Anteil von 2,5 % am gesamten Energieverbrauch des Straßenpersonenverkehrs.

Die **Verkehrsleistung** der Kraftomnibusse sinkt bis 2030 (2050) um 18 % (26 %). Neben der rückläufigen Bevölkerung tragen dazu insbesondere die rückläufigen Schülerzahlen bei, die zu sinkenden Verkehrsleistungen im ÖPNV führen (Tabelle 3.2.3.5.2-5).

Tabelle 3.2.3.5.2-5: Fahrzeugbestand und Energieverbrauch der Kraftomnibusse, 2011 – 2050

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Verkehrsleistung (Pkm)</b>	<b>61</b>	<b>54</b>	<b>52</b>	<b>50</b>	<b>48</b>	<b>45</b>
<b>Fahrzeugbestand (1.000)</b>	<b>76,5</b>	<b>75,0</b>	<b>74,5</b>	<b>73,7</b>	<b>71,7</b>	<b>68,8</b>
Benzinantrieb	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dieselantrieb	74,7	71,8	69,3	64,5	53,7	41,6
Erdgasantrieb	1,5	2,6	3,7	5,9	10,7	15,5
Batterieelektrischer Antrieb	0,1	0,6	1,5	2,9	5,7	8,3
Brennstoffzellenantrieb	-	-	0,0	0,4	1,4	3,4
<b>Energieverbrauch (PJ)</b>	<b>34,4</b>	<b>29,0</b>	<b>27,1</b>	<b>25,5</b>	<b>23,6</b>	<b>21,4</b>
Benzin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel	31,5	25,1	22,9	20,5	16,6	12,4
Erdgas	0,7	1,0	1,4	2,1	3,6	5,0
Strom	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4
Biokraftstoffe, Biomethan	2,2	2,8	2,7	2,7	2,8	2,9
Wasserstoff	-	-	0,0	0,1	0,3	0,8

Quellen: KBA 2013a, DIW 2013a, 2013b, Prognos/EWI/GWS 2014, ProgTrans 2013

Im Jahr 2011 wurden Kraftomnibusse fast ausschließlich mit Dieselmotoren angetrieben. Daneben machten Erdgasantriebe 2 % des Fahrzeugbestandes aus. Prognostisch werden deutliche **Ver-schiebungen in der Antriebsstruktur** angenommen. Im Linienverkehr ist der Einsatz klar charakterisiert, so dass geringe Reichweiten und Betankungsinfrastruktur kein unüberwindbares Hindernis für die Einführung alternativer Antriebe darstellen. Der Anteil von Erdgasantrieben wächst bis 2030 (2050) auf 8 % (23 %), batterieelektrisch betriebene Busse haben dann einen Anteil von 4 % (12 %). Ab 2030 werden auch zunehmend Brennstoffzellenbusse eingesetzt und machen 2050 rund 5 % des Fahrzeugbestandes aus.

Beim **spezifischen Verbrauch** ist mit weiteren Absenkungen zu rechnen. Hierbei spielen sowohl technische Verbesserungen (Antrieb, Gewicht, Aerodynamik) als auch eine verbesserte Verkehrssteuerung eine Rolle.

Insgesamt liegt der **Verbrauch der Busse im Jahr 2030 (2050)** um 26 % (38 %) unter dem Niveau von 2011. Der Energiebedarf wird 2030 (2050) noch zu 80 % (knapp 60%) durch konventionellen Dieselmotorkraftstoff gedeckt, der Rest entfällt auf Erdgas mit 8 % (23 %), Biokraftstoffe und Biomethan mit 10 % (13 %), Wasserstoff mit 0,3 % (4%) und Strom mit 0,6 % (2 %).

### *Endenergieverbrauch im Güterstraßenverkehr*

Die Kategorie „**Güterverkehr**“ umfasst Lastkraftwagen, Sattelzugmaschinen, gewöhnliche Zugmaschinen (ohne Landwirtschaft) sowie „Sonstige Fahrzeuge“ wie zum Beispiel Feuerwehr- und Abfallsammelfahrzeuge.<sup>15</sup> Aufgrund seiner innerhalb dieser Kategorie überragenden Bedeutung für den Energieverbrauch, beziehen sich die folgenden Ausführungen im Wesentlichen auf den Güterverkehr im engeren Sinne, und damit auf Lkw und Sattelzugmaschinen.

Der **Verkehr der Lkw und Sattelzüge** unterteilt sich in den statistisch erfassten Güterkraftverkehr der Fahrzeuge ab 3,5 t Nutzlast einerseits und den Verkehr von Fahrzeugen mit weniger als 3,5 t Nutzlast andererseits.

Die **Verkehrsleistung des Güterkraftverkehrs** in Deutschland steigt bis 2030 (2050) um 25 % (29 %) (Tabelle 3.2.3.5.2-6). Zur Ermittlung des Kraftstoffabsatzes im Inland wird, wie auch in Kapitel 3.2.3.5.1, der Verkehr im Inland betrachtet (unabhängig von der Herkunft der Fahrzeuge). Im Unterschied dazu geht die **fahrzeugbasierte Verbrauchsrechnung** vom Bestand der auf Inländer zugelassenen Fahrzeuge aus. Die angegebenen Fahrleistungen beziehen sich deshalb auf die Verkehre deutscher Fahrzeuge im In- und Ausland.<sup>16</sup> Die Inländerfahrleistung reduziert sich um 4 % (13 %). Grund dafür ist einerseits die unterschiedliche Entwicklung von Inlands- und Inländerverkehren, auf der anderen Seite ein steigender entfernungsgewichteter Ladefaktor. Dieser bildet eine höhere Auslastung, einen niedrigeren Anteil an Leerfahrten und im Mittel größere Fahrzeuge ab. Eine um 12 % (14 %) erhöhte durchschnittliche Jahresfahrleistung geht mit einem um 15 % (24 %) sinkenden Bestand an Lkw und Sattelzügen mit einer Nutzlast ab 3,5 t einher.

Im Güterkraftverkehr nicht enthalten ist das stark wachsende Segment der **Fahrzeuge mit weniger als 3,5 t Nutzlast**, meist Transporter, die u.a. im Kurier-, Express- und Paketdienst zum Einsatz kommen. Bei diesen steigt die Fahrleistung im Gegensatz zum Güterkraftverkehr zwischen 2011 und 2030 (2050) um 25 % (35 %). Im Jahr 2011 hatten diese Fahrzeuge einen Anteil von 62 % an der Fahrleistung aller Lkw und Sattelzüge. Bis 2030 (2050) steigt der Anteil auf 68 % (72 %). Anders als im Güterkraftverkehr wird bei den kleinen Lkw von einer sinkenden durchschnittlichen Jahresfahrleistung ausgegangen. Ihr Bestand erhöht sich um 33 % (47 %). Im Jahr 2030 (2050) weisen dadurch 86 % (fast 90 %) aller Fahrzeuge in der Kategorie Lkw und Sattelzüge eine Nutzlast von weniger als 3,5 t auf.

---

15 Bis 2005 wurden Wohnwagen, Krankenwagen und Leichenwagen ebenfalls den Sonstigen Fahrzeugen zugeordnet. Seit 2006 werden diese Fahrzeuge unter der Kategorie Pkw bilanziert.

16 Die Differenz zwischen dem Verbrauch der auf Inländer zugelassenen Fahrzeuge und dem für die Energiebilanz relevanten Kraftstoffabsatz im Inland wird wie bei den Pkw durch den entsprechenden Saldo berücksichtigt.

Gemittelt über alle Lkw und Sattelzüge steigt die Gesamtfahrleistung bis 2030 (2050) um 14 % (17 %), der Fahrzeugbestand nimmt um 24 % (34 %) zu.

Tabelle 3.2.3.5.2-6: Fahrzeugbestand und Fahrleistungen der Lkw und Sattelzüge, 2011 – 2050

Güterkraftverkehr	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Verkehrsleistung in Deutschland (Mrd. tkm)	459	510	545	574	600	592
Gesamtfahrleistung deutscher Fzg. (Mrd. Fzkm)	30,3	28,7	29,0	29,1	28,2	26,5
Fahrzeugbestand (1.000)	465	411	402	397	380	356
Jahresfahrleistung (1.000 km / Fzg)	65,3	70,0	72,2	73,2	74,1	74,5
<b>Lkw &lt; 3,5 t Nutzlast</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)	49,7	55,1	59,1	61,8	65,9	67,1
Fahrzeugbestand (1.000)	2.155	2.529	2.725	2.863	3.078	3.163
Jahresfahrleistung (1.000 km / Fzg)	23,0	21,8	21,7	21,6	21,4	21,2
<b>Lkw und Sattelzüge insgesamt</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)	80	84	88	91	94	94
Fahrzeugbestand (1.000)	2.619	2.940	3.127	3.260	3.458	3.518
Jahresfahrleistung (1.000 km / Fzg)	30,5	28,5	28,2	27,9	27,2	26,6

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014, ProgTrans 2013

Die Veränderungen in Struktur, Auslastung und Größe der Fahrzeuge beeinflussen neben technischen Verbesserungen den **gemittelten spezifischen Kraftstoffverbrauch** der Lkw und Sattelzüge. Dieser sinkt in Folge zwischen 2011 und 2030 (2050) um 20 % (30 %) (Tabelle 3.2.3.5.2-7).

Eine weitaus geringere Bedeutung als bei Pkw haben **alternative Antriebe** bei den Lkw und Sattelzügen. Wie im Ausgangsjahr werden auch 2030 und 2050 rund 94 % der Fahrzeuge von **Dieselmotoren** angetrieben. Einem deutlichen Rückgang der Fahrzeuge mit Benzinantrieb stehen wachsende Anteile von Fahrzeugen mit Gasantrieb oder batterieelektrischem Antrieb gegenüber.

Der **Energieverbrauch der Lkw und Sattelzüge** geht mittel- und langfristig trotz steigender Verkehrsleistungen zurück. Im Jahr 2030 (2050) liegt er mit 576 PJ (520 PJ) rund 9 % (18 %) niedriger als 2011. Rund 80 % des Verbrauchs entfallen auf den eigentlichen Straßengüterverkehr der Lkw und Sattelzüge, der Rest auf sonstige Zugmaschinen und sonstige Kraftfahrzeuge.

Tabelle 3.2.3.5.2-7: Determinanten des Energieverbrauchs und Energieverbrauch von Lkw und Sattelzügen, 2011 – 2050

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Fahrzeugbestand (1.000)</b>	<b>2.619</b>	<b>2.940</b>	<b>3.127</b>	<b>3.260</b>	<b>3.458</b>	<b>3.518</b>
Benzintrieb	134	98	90	79	51	18
Dieselantrieb	2.460	2.783	2.955	3.075	3.252	3.298
Erdgasantrieb	16	41	58	76	114	150
Autogasantrieb	7	14	18	22	30	37
Batterieelektrischer Antrieb	1	4	6	7	11	15
<b>Jahresfahrleistung (1.000 km/Fzg)</b>	<b>30,5</b>	<b>28,5</b>	<b>28,2</b>	<b>27,9</b>	<b>27,2</b>	<b>26,6</b>
Benzintrieb	13,9	12,8	12,7	12,6	12,3	12,1
Dieselantrieb	31,4	29,2	28,8	28,4	27,6	26,9
Erdgasantrieb	26,3	24,8	24,6	24,4	23,9	23,4
Autogasantrieb	26,4	24,9	24,8	24,6	24,1	23,6
Batterieelektrischer Antrieb	13,2	12,6	12,5	12,4	12,1	11,9
<b>Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)</b>	<b>80,0</b>	<b>83,9</b>	<b>88,2</b>	<b>90,9</b>	<b>94,0</b>	<b>93,5</b>
Benzintrieb	1,9	1,3	1,1	1,0	0,6	0,2
Dieselantrieb	77,4	81,2	85,1	87,4	89,8	88,7
Erdgasantrieb	0,4	1,0	1,4	1,9	2,7	3,5
Autogasantrieb	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,9
Batterieelektrischer Antrieb	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
<b>spezifischer Verbrauch (l Diesel-eq/100 km)</b>	<b>22,1</b>	<b>19,1</b>	<b>18,5</b>	<b>17,7</b>	<b>16,2</b>	<b>15,5</b>
Benzintrieb (l/100 km)	11,6	10,7	10,3	10,0	9,7	9,7
Dieselantrieb (l/100 km)	22,4	19,3	18,7	17,8	16,2	15,4
Erdgasantrieb (kg/100 km)	14,9	13,7	13,2	12,8	12,4	12,3
Autogasantrieb (kg/100 km)	16,2	15,0	14,4	14,0	13,6	13,4
Batterieelektrischer Antrieb (kWh/100 km)	53,7	47,6	46,4	44,3	40,0	38,3
<b>Verbrauch (PJ)</b>	<b>632,7</b>	<b>575,5</b>	<b>585,6</b>	<b>576,2</b>	<b>544,8</b>	<b>519,7</b>
Benzintrieb	7,0	4,4	3,8	3,2	2,0	0,7
Dieselantrieb	621,0	561,7	569,2	557,5	521,1	491,6
Erdgasantrieb	3,2	6,9	9,5	11,9	17,0	21,7
Autogasantrieb	1,5	2,4	2,9	3,4	4,5	5,4
Batterieelektrischer Antrieb	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2

Quelle: KBA 2013a, DIW 2013b, Prognos/EWI/GWS 2014, ProgTrans 2013

### 3.2.3.5.3 Endenergieverbrauch im Schienenverkehr

Unter dem Begriff **Schienenverkehr** werden die Bereiche Eisenbahnpersonenverkehr, schienengebundener Öffentlicher Straßenpersonennahverkehr (ÖSPV Schiene) und der Schienengüterverkehr erfasst. Der **ÖSPV Schiene** seinerseits umfasst den Verkehr mit U-Bahnen, S-Bahnen und Straßenbahnen. Im Folgenden werden die Bereiche ÖSPV Schiene und Eisenbahnpersonenverkehr getrennt behandelt.

#### *Energieverbrauch im schienengebundenen ÖSPV*

Der **Endenergieverbrauch des ÖSPV Schiene** wird durch die erbrachten Verkehrsleistungen, die mit Hilfe des Auslastungsgrades (Personen pro Fahrzeug) hieraus abgeleiteten Fahrleistungen und den spezifischen Verbrauch ermittelt. Die Prognose für den ÖSPV Schiene umfasst ausschließlich den Traktionsenergieverbrauch einschließlich Weichenheizung und Vorheizen der Züge.

Die **Verkehrsleistung im Schienen-ÖSPV** zeigt bis 2025 ein leichtes Wachstum, sinkt anschließend bis 2050 und liegt dann 6 % niedriger als 2011. Grund dafür ist eine verkehrspolitische Förderung des ÖSPV in Kombination mit einer langfristig sinkenden Bevölkerung.

Die **Fahrleistung** geht im Prognosezeitraum bis 2030 um 9 % zurück und unterschreitet im Jahr 2050 das Niveau von 2011 um ein gutes Fünftel. Der Grund für den stärkeren Rückgang gegenüber den Verkehrsleistungen sind weiter steigende Auslastungsgrade der Fahrzeuge.

Beim **spezifischen Energieverbrauch** je Fahrzeugkilometer (kWh/Fzkm) sind aufgrund technischer Verbesserungen und einer allmählichen Flottenerneuerung Absenkungen zu erwarten. Zusammen genommen führen diese Faktoren im Betrachtungszeitraum zu einer Verringerung des spezifischen Verbrauchs der Wagen im Schienen-ÖSPV um 6 % (9 %) bis 2030 (2050).

Aus dem Zusammenwirken der Einflussfaktoren resultiert ein deutlich sinkender Energieverbrauch. Dieser liegt im Jahr 2030 (2050) 15 % (30 %) niedriger als 2011 (Tabelle 3.2.3.5.3-1).

*Tabelle 3.2.3.5.3-1: Determinanten des Energieverbrauchs im schienengebundenen öffentlichen Straßenpersonennahverkehr, 2011 – 2050*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)	16,5	16,6	16,6	16,5	16,1	15,6
Auslastungsgrad (Pkm/Fzkm)	55	57	59	60	63	66
Fahrleistung (Mio. Fzkm)	301	289	284	274	254	234
Spezifischer Verbrauch (kWh/Fzkm)	5,8	5,6	5,5	5,4	5,3	5,3
<b>Verbrauch (Strom, PJ)</b>	<b>6,3</b>	<b>5,8</b>	<b>5,6</b>	<b>5,4</b>	<b>4,9</b>	<b>4,4</b>

Quelle: Stabu 2013f, Ifeu 2012, Prognos/EWI/GWS 2014

#### *Der Endenergieverbrauch im Eisenbahnpersonenverkehr*

Die statistische Datenbasis für eine detaillierte Prognose des Energieverbrauchs des Eisenbahnverkehrs ist unzureichend. So werden zwar die Verkehrsleistungen, gemessen in Pkm und tkm, veröffentlicht. Aktuelle Angaben zu den Traktionsenergieverbräuchen fehlen aber. Dementsprechend basieren die Analyse der Vergangenheitsentwicklung und die Prognose zu einem großen Teil auf eigenen Schätzungen.

Die Prognose des Energieverbrauchs unterscheidet nach den Segmenten **Personennahverkehr** und **Personenfernverkehr**. Nicht unterschieden wird zwischen dem Energieverbrauch der Deutschen Bahn AG und demjenigen anderer Eisenbahnen, da hierfür die statistische Grundlage fehlt. Basis für die Prognose des Energieverbrauchs sind die Verkehrsleistungen, differenziert nach den Verkehrsarten Personennahverkehr und Personenfernverkehr. Als zweiter Faktor werden die spezifischen Energieverbräuche, bezogen auf die Verkehrsleistung, für 2011 geschätzt und in der Entwicklung prognostiziert. Diese werden von der Auslastung, der technischen Qualität des Fahrzeugbestandes und dessen Einsatz bestimmt.

Bis 2025 nimmt die **Personenverkehrsleistung der Eisenbahnen** um 7 % zu und sinkt anschließend auf 87 Mrd. Pkm im Jahr 2050. Grund dafür ist eine verkehrspolitische Förderung des ÖSPV in Kombination mit einer langfristig sinkenden Bevölkerung. Damit liegt sie am Ende des Betrachtungszeitraums um 2,8 % geringfügig über dem Niveau von 2011 (Tabelle 3.2.3.5-3-2).

Tabelle 3.2.3.5.3-2: Determinanten des Energieverbrauchs im Eisenbahnpersonenverkehr, 2011 – 2050

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Nahverkehr</b>						
<b>Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)</b>	<b>49,6</b>	<b>52,0</b>	<b>52,6</b>	<b>52,6</b>	<b>51,7</b>	<b>50,4</b>
Elektrotraktion	38,8	40,8	41,3	41,3	40,6	39,5
Dieseltraktion	10,8	11,2	11,3	11,3	11,1	10,8
<b>spezifischer Verbrauch (kJ/Pkm)</b>	<b>565</b>	<b>558</b>	<b>558</b>	<b>558</b>	<b>558</b>	<b>558</b>
Elektrotraktion	444	441	441	441	441	441
Dieseltraktion	998	982	982	982	982	982
<b>Energieverbrauch (PJ)</b>	<b>28,0</b>	<b>29,0</b>	<b>29,3</b>	<b>29,3</b>	<b>28,9</b>	<b>28,1</b>
Strom	17,2	18,0	18,2	18,2	17,9	17,4
Diesel	10,8	11,0	11,1	11,1	10,9	10,6
<b>Fernverkehr</b>						
<b>Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)</b>	<b>35,5</b>	<b>37,6</b>	<b>38,2</b>	<b>38,0</b>	<b>37,6</b>	<b>37,1</b>
Elektrotraktion	34,8	36,9	37,5	37,3	36,9	36,3
Dieseltraktion	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>spezifischer Verbrauch (kJ/Pkm)</b>	<b>236</b>	<b>222</b>	<b>220</b>	<b>219</b>	<b>216</b>	<b>215</b>
Elektrotraktion	227	213	212	210	208	207
Dieseltraktion	683	665	665	665	665	665
<b>Energieverbrauch (PJ)</b>	<b>8,4</b>	<b>8,3</b>	<b>8,4</b>	<b>8,3</b>	<b>8,1</b>	<b>8,0</b>
Strom	7,9	7,9	8,0	7,9	7,7	7,5
Diesel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Personenverkehr insgesamt</b>						
<b>Energieverbrauch (PJ)</b>	<b>36,4</b>	<b>37,4</b>	<b>37,7</b>	<b>37,7</b>	<b>37,0</b>	<b>36,1</b>
Strom	25,1	25,9	26,1	26,1	25,6	24,9
Diesel	11,3	11,4	11,6	11,6	11,4	11,1

Quelle: StaBu 2013f, Prognos/EWI/GWS 2014

Im **Personennahverkehr** wurden 2011 rund 78 % oder 39 Mrd. Pkm der Verkehrsleistung von Zügen mit Elektrotraktion erbracht, 22% entfielen auf Dieselantriebe. Kohle spielte als Energieträger für den kommerziellen Zugbetrieb keine Rolle. Für die Zukunft werden nur geringe Veränderungen in der Traktionsstruktur angenommen.

Durch technische Verbesserungen und eine leicht steigende Auslastung der Züge sind im verkehrsleistungsbezogenen **spezifischen Energieverbrauch** geringe Absenkungen zu erwarten.

Insgesamt ergibt sich für den **Personennahverkehr** bis 2030 ein Zuwachs des **Energieverbrauchs** um 5 % auf 29 PJ. Anschlie-



ßend geht der Verbrauch zurück und liegt 2050 in etwa wieder auf dem Niveau von 2011.

Im **Personenfernverkehr**, in dem mit einem Anteil von 98 % der Energieträger Strom eine weitaus bedeutendere Rolle spielt als im Nahverkehr, wird die Verkehrsleistung nach 2011 etwas stärker ausgeweitet als im Personennahverkehr. Im Jahr 2030 (2050) übertrifft sie den entsprechenden Wert von 2011 um 7 % (4 %).

Die Potenziale für eine weitere Absenkung des **spezifischen Verbrauchs** sind im Fernverkehr etwas größer als im Nahverkehr. Hierzu tragen sowohl steigende Auslastungen wie auch technische und organisatorische Verbesserungen bei. Zwischen 2011 und 2030 (2050) vermindert sich der spezifische Verbrauch beim Verkehr mit Elektrotraktion um 7 % (9 %).

Der **Energieverbrauch für den gesamten Personenverkehr** wird durch die gleichzeitige Absenkung des spezifischen Verbrauchs und die bis 2025 steigende und danach leicht sinkende Verkehrsnachfrage bestimmt. Während am Ende des Prognosezeitraums im Jahr 2030 der Verbrauch um 4 % höher ist als 2011, liegt er im Jahr 2050 etwas unter dem Ausgangsniveau.

#### *Schienengüterverkehr*

Die **Güterverkehrsleistung** wird durch die Liberalisierung im Schienenverkehr auf EU-Ebene positive Impulse erhalten. Zum einen verbessert sich hierdurch die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der Bahn gegenüber Straße und Binnenschiff. Zum anderen werden grenzüberschreitende Verkehre durch private Anbieter an Bedeutung gewinnen. Bis 2020 (2050) wächst die Verkehrsleistung um knapp 50 % (110 %).

Der auf die Verkehrsleistung bezogene **spezifische Verbrauch** im Schienengüterverkehr verringert sich zwischen 2011 und 2030 (2050) bei der Elektrotraktion um 6 % (10 %), bei Dieselantrieben um 5 % (8 %). Im Betrachtungszeitraum gewinnt die Elektrotraktion weiter an Bedeutung, im Jahr 2030 (2050) liegt ihr Anteil bei 93 % (95 %) (Tabelle 3.2.3.5.3-3).

Der **gesamte Energieverbrauch für den Schienengüterverkehr** erhöht sich zwischen 2011 und 2030 (2050) um 34 % (77 %). Überdurchschnittlich wächst der Stromverbrauch um 45 % (100 %), die Nachfrage nach Dieselmotorkraftstoff nimmt bei konstanter Verkehrsleistung um 5 % (8 %) ab.

#### *Örtliche Leistungen*

Für die Bereitstellung der Örtlichen Leistungen (Rangierleistungen und Betrieb von stationären Anlagen der Eisenbahnen) wurden 2011 rund 16 PJ verbraucht. In Zukunft wird sich der Energiever-

brauch für örtliche Leistungen etwa parallel zum Verbrauch im Schienengüterverkehr entwickeln.

Tabelle 3.2.3.5.3-3: Determinanten des Energieverbrauchs im Schienengüterverkehr, 2011 – 2050

Güterverkehr traktionsbedingt	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Verkehrsleistung (Mrd. tkm)</b>	<b>113,3</b>	<b>133,7</b>	<b>150,7</b>	<b>168,6</b>	<b>203,2</b>	<b>238,7</b>
Elektrotraktion	102,3	122,7	139,7	157,6	192,2	227,7
Dieseltraktion	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
<b>spezifischer Verbrauch (kJ/tkm)</b>	<b>147</b>	<b>139</b>	<b>135</b>	<b>132</b>	<b>127</b>	<b>123</b>
Elektrotraktion	127	122	120	119	117	114
Dieseltraktion	336	323	320	318	313	308
<b>Energieverbrauch (PJ)</b>	<b>16,7</b>	<b>18,5</b>	<b>20,3</b>	<b>22,3</b>	<b>25,9</b>	<b>29,5</b>
Strom	13,0	15,0	16,8	18,8	22,4	26,1
Diesel	3,7	3,5	3,5	3,5	3,4	3,4
<b>Örtliche Leistungen</b>						
<b>Energieverbrauch (PJ)</b>	<b>16,2</b>	<b>17,3</b>	<b>18,6</b>	<b>20,1</b>	<b>22,9</b>	<b>25,3</b>
Strom	15,4	16,8	18,1	19,7	22,6	25,3
Diesel	0,8	0,5	0,5	0,4	0,3	0,0
<b>Güterverkehr insgesamt</b>						
<b>Energieverbrauch (PJ)</b>	<b>32,9</b>	<b>35,9</b>	<b>38,9</b>	<b>42,4</b>	<b>48,7</b>	<b>54,8</b>
Strom	28,4	31,8	34,9	38,5	45,0	51,4
Diesel	4,5	4,1	4,0	3,9	3,7	3,4

Quelle: DIW 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014

#### 3.2.3.5.4 Endenergieverbrauch in der Binnenschifffahrt

Relevant für die Prognose des Energieverbrauchs der Binnenschifffahrt sind die dort erbrachten **Transportleistungen** im Güterverkehr – der Personenverkehr ist bei diesem Verkehrsträger von untergeordneter Bedeutung. Die Transportleistungen der Binnenschifffahrt nehmen im Prognosezeitraum bis 2030 um knapp 10 % und damit langsamer zu, als bei dem Konkurrenten Bahn. Grund dafür sind die mit der Liberalisierung im Schienenverkehr verbesserte Wettbewerbsfähigkeit der Bahn und die Wettbewerbsnachteile der Binnenschifffahrt durch Witterungseinflüsse. Im Trendszenario nehmen die Verkehrsleistungen der Binnenschifffahrt nach 2030 deutlich stärker zu. Bei insgesamt weiter wachsender Transportnachfrage wird der Nachfrageüberhang bei Straße und Schiene teilweise auf Binnengewässern erbracht. Dies wird möglich, da die Verkehrsträger besser verknüpft sind, das

Netz der Binnenschifffahrt ausgebaut wird und eine stärkere Beteiligung der Binnenschifffahrt am steigenden Containerverkehr zu erwarten ist.

Das Verhältnis zwischen Energieverbrauch und Verkehrsleistung ist im Zeitraum 1990 bis 2011 um zwischenzeitlich 80 % gesunken und unterlag in letzter Zeit starken Schwankungen. Im Wesentlichen wird dabei jedoch nicht die tatsächliche Entwicklung der Energieeffizienz abgebildet, sondern primär das Tankverhalten der Betreiber von Binnenschiffen. So ist davon auszugehen, dass Binnenschiffe zum großen Teil im Ausland betankt werden und deshalb den im Inland erbrachten Verkehrsleistungen ein zu geringer Absatz von Dieselmotorkraftstoff im Inland – dieser wird von der Energiebilanz erfasst – gegenübersteht. Unabhängig von diesem statistischen Artefakt, dürfte der tatsächliche **spezifische Verbrauch der Binnenschiffe** im Durchschnitt gesunken sein. Hierzu haben technische Verbesserungen und die Verjüngung der Schiffsflotte ebenso beigetragen wie eine Verschiebung hin zu größeren Schiffen mit besserer Auslastung. Die Prognose geht davon aus, dass der spezifische Verbrauch der Binnenschiffe zukünftig um etwa 0,5 % p.a. sinkt. Dabei wurde für die Zukunft ein konstantes Verhältnis zwischen inländischem Energieabsatz an Binnenschiffe und inländischem Verbrauch von rund 50 % angenommen.

Aus den prognostizierten Entwicklungen von Transportleistung und spezifischem Verbrauch lässt sich für 2030 ein **Energieverbrauch** von knapp 12 PJ ableiten, der um 7 % unter dem Ausgangsniveau von 2011 liegt. Längerfristig steigt der Verbrauch der Binnenschifffahrt im Trendszenario deutlich an und liegt im Jahr 2050 knapp 30 % höher als 2011. (Tabelle 3.2.3.5.4-1).

*Tabelle 3.2.3.5.4-1: Determinanten des Energieverbrauchs der Binnenschifffahrt, 2011 – 2050*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Verkehrsleistung (Mrd. tkm)	55	55	57	59	71	85
Spezifischer Verbrauch (kJ/tkm)	233	213	206	201	194	190
<b>Verbrauch (PJ)</b>	<b>12,8</b>	<b>11,8</b>	<b>11,7</b>	<b>11,9</b>	<b>13,7</b>	<b>16,2</b>

*Quellen: DIW 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014, ProgTrans 2013*

### 3.2.3.5.5 Endenergieverbrauch in der Personenluftfahrt

Anders als bei der Binnenschifffahrt wird die **Verkehrsleistung im Luftverkehr** mit 77 % vom Personenverkehr dominiert.<sup>17</sup> Für die Zukunft wird mit einer weiterhin dynamischen Entwicklung im Luftverkehr gerechnet. Bis zum Jahr 2030 werden sich die im Flugzeug zurückgelegten Personenkilometer im Vergleich zu 2011 um

<sup>17</sup> Annahme für den Vergleich: 10 Pkm entsprechen 1 tkm

rund 17 % erhöhen, anschließend wird aufgrund der Bevölkerungsentwicklung von einem leichten Rückgang der Verkehrsleistung um 2 % ausgegangen, wodurch in 2050 ein Niveau von 63 Mrd. Personenkilometern erreicht wird (Tabelle 3.2.3.5.5-1).

*Tabelle 3.2.3.5.5-1: Determinanten des Energieverbrauchs im Personenluftverkehr, 2011 – 2050*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)	55	62	64	65	65	63
Spezifischer Verbrauch (MJ/Pkm)	4,8	4,6	4,4	4,2	3,8	3,4
<b>Verbrauch (PJ)</b>	<b>266</b>	<b>287</b>	<b>282</b>	<b>271</b>	<b>246</b>	<b>217</b>
darunter biogen	0	29	30	30	32	33
darunter nationaler Verkehr	19	20	20	19	17	15

*Quellen: DIW 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014, ProgTrans 2013*

Durch **technische Fortschritte** und Verbesserungen in der Flugsicherung (weniger Warteschleifen) verringert sich der auf die Verkehrsleistung bezogene Energieverbrauch zwischen 2011 und 2030 (2050) um 13 % (30 %).

Der Energieverbrauch im Personenluftverkehr bleibt im Prognosezeitraum bis 2030 trotz steigender Verkehrsleistung relativ stabil. Im Trendszenario nimmt er zwischen 2030 und 2050 deutlich ab.

Durch die Einbeziehung des Luftverkehrs in den Emissionshandel werden die Anreize verstärkt, **Biokraftstoffe** auch in diesem Sektor einzusetzen. Für 2030 (2050) wird, wie im Straßenverkehr, von 11 % (15 %) Biotreibstoffanteil ausgegangen.

#### 3.2.3.5.6 Endenergieverbrauch in der Luftfracht

Für die Zukunft wird mit einer weiteren dynamischen Entwicklung der Luftfracht gerechnet. Die **Verkehrsleistung** wächst im Zeitraum 2011 bis 2030 (2050) um 71 % (145 %).

Die **Treibstoffeffizienz** verbessert sich analog zur Personenluftfahrt. Das reicht aber nicht aus, um die stark ansteigende Verkehrsleistung zu kompensieren, so dass der **Verbrauch im Bereich der Luftfracht** bis 2030 (2050) um knapp die Hälfte (rund drei Viertel) ansteigt (Tabelle 3.2.3.5.6-1).

Tabelle 3.2.3.5.6-1: Determinanten des Energieverbrauchs in der Luftfracht, 2011 – 2050

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Verkehrsleistung (Mrd. tkm)	1,7	2,2	2,5	2,8	3,5	4,1
Spezifischer Verbrauch (kJ/tkm)	48	46	44	42	38	34
<b>Verbrauch (PJ)</b>	<b>80</b>	<b>103</b>	<b>112</b>	<b>119</b>	<b>131</b>	<b>140</b>
darunter biogen	0	10	12	13	17	21
darunter nationaler Verkehr	6	7	8	8	9	10

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.3.5.7 Entwicklung der Energieeffizienz im Personen- und Güterverkehr

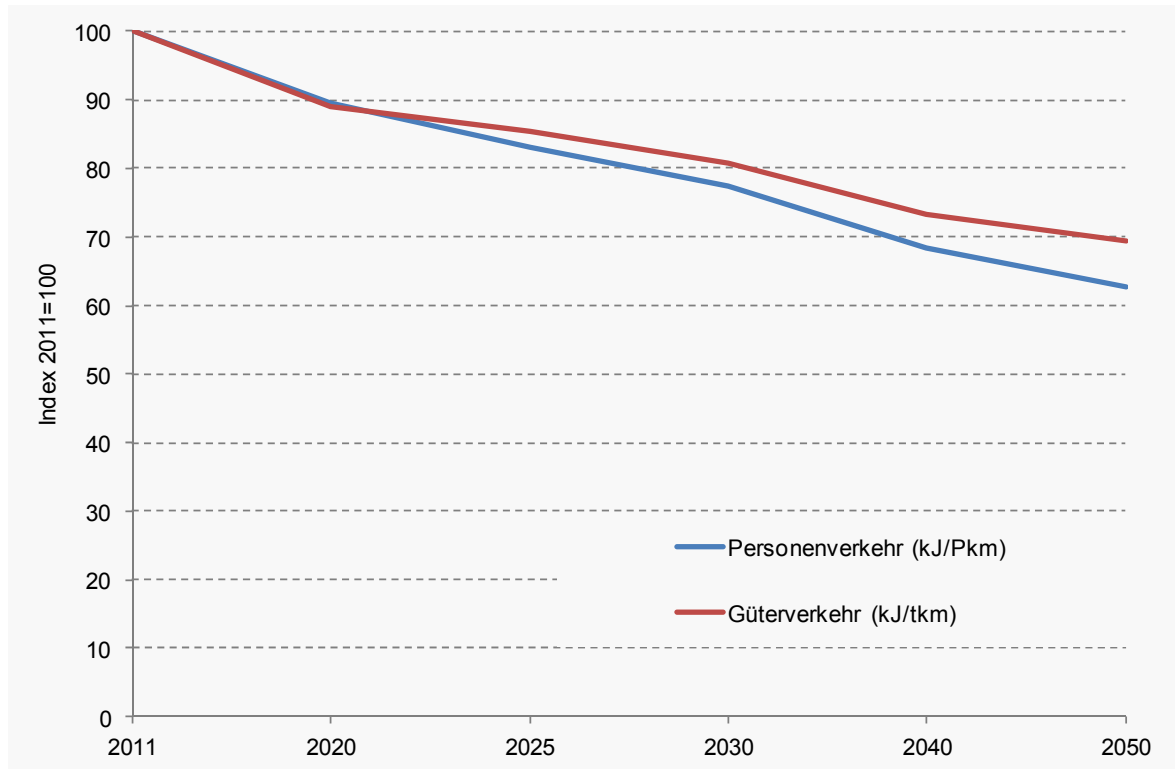
Tabelle 3.2.3.5.7-1 und Abbildung 3.2.3.5.7-1 zeigen abschließend **Verkehrsträger übergreifend den spezifischen Energieverbrauch** für den Personen- und Güterverkehr zwischen 2011 und 2050. In beiden Verkehrsarten nimmt die Energieeffizienz deutlich zu. Im Personenverkehr spielt dabei die Reduktion des spezifischen Verbrauchs der Pkw die größte Rolle. Im Güterverkehr ist neben der Reduktion des spezifischen Verbrauchs von Lkw und Sattelschleppern die Steigerung der durchschnittlichen Beladung bei den schweren Lkw und Sattelschleppern von entscheidender Bedeutung. Dadurch ist es möglich, die notwendige Fahrleistung im Verhältnis zur Verkehrsleistung abzusenken.

Tabelle 3.2.3.5.7-1: Entwicklung der Energieeffizienz im Personen- und Güterverkehr, 2011 – 2050

Energieverbrauch/Verkehrsleistung	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Personenverkehr (kJ/Pkm)	1.489	1.333	1.236	1.151	1.019	932
Güterverkehr (kJ/tkm)	1.397	1.245	1.192	1.128	1.026	969

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 3.2.3.5.7-1: Spezifischer Energieverbrauch bezogen auf Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr, 2011 – 2050, Index (2011=100)



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.3.6 Nicht energetischer Verbrauch (NEV)

Für nicht energetische Zwecke werden Energieträger vor allem in der **Chemischen Industrie**<sup>18</sup> und in der **Kunststoffverarbeitung** eingesetzt.

Die Prognose der künftigen Entwicklung des nicht energetischen Verbrauchs basiert auf folgenden Annahmen:

- In realen monetären Größen wächst die Grundstoffchemie im Betrachtungszeitraum deutlich langsamer als die Industrie insgesamt. Die Kunststoffverarbeitung expandiert parallel zur gesamten Industrie.
- In beiden Branchen steigt die Wertdichte im Betrachtungszeitraum. In der Grundstoffchemie fällt der Zuwachs besonders deutlich aus.

Im Ergebnis verringert sich der Verbrauch für nicht energetische Zwecke zwischen 2011 und 2030 um 17 %. Bis 2050 geht der

<sup>18</sup> Der NEV der Chemie ergibt sich aus dem gesamten NEV abzüglich der Energieträger Petrolkoks/andere Mineralölprodukte und feste Brennstoffe/Pech zuzüglich geringer Koksmengen für die Acetylenherstellung.

Verbrauch weiter zurück und unterschreitet dann das Niveau von 2011 um 37 %.

*Tabelle 3.2.3.6-1: Nichtenergetischer Verbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	20	9	8	7	4	2
Braunkohle	18	7	7	7	6	5
Mineralölprodukte	886	796	765	724	626	531
Gase	103	109	112	114	113	108
Erneuerbare Energien	0	1	2	2	3	3
<b>Insgesamt</b>	<b>1027</b>	<b>922</b>	<b>894</b>	<b>853</b>	<b>752</b>	<b>649</b>
in % vom Total	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohlen	2,0%	1,0%	0,9%	0,8%	0,6%	0,4%
Braunkohlen	1,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Mineralöle	86,2%	86,3%	85,6%	84,8%	83,3%	81,8%
Gase	10,0%	11,8%	12,6%	13,4%	15,0%	16,6%
Erneuerbare Energien	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%	0,5%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.4 Elektrizitäts- und Fernwärmesektor

#### Das Wichtigste in Kürze

- Bis 2030 steigern die erneuerbaren Energien ihren Beitrag zur Deckung des Bruttostromverbrauchs von knapp 21% in 2011 auf über 50% in 2030. Bis 2050 wächst dieser Anteil weiter. Entsprechend geht der Anteil konventioneller Erzeugung zurück, wofür bis 2022 hauptsächlich der Kernenergieausstieg verantwortlich ist.
- Braunkohlekraftwerke können ihre Stromerzeugung gegenüber 2011 leicht erhöhen und einen Teil der wegfallenden Erzeugung aus Kernkraft substituieren. Aufgrund vergleichsweise hoher Wirkungsgrade und geringer Brennstoffkosten werden sich die in den letzten Jahren neu gebauten Braunkohlekraftwerke auch langfristig im Erzeugerwettbewerb behaupten.
- Die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken reduziert sich bis 2020 durch die zunehmenden erneuerbaren Elektrizitätsmengen leicht. Aufgrund eines niedrigen Preisniveaus für CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in 2022 bleibt die Stromerzeugung aus Steinkohle bis 2030 auf einem konstanten Niveau. Anschließend halbiert sie sich gegenüber 2011 bis 2050.
- Die Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu einem deutlichen Rückgang der Erzeugung aus Gaskraftwerken bis 2020. Erst im Zeitraum bis 2030 und später bis 2050 gewinnen Gaskraftwerke aufgrund geringer spezifischer Investitionskosten und steigenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen wieder merklich an Wettbewerbsfähigkeit. Parallel zu steigenden Erzeugungsmengen verdoppelt sich die installierte Leistung bis 2050 gegenüber 2011. Vor allem Gasturbinen stellen in der mittleren und langen Frist einen signifikanten Teil der gesicherten Erzeugungsleistung.
- Bis 2030 entwickelt sich die Windenergie zum wichtigsten Energieträger im deutschen Stromversorgungssystem und macht im Jahr 2050 fast 40 % der gesamten Bruttostromerzeugung aus. Die Stromerzeugung aus Offshore Windkraftanlagen steigt dabei bis 2025 auf 35 TWh. Langfristig erhöht sich dieser Wert weiter auf 73 TWh, sodass Offshore Anlagen in 2050 etwa 35 % des Windstroms erzeugen.
- Bis 2020 werden die Photovoltaik-Ziele der Bundesregierung übertroffen. Hierzu tragen neben der Förderung durch das EEG auch Tarifstrukturen, Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben bei, die Selbstverbrauch dezentraler Erzeugung begünstigen. Zwischen 2020 und 2050 erfolgt ein abgeschwächter Zuwachs, da die zunehmende Europäisierung der Förderung erneuerbarer Energien einen Ausbau der Photovoltaik außerhalb Deutschlands attraktiver macht.
- Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) macht bis 2020 einen Anteil von 16 % an der Nettostromerzeugung aus. Die damit verbundene Verfehlung des KWK-Ziels ist auf abnehmende residuale Elektrizitäts- und Wärmenachfragen, verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und Effizienzmaßnahmen sowie deutschlandweit ausreichende Erzeugungskapazitäten und entsprechend moderate Strombörsenpreise zurückzuführen.



Die in diesem Abschnitt diskutierten Entwicklungen des Elektrizitäts- und Fernwärmesektors basieren auf Annahmen, die im Rahmen von Schwerpunktanalysen (Abschnitt 8.2) entwickelt wurden. Diese Analysen adressieren neben den Entwicklungen auf den internationalen Energiemärkten, technologischen Entwicklungen im Energiesektor und der Energieeffizienz auch strukturelle Veränderungen im Elektrizitätssektor und werden im Detail im Anhang behandelt. Der Ergebnisdarstellung in Abschnitt 3.2.4.1 werden nachfolgend die wichtigsten Annahmen zusammenfassend vorangestellt.

#### *Entwicklung der weltweiten Energiemärkte*

Für Rohöl, Erdgas und Kesselkohle sind bis 2030 reale Preisanstiege gegenüber derzeitigen Marktpreisen zu verzeichnen. Sie sind maßgeblich durch den Anstieg der Energienachfrage asiatischer Volkswirtschaften bedingt. Der reale Rohölpreis steigt bis 2030 um rund 15 % gegenüber 2011 auf 124 USD<sub>2011</sub>/bbl. Dies entspricht einem nominalen Rohölpreis von rund 202 USD/bbl in 2030. Der reale deutsche Großhandelspreis für Erdgas steigt bis 2030 um rund 35 % auf 31 EUR<sub>2011</sub>/MWh. Der reale Kesselkohlepreis verzeichnet ausgehend von einem derzeit niedrigen Preisniveau starke Zuwächse, bleibt aber mit 117 USD<sub>2011</sub>/t in 2030 hinter dem Preis von 2011 zurück. Eine ausführliche Diskussion der Verfügbarkeit, Angebots-, Nachfrage- und Preisentwicklungen von fossilen Energierohstoffen findet sich in Abschnitt 8.2.1.

#### *Entwicklung des Emissionshandels in der Europäischen Union*

Der EU-Emissionshandel ist das zentrale Instrument zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen in Europa. Das aktuell niedrige Preisniveau für Emissionszertifikate ist auf eine geringe Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und verstärkte Nutzung internationaler Emissionsrechte zurückzuführen. Das in 2013 beschlossene Backloading hat kurzfristig nur geringe Auswirkungen auf den CO<sub>2</sub>-Preis. Langfristig wird die vorgesehene Verknappung von Emissionsrechten deren Preis deutlich ansteigen lassen. Weiterführende Informationen sowie numerische Annahmen sind in Abschnitt 8.2.2.2 zu finden.

#### *Langfristige technologische Entwicklung*

Die Investitionskosten konventioneller Kraftwerkstechnologien werden in den nächsten Jahren stabil bleiben. Gleichzeitig liegt der Fokus zukünftiger Entwicklungen auf der Optimierung des Teillastverhaltens. Aufgrund von Lern- und Skaleneffekten sind dagegen im Bereich erneuerbarer Energien in den kommenden Jahren weitere Kostendegressionen vor allem bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu erwarten. Abschnitt 8.2.4 legt die entsprechenden Annahmen im Detail dar.

### *Strukturelle Veränderungen im Elektrizitätssektor*

Der europäische Binnenmarkt für Strom wird weiter vorangetrieben. Dies intensiviert den Wettbewerb, dämpft die Kosten der Stromerzeugung und erleichtert die Integration von erneuerbaren Energien ins Stromsystem. Die technologiespezifische Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor wird auch weiterhin die Basis für die Erreichung der energiepolitischen Erneuerbaren-Ziele bis 2020 sein. Nach 2020 werden im Zuge des Zusammenwachsens der Strommärkte auch die Fördermechanismen für Erneuerbare zunehmend europäisiert. Ausführlich werden diese Annahmen in den Abschnitten 8.2.2.1 und 8.2.2.3 diskutiert.

Am deutschen Kernenergieausstieg wird festgehalten. Damit geht das letzte deutsche Kernkraftwerk 2022 vom Netz. Trotz des Wegfalls dieser Erzeugungskapazitäten bleibt die Versorgungssicherheit bestehen. Vertiefende Ausführungen werden in den Abschnitten 8.2.2.6 und 8.2.2.7 präsentiert.

Neben dem Ausbau der Übertragungsnetze wird auch das Verteilnetz modernisiert. Dabei wird der verstärkte Netzausbau bereits in den nächsten Jahren bestehende lokale Knappheit an gesicherter Erzeugungsleistung auflösen. Gleichzeitig wird Nachfrageflexibilität vor allem in Industrieprozessen an Bedeutung gewinnen. Weiterführende Informationen finden sich in den Abschnitten 8.2.2.4 sowie 8.2.2.5.

#### 3.2.4.1 Stromerzeugung

Wie in Tabelle 3.2.4.1-1 dargestellt, nimmt die **Bruttostromerzeugung** aus erneuerbaren Energien bis 2050 stark zu, während die Erzeugung aus konventionellen Energiequellen rückläufig ist. Der Anteil der nationalen erneuerbaren Energien an der gesamten Bruttostromerzeugung steigt von gut 20 % im Jahr 2011 über 41 % (2020) und 52 % (2030) auf 64 % im Jahr 2050.

Tabelle 3.2.4.1-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland in Referenzprognose und Trendszenario, in TWh

Bruttostromerzeugung [TWh]	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	112	106	101	109	57	52
Braunkohle	150	156	143	140	104	31
Gas	83	47	61	64	97	106
Heizöl	7	1	1	1	2	2
Kernenergie	108	63	0	0	0	0
Speicher	6	5	5	1	0	7
Lauf- und Speicherwasser	18	19	19	19	19	19
Windkraft	49	100	124	143	150	209
onshore	48	83	90	107	112	136
offshore	1	17	35	36	39	73
PV	20	56	61	67	72	73
Biomasse	33	52	53	52	50	48
Sonstige Brennstoffe	25	14	15	15	15	14
<b>Gesamtsumme</b>	<b>609</b>	<b>618</b>	<b>582</b>	<b>612</b>	<b>565</b>	<b>561</b>
<b>Exportsaldo [TWh]</b>	<b>6</b>	<b>41</b>	<b>18</b>	<b>53</b>	<b>19</b>	<b>7</b>
<b>Bruttostromverbrauch [TWh]</b>	<b>603</b>	<b>577</b>	<b>564</b>	<b>559</b>	<b>546</b>	<b>554</b>
<b>Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien [TWh]</b>	<b>124</b>	<b>234</b>	<b>265</b>	<b>289</b>	<b>299</b>	<b>356</b>
<b>Anteil erneuerbarer Energien am BSV [%]</b>	<b>21%</b>	<b>41%</b>	<b>47%</b>	<b>52%</b>	<b>55%</b>	<b>64%</b>

Quelle: AGEB c, Prognos/EWI/GWS 2014

Aufgrund des Atomausstiegs nimmt die Stromerzeugung aus **Kernenergie** bis 2020 stark ab. Gemäß dem in der Novellierung des Atomgesetzes 2011 definierten Ausstiegspfad, geht das letzte Kernkraftwerk im Jahr 2022 vom Netz.

Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** steigt u.a. aufgrund der rückläufigen Erzeugung aus Kernenergie bis 2020 leicht an. Auch bis 2030 können sich insbesondere die aktuell zugebauten neuen Braunkohleblöcke im Erzeugerwettbewerb gut behaupten. Erst nach 2030 verliert die Braunkohle im Erzeugungsmix an Bedeutung. Bis 2050 geht ihr Anteil deutlich zurück, gegenüber 2011 um etwa 80 %. Diese Entwicklung wird vor allem durch die Annahme langfristig stark steigender CO<sub>2</sub>-Preise sowie die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen getrieben.

Die Verstromung von **Steinkohle** sinkt mittelfristig bis 2020 leicht ab und bleibt danach bis 2030 auf einem relativ konstanten Niveau. Langfristig ist auch die Erzeugung aus Steinkohle stark rückläufig, maßgeblich bedingt durch den Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise nach 2030. Der Rückgang bis 2050 entspricht einer Reduktion um ungefähr 50 % gegenüber 2011.

Die **erdgasbasierte Stromerzeugung** sinkt in der Referenzprognose mittelfristig auf 47 TWh in 2020 ab. Diese Entwicklung wird getrieben durch die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen, die zu einer Verdrängung von Gaskraftwerken aus dem Markt führen. Längerfristig wird die Verstromung von Erdgas wieder attraktiver, da die CO<sub>2</sub>-Preise steigen und Gaskraftwerke zu vergleichs-

weise geringen Investitionskosten in der Lage sind, die Einspeisevolatilität der witterungsabhängigen erneuerbaren Energien im Gesamtsystem auszugleichen.

Der Anteil der **Windenergie** an der Stromerzeugung nimmt bis 2050 weiter stark zu. Bis 2030 entwickelt sich die Windenergie zum bedeutendsten Energieträger im deutschen Stromversorgungssystem und macht im Jahr 2050 fast 40 % der gesamten Bruttostromerzeugung aus. Die Stromerzeugung aus Offshore Windkraftanlagen steigt dabei bis 2025 auf 35 TWh. Langfristig steigt dieser Wert weiter auf 73 TWh an, sodass Offshore Anlagen in 2050 etwa 35 % des Windstroms erzeugen. Auch die Erzeugung aus Onshore Wind steigt im Zeitverlauf weiter stark auf 136 TWh in 2050 an, da bestehende Anlagen durch Repowering modernisiert werden und aufgrund des technologischen Fortschritts neue Windstandorte erschlossen werden können.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** steigt bis 2020 auf 56 TWh an. Damit werden die Photovoltaik-Ziele des NREAP übertroffen. Hierzu tragen neben der Förderung durch das EEG auch Tarifstrukturen bei Netzentgelten sowie Steuern und Abgaben bei, die Eigenverbrauch dezentraler Erzeugung begünstigen. Zwischen 2020 und 2050 erfolgt ein abgeschwächter Zuwachs, da die zunehmende Europäisierung der Förderung erneuerbarer Energien einen Ausbau der Photovoltaik außerhalb Deutschlands attraktiver macht. Somit wird der Zuwachs in Deutschland ab 2020 vor allem durch die Nutzung von Photovoltaik für den Eigenverbrauch getrieben.

Die Erzeugung aus **Biomasse** steigt bis 2020 auf gut 50 TWh. Dieser Zuwachs orientiert sich an den deutschen NREAP-Zielen. Danach bleibt die Erzeugung sowohl für feste als auch für flüssige und gasförmige Biomasse konstant. Dabei wird ein weiterer Zuwachs der Stromerzeugung aus Biomasse durch die begrenzte Verfügbarkeit von Anbauflächen und Nutzungskonkurrenzen mit anderen Sektoren eingeschränkt.

Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die hier aufgeführten Mengen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Inland erzeugt werden. Strom aus erneuerbaren Energien, der durch Deutschland in übernationalen Clustern (vgl. Abschnitt 8.2.2.3.3) gefördert wird ist in der Tabelle 3.2.4.1-1 nicht enthalten. Die Mengen und Kosten dieses Stroms sind in der Einordnung der Ergebnisse zu den energiepolitischen Zielen (Abschnitt 7) und den Endverbraucherpreisen für elektrischen Strom (Abschnitt 3.2.4.5) berücksichtigt.

Die Stromerzeugung aus **Speichern** bleibt bis 2025 konstant, sinkt anschließend jedoch stark ab. Dieser Rückgang hängt mit der zunehmenden Nutzung alternativer Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Nachfrageflexibilität durch DSM, Teillastverhalten von Kraftwerken oder grenzüberschreitendem Stromhandel zusam-

men. Die Konkurrenzsituation zwischen Speichern und DSM entsteht, da die technischen DSM-Potenziale umgesetzt werden, sobald dies aus einzelwirtschaftlicher Perspektive der jeweiligen Verbraucher profitabel ist. Bis 2050 steigt die Stromerzeugung aus Speichern wieder stark an, da die dann systemprägende Rolle der erneuerbaren Energien trotz weiter steigender Nutzung von DSM und wachsender übernationaler Strommarktintegration den zusätzlichen Einsatz von Speichern wirtschaftlich werden lässt. Tabelle 3.2.4.1-2 zeigt die in DSM Prozessen verschobene Energie im Zeitverlauf. Die dargestellte Entwicklung ist mittelfristig hauptsächlich durch die Umsetzung von DSM in der Industrie bedingt. In der Zeit nach 2030 trägt auch die Elektromobilität signifikant zur Nachfrageflexibilität bei.

*Tabelle 3.2.4.1-2: Einsatz von Demand Side Management in Referenzprognose und Trendszenario, in TWh*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
In DSM Prozessen verschobene elektrische Energie [TWh]	0	2	4	6	11	18

*Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014*

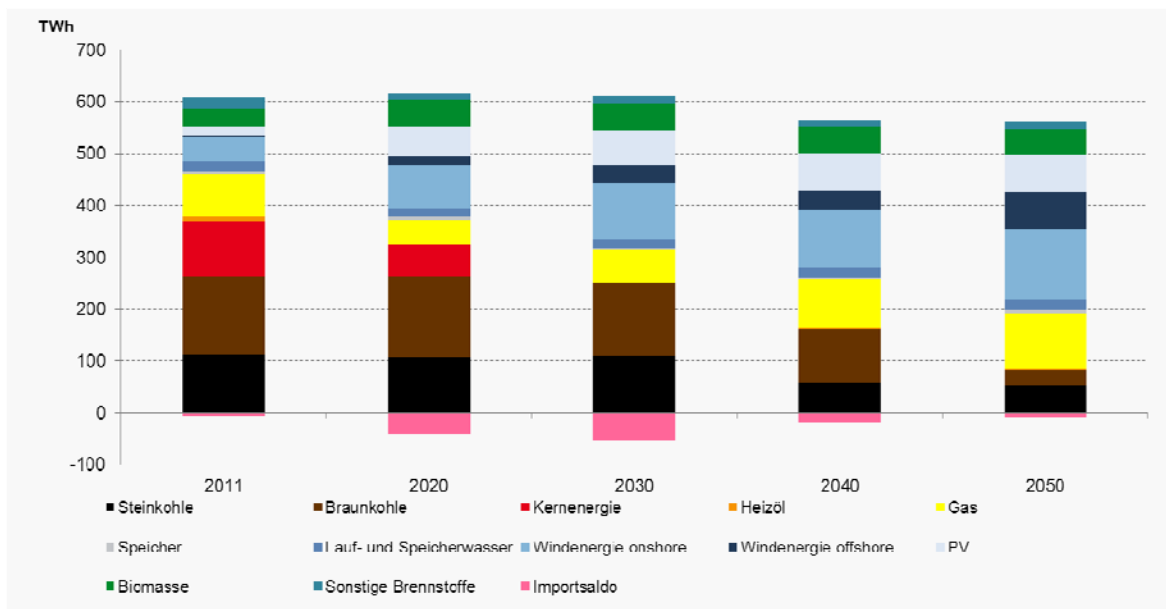
Die Potenziale für große **Lauf- und Speicherwasserkraftwerke** sind bereits heute weitgehend ausgenutzt. Die Erzeugung ist für diesen Energieträger folglich im Zeitverlauf konstant.

Unter dem Punkt **sonstige Brennstoffe** ist die Stromerzeugung aus Geothermie, Grubengas, Klär- und Deponiegas sowie aus biogenen und sonstigen Abfällen subsummiert. Die Erzeugung aus Geothermie steigt dabei entsprechend der deutschen NREAP Ziele bis 2020 auf 0,7 TWh an und bleibt anschließend auf einem relativ konstanten Niveau. Die Erzeugung aus Grubengas sowie Klär- und Deponiegas ist im Zeitverlauf in Summe rückläufig. Die Erzeugung aus Abfällen steigt dagegen aufgrund der zunehmenden Verbrennung von Müll leicht an auf knapp 6 TWh.

Der **Exportsaldo** ist über den gesamten Betrachtungshorizont positiv und schwankt basierend auf der Entwicklung zu einem europäischen Binnenmarkt für Energie und den daraus resultierenden Wechselwirkungen mit Nachbarstaaten.

Abbildung 3.2.4.1-1 stellt abschließend die Bruttostromerzeugung in Referenzprognose und Trendszenario grafisch dar.

Abbildung 3.2.4.1-1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland in Referenzprognose und Trendszenario, 2011 – 2050, in TWh



Quelle: AGEB c, Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.4.2 Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmeerzeugung

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen ist ein bewährtes Mittel zur Erhöhung des Brennstoffnutzungsgrades. Im Sinne der **Energieeffizienzziele** des Energiekonzepts verfolgt die Bundesregierung daher das Ziel, den Anteil der KWK-Stromerzeugung bis 2020 auf 25 % zu steigern.

Der Einsatz von KWK-Anlagen kann unterteilt werden nach Energieträgern und den entsprechenden Wärmesektoren. Wir unterscheiden die Sektoren **Industrie, Fernwärme und dezentrale Objektversorgung**. In der Industrie wird ausgekoppelte Wärme in Prozessen zur Produktion verwendet, wohingegen in der Fernwärme und Objektversorgung die Wärme hauptsächlich als Raumwärme oder zur Warmwasserbereitstellung genutzt wird.

Im Jahr 2011 lag der Anteil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen an der gesamten Nettostromerzeugung bei 15,9 % (UBA, 2013). Der Hauptteil der KWK-Stromerzeugung erfolgte in 2011 mit Erdgas. In der Referenzprognose steigt der Anteil des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms leicht an und erreicht bis **2020 einen Anteil von 16,1 % an der Nettostromerzeugung**. Der Anstieg resultiert vor allem aus einer gesteigerten Produktion in EEG-geförderten Biomassekraftwerken und Steinkohlekraftwerken für die Fernwärmeerzeugung. Im gesamten betrachteten Zeitraum steigt die Bruttostromerzeugung in KWK-Anlagen von 94 TWh in 2011 auf 137 TWh in 2050. Die Ergebnisse sind nach Energieträgern in Tabelle 3.2.4.2-1 und Abbildung 3.2.4.2-1 aufgeführt.

Tabelle 3.2.4.2-1: Bruttostromerzeugung und Nettostromerzeugung nach Energieträgern sowie Anteil an der Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen, Referenzprognose bzw. Trendszenario 2011 – 2050, in TWh, Anteil in %

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	15	17	13	30	24	21
Braunkohle	6	7	7	5	1	0
Erdgas	51	43	51	53	80	77
Biomasse	16	20	22	24	29	27
Sonstige	5	12	13	13	13	13
<b>Gesamte Bruttostromerzeugung KWK</b>	<b>94</b>	<b>99</b>	<b>106</b>	<b>125</b>	<b>146</b>	<b>137</b>
<b>Gesamte Nettostromerzeugung KWK</b>	<b>91</b>	<b>96</b>	<b>103</b>	<b>121</b>	<b>143</b>	<b>134</b>
<b>Anteil an der Nettostromerzeugung</b>	<b>15,9%</b>	<b>16,1%</b>	<b>18,3%</b>	<b>20,4%</b>	<b>25,6%</b>	<b>23,7%</b>

Quelle: Eurostat, UBA 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014

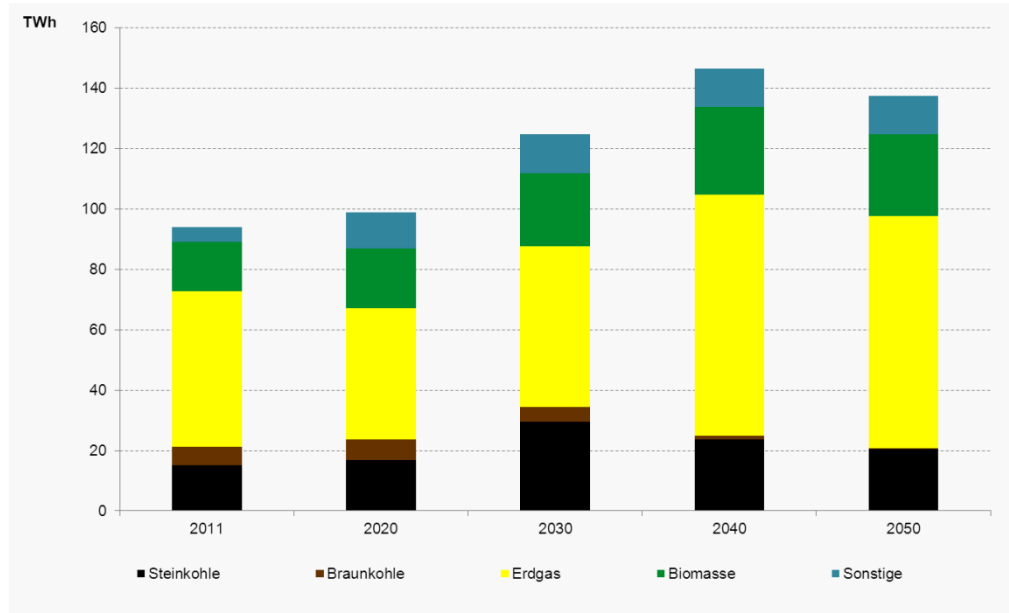
Die gekoppelte **Erzeugung in Braunkohlekraftwerken** findet in der Industrie, zum Beispiel in Zucker- und Papierfabriken und zur Fernwärmeversorgung statt. Die Stromerzeugung in KWK-Braunkohlekraftwerken steigt bis 2025 leicht an, ist jedoch langfristig rückläufig aufgrund der fehlenden Wettbewerbsfähigkeit durch einen steigenden CO<sub>2</sub>-Preis. Die Braunkohlekraftwerke werden daher in der Industrie in der langen Frist durch Gas- oder Steinkohlekraftwerke zur gekoppelten Erzeugung substituiert. Zudem ist der Wärmebedarf in der Fernwärmeerzeugung generell rückläufig.

Ein großer Teil der **Stromerzeugung aus Steinkohle** erfolgt aktuell in KWK-Anlagen zur Fernwärmeversorgung. In Zukunft kommt es jedoch auch zu einem verstärkten Einsatz von Anlagen zur gekoppelten Stromerzeugung in der Industrie. Aufgrund des zunächst niedrigeren CO<sub>2</sub>-Preisniveaus und den geringen Brennstoffkosten im Vergleich zu Gaskraftwerken, werden bestehende Steinkohlekraftwerke für die gekoppelte Erzeugung stärker ausgelastet. Insbesondere in der Industrie kommt es kurzfristig zu einer höheren Auslastung bestehender Kapazitäten. In der langen Frist werden auch Erzeugungskapazitäten für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung aus Steinkohle zugebaut bzw. Braunkohlekraftwerke altersbedingt durch effizientere Steinkohlekraftwerke ersetzt. Die gekoppelte Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken steigt von 17 TWh in 2020 auf 30 TWh in 2030 an und beträgt 2050 21 TWh.

**Erdgas** kommt in der Industrie, Fernwärme und in der Objektversorgung zum Einsatz. Aufgrund der steigenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und den hohen Stromerzeugungskosten in Gaskraftwerken, geht die Stromerzeugung in gasbefeuerten KWK-Anlagen in der kurzen Frist zurück. In der langen Frist steigt aufgrund eines zunehmenden Einsatzes in der Industrie und der Objektversorgung die Erzeugung jedoch wieder an. Hauptgrund sind hierfür die höheren Stromkennziffern (Verhältnis von Strom zu Wärmeerzeugung) neuer Gas-KWK-Anlagen, die ältere Anlagen ersetzen, und der Einfluss höherer CO<sub>2</sub>-Preise,

welche eine Investition in Erdgaskraftwerke in der langen Frist begünstigen.

Abbildung 3.2.4.2-1 Bruttostromerzeugung in KWK-Anlagen nach Energieträgern, Referenzprognose bzw. Trendszenario 2011 – 2050, in TWh



Quelle: Eurostat, Umweltbundesamt, Prognos/EWI/GWS 2014

Der Einsatz von **Biomasse** in der Fernwärme und Objektversorgung steigt im gesamten betrachteten Zeitraum an. Durch die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung haben diese Anlagen Vorteile gegenüber der ungekoppelten Stromerzeugung aus Biomasse und können daher einen signifikanten Beitrag zu einer CO<sub>2</sub>-armen Energieversorgung leisten.

Ein Ziel nicht erst der Energiewende ist die Anhebung des Anteils des KWK-Stroms an der Stromerzeugung von knapp 16 % bis 2020 auf 25 %. Unsere Untersuchungen haben gezeigt, dass dieses Ziel voraussichtlich in der kurzen Frist nicht erreicht werden wird. So stellt sich in 2020 nur ein Anteil von knapp über 16 % ein (Tabelle 3.2.4.2-1), welcher bis 2040 auf knapp 26 % ansteigt.

Diese **Verfehlung des KWK-Ziels** in der Referenzprognose resultiert unter anderem aus abnehmenden Residualnachfragen im Elektrizitätsmarkt (aufgrund zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien) und im Wärmemarkt (aufgrund des rückläufigen Wärmebedarfs infolge von Effizienzmaßnahmen, insbesondere von Wärmedämmung). Vor allem die politischen Ziele zur Verbesserung der Energieeffizienz auf der Verbrauchsseite reduzieren das Potenzial für Kraft-Wärme-Kopplung und wirken der Erreichung des KWK-Ziels entgegen.



Die Effizienzverbesserungen durch gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme steht darüber hinaus auf der Angebotsseite im Wettbewerb mit hocheffizienten Wärmetechnologien, wie beispielsweise Brennwertkesseln, sowie mit erneuerbaren Energien, die ohne Brennstoffeinsatz Elektrizität erzeugen. Dadurch werden im Vergleich KWK-Technologien mit **höheren Kosten für Treibhausgasemissionen** belastet. Der Vorteil des höheren Brennstoffnutzungsgrades von KWK-Technologien gegenüber ungekoppelten konventionellen Kraftwerkstechnologien relativiert sich somit in einem zukünftigen Stromsystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.

Gegenüber der großtechnischen Erzeugung von Strom und Wärme könnten Anlagen für die dezentrale Objektversorgung (wie Blockheizkraftwerke oder Mikrogasturbinen), abhängig vom jeweiligen Nutzungsfall, einen Beitrag zu Erreichung der Ziele leisten. Allerdings ist auch hier die Rentabilität stark von den jeweiligen Opportunitätskosten für den Bezug des elektrischen Stroms aus dem Netz der öffentlichen Versorgung abhängig. Entsprechend Abschnitt 8.2.2.4.4 ist fraglich, inwieweit sich die Regelungen für die Eigenverbrauchserzeugung entwickeln, wenn die Vorteile von reduzierten Netzentgelten und einer Befreiung von der EEG-Umlage wegfallen. Daher spielen dezentrale KWK-Technologien in der Objektversorgung in der Prognose weiterhin eine vergleichsweise geringe Rolle (vgl. Abschnitt 8.2.4.2).

Vor diesem Hintergrund und der Berücksichtigung vergleichsweise geringer und abnehmender Potenziale für Wärme in Anwendungen des privaten Verbrauchs oder der Objektversorgung, ließe sich das KWK-Ziel nur durch eine Förderung großer Kraftwerksprojekte auf Basis fossiler Energieträger ermöglichen. Eine solche Maßnahme ist im Rahmen der aktuellen energiepolitischen Diskussionen als nicht realistisch einzustufen.

*Tabelle 3.2.4.2-2: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Sektoren, Referenzprognose bzw. Trendszenario 2020 – 2050, in PJ*

Sektor	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	397	381	359	284	230
Prozesswärme Industrie	161	179	304	413	411
Objektversorgung	9	35	34	40	21
<b>Insgesamt</b>	<b>567</b>	<b>595</b>	<b>698</b>	<b>736</b>	<b>663</b>

Quelle: Prognos./EWI / GWS 2014

Die **Wärmeerzeugung** aus KWK-Anlagen betrifft die Sektoren Fernwärme, Industrie und dezentrale Objektversorgung (Tabelle 3.2.4.2-2). In der **Fernwärme** sinkt die Erzeugung von Wärme aus gekoppelter Erzeugung im Zeitverlauf. Aufgrund verbesserter Wärmedämmung im Gebäudebereich ist der Raumwärmebedarf

insgesamt rückläufig. Hinzu kommt auf der Wärmeseite der Wettbewerb mit effizienten oder erneuerbaren Technologien wie Brennwertkesseln, Wärmepumpen oder Solarthermieanlagen.

Die gekoppelte Wärmeerzeugung gewinnt in der **Industrie** weiter an Bedeutung. Hier kommt die Wärme zur Deckung des Wärmebedarfs in Produktionsprozessen zum Einsatz. Insbesondere in den vom steigenden CO<sub>2</sub>-Preis betroffenen Industrien kommt es im betrachteten Zeitraum zu einem Einsatz von Anlagen für die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung. Durch den Einsatz von KWK-Anlagen können Emissionen gesenkt und damit Kosten reduziert werden. So steigt die gekoppelte Wärmeerzeugung in der Industrie von 161 PJ in 2020 bis 2050 auf 411 PJ an.

Unter dem Begriff **Objektversorgung** wird die gekoppelte Erzeugung in Gebäuden zusammengefasst, welche sich insbesondere im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wiederfinden. Dies sind große Gebäude mit einem vergleichsweise hohen Strom- und Wärmebedarf. Hierzu zählen zum Beispiel Bürogebäude, Krankenhäuser, Supermärkte und Hotels. In der Referenzprognose steigt die gekoppelte Erzeugung von 9 PJ in 2020 auf 40 PJ in 2040 stark an und beträgt 2050 noch 21 PJ. Hier werden bestehende Systeme für eine getrennte Erzeugung durch KWK-Anlagen ersetzt. In den Jahren zwischen 2025 und 2050 beträgt die gekoppelte Wärmeerzeugung in der Objektversorgung jeweils mehr als 30 PJ. Im Vergleich zu den Sektoren Industrie und Fernwärme ist diese Erzeugung gering.

#### 3.2.4.3 Strombilanz

Tabelle 3.2.4.3-1 zeigt die Strombilanz für Deutschland in Referenzprognose bzw. Trendszenario für die Stichjahre zwischen 2011 und 2050. In Referenzprognose bzw. Trendszenario sinkt der **Endenergieverbrauch Strom** im Betrachtungszeitraum leicht von 521 TWh in 2011 über 500 TWh in 2020 auf 487 TWh in 2050.

**Pumpstrom** unterliegt im Betrachtungszeitraum vergleichsweise starken Schwankungen. So reduziert sich der Pumpstromverbrauch von 8 TWh in 2011 auf 7 TWh in 2020 zunächst nur leicht, fällt dann aber bis auf nur 1 TWh in 2030 infolge der zunehmend zur Verfügung stehenden Lastverschiebungspotenziale durch DSM. Hierbei ist zu beachten, dass DSM im Pumpstromverbrauch nicht enthalten ist. In der langen Frist bis 2050 steigt der Pumpstromverbrauch, vor allem durch die Zunahme von volatilen erneuerbaren Energien, auf 9 TWh an.

Die **Leitungsverluste** bleiben über den Zeitraum von 2020 bis 2050 auf einem vergleichsweise konstanten Niveau zwischen 36 und 40 TWh. Sie unterliegen leichten Variationen in Abhängigkeit von Bruttostromverbrauch und Exportsaldo. Lediglich in der kurzen Frist ist ein Anstieg der Leitungsverluste von rund 25 TWh in 2011

auf 38 TWh in 2020 zu beobachten. Bei Betrachtung des historischen Trends zwischen 1990 und 2011 ist bereits ein deutliches Wachstum der Leitungsverluste zu erkennen. Dieser Trend verstärkt sich im Betrachtungszeitraum weiter, da der grenzüberschreitende Stromhandel aufgrund der fortschreitenden Marktintegration zunimmt.

Der **Verbrauch im Umwandlungsbereich** ist rückläufig. Dies ist vor allem auf einen Rückgang des Kraftwerkseigenverbrauchs zwischen 2011 (35 TWh) und 2050 (9 TWh) zurückzuführen. Neben Effizienzverbesserungen in neuen Kraftwerkstechnologien führt vor allem der Rückgang konventioneller Erzeugung im Erzeugungsmix dazu, dass der Eigenverbrauch deutlich zurückgeht. Der Verbrauch der übrigen Umwandlung ist im Betrachtungszeitraum auf einem relativ konstanten Niveau zwischen 9 und 14 TWh. Dieser Verbrauch ist hauptsächlich auf den Energieverbrauch in der Braunkohleförderung zurückzuführen und verringert sich aufgrund einer abnehmenden Braunkohleförderung im Betrachtungszeitraum. Ab 2030 ist der Energieverbrauch in der übrigen Umwandlung vermehrt durch eine Zunahme der Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung für den Verkehrssektor bedingt (vgl. Abschnitt 3.2.3.5.2).

Der **Exportsaldo** ist über den gesamten Betrachtungshorizont positiv, unterliegt jedoch starken Schwankungen. Der Exportüberschuss steigt in der kurzen Frist zunächst stark an, von 6 TWh in 2011 auf 41 TWh in 2020, infolge des starken Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland und einer ansteigenden Stromnachfrage im Rest Europas. Der Exportüberschuss von 41 TWh in 2020 geht bis 2025, insbesondere infolge der Abschaltung der letzten deutschen Kernkraftwerke, auf 18 TWh zurück. Dieser Rückgang wird bis 2030 vor allem durch den starken Ausbau der Erzeugung aus Onshore Windkraft wieder ausgeglichen. Nach 2030 verringert sich der Stromexportüberschuss sukzessive. Im Jahr 2050 ist die Stromaußenhandelsbilanz nahezu ausgeglichen und der Exportsaldo beträgt 7 TWh. Anders als in den Ergebnissen der Energieszenarien 2010 (Prognos, 2010) ist Deutschland damit auch langfristig Nettostromexporteur. Die Gründe sind im Vergleich zu den Energieszenarien konservativere Annahmen bezüglich der Integration des europäischen Binnenmarktes sowie des Ausbaus des Stromnetzes zwischen den verschiedenen europäischen Ländern. Zudem liegen die Stromnachfragen im europäischen Ausland höher in den Annahmen der Energieszenarien 2010.

Zusammenfassend bedeutet dies einen Rückgang in der **Bruttostromerzeugung** von 609 TWh in 2011 auf 561 TWh in 2050.

*Tabelle 3.2.4.3-1: Strombilanz: Brutto- und Nettostromverbrauch, Stromaustausch und Nachfragedeckung, Referenzprognose/ Trendszenario, 2011 – 2050, in TWh*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Bruttostromverbrauch	603	577	564	559	546	554
EEV Strom	521	500	495	490	485	487
Pumpstrom	8	7	6	1	1	9
Leitungsverluste	25	38	36	40	38	36
Verbrauch im Umwandlungsbereich	49	33	28	28	23	23
Kraftwerkseigenverbrauch	35	22	18	19	13	9
übrige Umwandlung	14	11	10	9	9	14
Exportsaldo	6	41	18	53	19	7
Bruttostromerzeugung	609	618	582	612	565	561

Quelle: AGEB a, c, Prognos/EWI/GWS 2014

#### 3.2.4.4 Kraftwerksstruktur und Infrastrukturausbau

Die insgesamt **installierte Kraftwerkskapazität** steigt bis 2050 stark an, von rund 175 GW in 2011 auf 255 GW in 2050 (Tabelle 3.2.6-1 und Abbildung 3.2.4.4-1). Dies entspricht einem Anstieg von ca. 50 %. Dieser Anstieg ist vor allem auf die zunehmende Bedeutung und den Ausbau von Wind- und Solarenergie zurückzuführen. Da diese aufgrund der starken Wetterabhängigkeit nur eingeschränkt gesicherte Leistung bereitstellen können, werden konventionelle Kraftwerke weiterhin zur Bereitstellung gesicherter Leistung im System und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit benötigt.<sup>19</sup> Die installierte Leistung der konventionellen Erzeugungstechnologien bleibt zwischen 2020 und 2050 mit rund 75 GW weitgehend konstant, sinkt jedoch im Vergleich zu 2011 (98 GW) aufgrund der rückläufigen Nachfrage.

<sup>19</sup> Sowohl Last als auch wetterabhängige Erzeugung zwischen den Nachbarstaaten und Deutschland sind stark korreliert. Somit ist auch bei Berücksichtigung grenzüberschreitender Ausgleichseffekte langfristig ein ausreichender nationaler konventioneller Kraftwerkspark erforderlich.

Tabelle 3.2.4.4-1: Bruttoleistung nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in GW

Bruttoleistung [GW]	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	30	24	23	25	20	19
Braunkohle	25	22	19	19	16	5
Gas	24	17	31	30	36	48
Heizöl	6	5	2	2	1	0
Kernenergie	13	8	0	0	0	0
Speicher	11	8	8	8	8	8
Lauf- und Speicherwasser	11	4	4	4	4	4
Windkraft	29	43	50	59	62	85
onshore	29	38	40	48	51	64
offshore	0	5	10	11	11	21
PV	25	57	62	68	72	75
Biomasse	5	9	8	7	8	8
Sonstige Brennstoffe	6	2	2	3	3	3
<b>Gesamtsumme</b>	<b>175</b>	<b>198</b>	<b>208</b>	<b>223</b>	<b>230</b>	<b>255</b>
<b>Gesicherte Leistung</b>		<b>82</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>80</b>	<b>81</b>
<b>Anteil erneuerbarer Energien [%]</b>		<b>57%</b>	<b>59%</b>	<b>62%</b>	<b>64%</b>	<b>67%</b>

Quelle: BMWi 2012, Prognos/EWI/GWS 2014

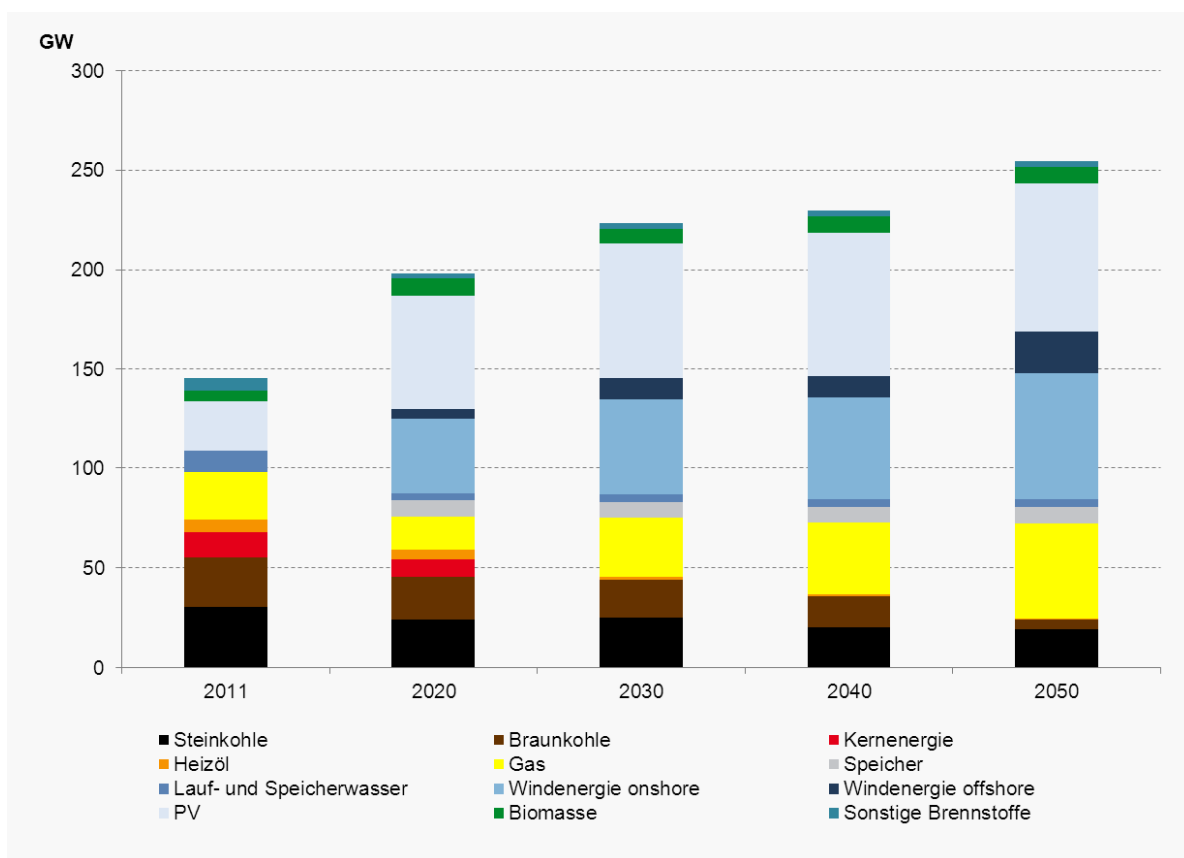
Die installierten **Photovoltaik**-Kapazitäten nehmen von rund 25 GW in 2011 auf rund 75 GW in 2050 deutlich zu. Insbesondere in der mittleren Frist bis 2030 erfährt die Photovoltaik einen starken Ausbau.

**Wind Onshore** wird in Referenzprognose bzw. Trendszenario ebenfalls stark ausgebaut, von 38 GW in 2020 auf 64 GW in 2050.

**Wind Offshore** wächst in der kurzen Frist auf 5 GW in 2020. In 2050 sind 21 GW Wind Offshore Kapazität in Deutschland installiert.

Die installierten **Biomasse**- und **Wasserkapazitäten** bleiben im Zeitverlauf auf relativ konstantem Niveau.

Abbildung 3.2.4.4-1: Bruttoleistung nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in GW



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die **Struktur des konventionellen Kraftwerksparks** verändert sich bis 2050 grundlegend: Klassische Grundlasttechnologien mit vergleichsweise hohen Fixkosten und niedrigen variablen Kosten verlieren an Bedeutung, Technologien mit vergleichsweise niedrigen Fixkosten werden wichtiger.

Der **Kernenergieausstieg** bis zum Jahr 2022 sowie rückläufige Braun- und Steinkohlekapazitäten führen zu einem Rückgang der installierten Leistung von Grundlastkraftwerken. Die installierte Leistung von **Braunkohlekraftwerken** verringert sich kontinuierlich von 25 GW in 2011 auf rund 5 GW in 2050. Die installierte Leistung der **Steinkohlekraftwerke** sinkt langfristig von rund 30 GW in 2011 auf 19 GW in 2050.

In Folge des Kernenergieausstiegs sowie der rückläufigen Entwicklung bestehender Kohlekraftwerkskapazitäten entsteht in der kurzen Frist ein Bedarf für gesicherte Erzeugungsleistung. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt daher im Zeitraum 2020 bis 2025 merklicher Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten. **Gaskraftwerke**, die aufgrund von vergleichsweise niedrigen Investitionskosten und hoher Flexibilität komplementär zur volati-

len Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie eingesetzt werden können, werden auch in der langen Frist verstärkt zugebaut.

Die installierte Kapazität vor allem von zu Regel- und Reservezwecken verwendeten Kraftwerken steigt bis 2050 auf 48 GW. Dies entspricht einem Anteil von deutlich über 50 % am gesamten konventionellen Kraftwerkspark. Die langfristig zugebaute Leistung an Gaskraftwerken besteht vorwiegend aus Gasturbinen, die aufgrund der relativ niedrigen spezifischen Investitionskosten als Backup-Kapazitäten genutzt werden und einen vergleichsweise geringen Beitrag zur Stromerzeugung leisten.

Die **Volllaststunden** von Stein- und Braunkohlekraftwerken bleiben bis 2030 relativ konstant, sinken dann bis 2050 stark (Tabelle 3.2.4.4-2). Die Volllaststunden der Gaskraftwerke sinken bereits bis 2025 deutlich, da sie als Spitzenlastkraftwerke mit relativ hohen variablen Kosten bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromversorgungssystem seltener eingesetzt werden. Die auch weiterhin zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien führt so zu einer Änderung in der Struktur der Gaskraftwerke. So werden zunehmend kapitalkostengünstige offene Gasturbinen installiert, welche als gesicherte Kapazität die Versorgungssicherheit stützen. Auch die Volllaststunden von Speicherkraftwerken sind zunächst rückläufig, da sie teilweise durch Demand Side Management Anwendungen (vgl. Abschnitt 4.2.5) substituiert werden. Zwischen 2040 und 2050 steigen sie aufgrund zunehmender volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien wieder deutlich an.

*Tabelle 3.2.4.4-2: Durchschnittliche Volllaststunden konventioneller Kraftwerke nach Energieträgern, 2020 – 2050, in h*

Durchschnittliche Volllaststunden	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	4.423	4.466	4.346	2.840	2.679
Braunkohle	7.205	7.503	7.443	6.662	6.401
Gas	2.772	1.972	2.186	2.671	2.221
Heizöl	121	384	777	1.938	5.619
Kernenergie	7.404	0	0	0	0
Speicher	651	594	114	53	857

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.4.5 Strompreise

In Tabelle 3.2.4.5-1 sind neben der Entwicklung der EEG Umlage und des Großhandelsstrompreises die Endverbraucherpreise der einzelnen Verbrauchergruppen dargestellt. Diese hängen von der Entwicklung der Großhandelspreise sowie der Steuern, Abgaben und Umlagen ab. Bis 2020 sinkt der Großhandelspreis vor allem aufgrund der vorrangigen Stromeinspeisung von erneuerbaren

Energien (vgl. Infobox 8-6). Der anschließende Preisanstieg ist in beiden Szenarien durch steigende CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise sowie den Kernenergieausstieg getrieben. Der Preisanstieg nach 2020 spiegelt auch wieder, dass im Strommarkt Überkapazität zurück geführt wird und der Bedarf an neuer Kapazität zur gesicherten Spitzenlastdeckung ansteigt.

Die EEG-Umlage steigt bis 2020 aufgrund des Ausbaus von erneuerbaren Energien und der damit zusammenhängenden **Differenzkosten** zum Großhandelspreis weiter auf ein Niveau von 67 EUR<sub>2011</sub>/MWh an. Allerdings überschreitet die Umlage ihr höchstes Niveau vor 2020. Bis 2025 bleibt die Umlage nahezu konstant und sinkt anschließend. Die sinkende Tendenz der Umlage ab 2025 ist auf den steigenden Großhandelspreis zurück zu führen, welcher die Differenzkosten für erneuerbare Anlagen reduziert. Zudem wird angenommen, dass der **Zubau** von erneuerbaren Energien nach 2020 zunehmend **kostenorientiert**, vor allem bezüglich der Offshore Windkraft, innerhalb eines Nordsee-Clusters erfolgt, sodass die Förderkosten insgesamt gedämpft werden.

Aufgrund von unterschiedlich hohen Jahresstromverbräuchen und Verbrauchsprofilen werden die **Verbrauchergruppen** Haushaltskunden, Handel und Gewerbe, Industrie und stromintensiven Industrien differenziert. Zudem sind für die jeweiligen Gruppen unterschiedliche Spannungsebenen relevant. Während private Haushalte Strom auf der Niederspannungsebene beziehen, sind Handel und Gewerbe vielfach auf der Mittelspannungsebene angeschlossen. Die Industrie bezieht größtenteils Strom aus der Mittelspannungsebene und hat einen jährlichen Stromverbrauch zwischen 100 MWh und 10 GWh. Der Stromverbrauch der stromintensiven Industrie liegt über 10 GWh im Jahr, und diese Verbrauchergruppe bezieht den Strom hauptsächlich aus der Hochspannungsebene. Für die Haushaltskunden setzt sich der Strompreis aus Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb, EEG-Umlage, Netzentgelte, KWK-Umlage, Offshorehaftungsumlage, §19-Umlage, Konzessionsabgabe sowie Strom- und Mehrwertsteuer zusammen. Für die restlichen Verbrauchergruppen sind die Entgelte entsprechend angepasst und die Preise werden ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen.

Die **Endverbraucherpreise für Haushaltskunden** steigen bis 2020 auf knapp 292 EUR<sub>2011</sub>/MWh an, was primär auf den starken Anstieg der EEG-Umlage zurückzuführen ist (Tabelle 3.2.4.5-1). Von 2020 bis 2025 steigt der Strompreis für Haushaltskunden aufgrund des steigenden Großhandelspreises weiter an. Ab 2025 geht der Strompreis für Haushaltskunden zurück, da sich die sinkende EEG-Umlage stärker auswirkt als der steigende Großhandelspreis.

Der Verlauf der **Preise für Handel und Gewerbe** ist von denselben Faktoren abhängig wie die Preise für Haushaltskunden, je-



doch in gedämpfter Form. So entfallen auf Handel und Gewerbe reduzierte Abgaben, beispielsweise niedrigere Konzessionsabgaben. Es ist ein Anstieg der Strompreise für Handel und Gewerbe bis 2025 zu beobachten und anschließend eine leichte Reduktion. Die **Strompreise für Industriekunden** steigen bis 2025 bis auf 177 EUR<sub>2011</sub>/MWh an. Anschließend sinkt das Preisniveau aufgrund der sinkenden EEG Umlage wieder ab.

Die **Preise für die stromintensive Industrie** sind vornehmlich durch den Großhandelspreis getrieben. Die bereits reduzierten Konzessionsabgaben für Handel und Gewerbe werden von stromintensiven Industrien nicht erhoben. Zudem sind die betroffenen Industrien von der EEG-Umlage größtenteils befreit, sie zahlen aktuell nur 0,05 ct/kWh. Weitere Reduktionen ergeben sich durch niedrigere KWK- und Offshorehaftungsumlagen im Zeitverlauf. Diese Sonderregelungen für die energieintensive Industrie werden aufgrund der derzeitigen politischen Unsicherheiten diesbezüglich annahmegemäß fortgeschrieben.

*Tabelle 3.2.4.5-1: Reale Strompreise und EEG-Umlage für unterschiedliche Verbrauchergruppen in Referenzprognose bzw. Trendszenario<sup>20</sup>, 2011 – 2050, in EUR<sub>2011</sub>/MWh*

Real, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	51	42	60	67	83	87
EEG-Umlage	35	67	65	36	15	8
Endverbraucherpreise						
Haushaltskunden	259	292	312	284	276	268
Handel und Gewerbe	188	218	234	211	203	195
Industrie	119	159	177	157	152	147
stromintensive Industrie	55	49	69	78	94	100

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

In Tabelle 3.2.4.5-2 werden die Preise sowie die EEG-Umlage nominal ausgewiesen. Dazu wird, wie in Abschnitt 3.2, eine Inflationsrate von 2,3 % p.a. bis 2030 unterstellt. Ab 2030 sinkt die Inflationsrate auf 2,2 % p.a.

<sup>20</sup> Die Daten für 2011 basieren auf (BNetzA, BKartA, 2011), außer den Angaben für die stromintensive Industrie, welche (EWI, 2012) entnommen wurden. Die Preise für Handel und Gewerbe und Industrie sind ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen.

Tabelle 3.2.4.5-2: Nominale Strompreise und EEG-Umlage für unterschiedliche Verbrauchergruppen in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in EUR/MWh

Nominal, in EUR/MWh	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	51	52	82	103	159	206
EEG-Umlage	35	83	90	56	28	18
Endverbraucherpreise						
Haushaltskunden	259	358	429	437	529	636
Handel und Gewerbe	188	266	322	324	388	465
Industrie	119	195	244	242	291	349
stromintensive Industrie	55	60	95	120	181	239

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 3.2.4.6 Nutzung erneuerbarer Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Bruttostromerzeugung steigt von gut 20 % im Jahr 2011 über 41 % (2020) und 52 % (2030) auf 64 % im Jahr 2050. In 2020 beträgt damit der Anteil der erneuerbaren Energien etwa 6 %-Punkte mehr als es das deutsche Ziel von 35 % Anteil der erneuerbarer Energien, gemessen am gesamten Bruttostromverbrauch (BSV), vorsieht. Das liegt insbesondere an der Übererfüllung der Ausbauziele für erneuerbare Energien bis 2020. Während die Ausbauziele für Wind Offshore in 2020 um 5 GW deutlich verfehlt werden, übererfüllen Photovoltaik und Wind Onshore ihr Ausbauziel in der kurzen Frist (bis 2020) und tragen somit zu einer Übererfüllung der gesamten Ausbauziele bei. Langfristig decken die erneuerbaren Energien einen Großteil der Stromnachfrage in Deutschland ab.

Während die Erzeugung aus **Wasserkraft** vor 2000 den größten Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Erzeugung ausmacht, verliert diese Erzeugungstechnologie seit Implementierung des EEGs zunehmend an Bedeutung. Da heute die **Potenziale** in Deutschland bereits weitestgehend **ausgeschöpft** sind, findet generell kein Ausbau von Wasserkraftwerken innerhalb Deutschland statt.

Die energiepolitischen Ziele für **Onshore Windenergie** werden bis 2020 leicht übertroffen. Hingegen wird das im Koalitionsvertrag aktualisierte Ziel von 6,5 GW **Wind Offshore** in 2020 aufgrund von Verzögerungen bei Netzanschlüssen und Genehmigungsverfahren nicht erreicht. Stattdessen wird in 2020 eine installierte Kapazität der Wind Offshore von 5 GW erreicht. Mit 17,3 TWh ergeben sich im gleichen Jahr über 3.400 Volllaststunden.

Bereits nach 2025 entwickelt sich die Windenergie zum bedeutendsten Energieträger in der deutschen Stromerzeugung. In 2030 macht die Erzeugung aus Wind Onshore mit 107,2 TWh etwa 18 % der gesamten Erzeugung aus. Für Wind Offshore liegt dieser

Wert bei 6 %. Nach 2030 stagnieren sowohl der Ausbau der Windenergie wie auch die Erzeugung für Windenergie innerhalb Deutschlands aufgrund der zunehmenden Europäisierung des Ausbaus erneuerbarer Energien zunächst leicht.

Zwischen 2040 und 2050 steigt die Erzeugung wieder an. Offshore Anlagen machen dabei mit 72,6 TWh 35 % des Windstroms und 13 % der gesamten Erzeugung in 2050 aus. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass zum einen bestehende Anlagen durch **Repowering** modernisiert werden und zum anderen neue Standorte durch technologischen Fortschritt erschlossen werden können. Die Erzeugung von Wind Onshore erreicht in 2050 136 TWh und trägt mit 24% einen wichtigen Anteil an der gesamten Stromerzeugung. Zwischen 2020 und 2050 vervierfacht sich die installierte Kapazität Wind Offshore und erreicht in 2050 21 GW. Im gleichen Zeitraum verdoppelt sich die installierte Kapazität von Wind Onshore und erreicht 63,7 GW in 2050.

Die Erzeugung sowohl für feste als auch für flüssige und gasförmige **Biomasse** steigt bis 2020 auf 52 TWh. Dieser Zuwachs ist auf die deutsche Förderung gemäß den NREAP-Zielen zurück zu führen. Ab 2020 bleibt die Erzeugung nahezu konstant. Ein weiterer Zuwachs der Stromerzeugung aus Biomasse wird durch **die begrenzte Verfügbarkeit von Anbauflächen** und Nutzungskonkurrenzen mit anderen Sektoren eingeschränkt.

Der **Ausbau von Photovoltaikanlagen** setzt sich bis zur Erreichung des Photovoltaik Deckels von 52 GW fort. Nach einer Überschreitung des Deckels verlangsamt sich die Zubaugeschwindigkeit und Anlagen werden entweder aufgrund von Eigenverbrauch dezentral oder an sich eignenden Standorten **marktgetrieben installiert**. In 2020 werden somit insgesamt 56,8 GW installierte Kapazität für Photovoltaik erreicht. Ab 2020 wird der Ausbau von Photovoltaik vor allem durch kostengünstige Standorte mit geeigneter Sonneneinstrahlung und eine Förderung im Rahmen des Nordseeclusters motiviert. Die Photovoltaik Erzeugung steigt über die Jahre nur leicht an. Sie erreicht in 2050 einen Wert von 72,9 TWh, was einem Anteil von 13% an der gesamten Stromerzeugung entspricht.

Im Trendszenario ist die leicht rückläufige Erzeugung **sonstiger erneuerbarer Energien** dadurch begründet, dass die Energieträger biogene Abfälle und Gase (Klär-, Deponie- und Grubengas) an Potenzialgrenzen in Deutschland stoßen und vergleichsweise hohe Kosten aufweisen.

Die **Volllaststunden der erneuerbaren Energien** unterliegen im betrachteten Zeitraum nur geringen Schwankungen und sind insbesondere für die Technologien Wind und Photovoltaik standort- und wetterabhängig.

Im Betrachtungszeitraum steigen die Volllaststunden für **Wind Onshore** zunächst von 2.197 in 2020 auf 2.261 in 2025 an und gehen anschließend wieder leicht zurück (Tabelle 3.2.4.6-1). Der Anstieg ist durch die Installation von neuen Anlagentypen mit höheren Nabenhöhen und Rotordurchmessern begründet, welche eine höhere Stromeinspeisung garantieren. Im Zeitverlauf sinken die durchschnittlichen Volllaststunden für Wind Onshore jedoch ab, da Anlagen nun auch an windschwächeren Standorten installiert werden.

Im Bereich der **Wind Offshore** Anlagen kommt es nur zu geringen Schwankungen in den Volllaststunden. Sie steigen von 3.463 in 2020 auf 3.468 in 2040 an. Dies ist auf technologischen Fortschritt im Bereich der Wind Offshore Turbinen und zusätzliche Lerneffekte im Betrieb von Offshore Windparks zurückzuführen.

Der Verlauf der Volllaststunden für **Photovoltaikanlagen** ist auf eine Kombination von Effekten zurückzuführen. Zum einen kommt es zu einer Installation von neuen Technologien mit höheren Wirkungsgraden, und zum anderen werden diese, neben dem Ersatz bestehender Anlagen (Repowering), zusätzlich an anderen Standorten errichtet, die tendenziell etwas weniger ertragreich sind.

Aufgrund der Grundlastfähigkeit der **Biomasse** und der Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung erreichen Biomassekraftwerke im Zeitverlauf vergleichsweise hohe Volllaststunden. Es kommt zu einer Substitution zwischen fester und gasförmiger Biomasse, welche höhere Volllaststunden aufweist.

*Tabelle 3.2.4.6-1: Volllaststunden erneuerbarer Energien nach Energieträgern, 2020 – 2050, in h*

Durchschnittliche Volllaststunden [h]	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Lauf- und Speicherwasser	5.031	5.031	5.031	5.031	5.031
Windkraft	2.345	2.504	2.433	2.409	2.464
onshore	2.197	2.261	2.209	2.179	2.133
offshore	3.463	3.466	3.468	3.468	3.468
PV	988	990	993	999	975
Biomasse	5.906	6.616	7.072	6.348	6.132
Sonstige Brennstoffe	6.327	5.972	5.607	4.979	4.475

*Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014*

### 3.2.5 Raffinerien

Im Jahr 2011 wurden rund 3.979 PJ Roherdöl verarbeitet. Zusätzlich wurden 300 PJ Mineralölprodukte eingesetzt und es wurden insgesamt rund 4.245 PJ Mineralölprodukte hergestellt. Ein Teil der Erzeugung wird exportiert, der inländische Bedarf an Mineralölprodukten wird teilweise durch Importe gedeckt.

Die **Fortschreibung** von Umwandlungseinsatz, Eigenverbrauch und Umwandlungsausstoß der Raffinerien basiert auf der zukünftigen Inlandsnachfrage und den Hochseebunkerungen nach Mineralölprodukten. Wie im Kapitel 3.2.3 abgeleitet, geht die Inlandsnachfrage kontinuierlich zurück und liegt im Jahr 2030 (2050) um knapp 30 % (knapp 50 %) unter dem Ausgangswert des Jahres 2011 (Tabelle 3.2.5-1).

*Tabelle 3.2.5-1: Inlandsnachfrage<sup>1</sup> und Hochseebunkerungen von Mineralölprodukten, 2011 – 2050, in PJ*

	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Ottokraftstoffe	880	558	469	404	311	219
Rohbenzin	706	704	686	660	586	507
Flugturbinenkraftstoffe	351	354	356	351	331	306
Dieselmotorkraftstoff	1.340	1.325	1.289	1.211	1.025	900
Heizöl leicht	816	547	449	374	272	200
Heizöl schwer	373	360	364	359	346	332
Petrolkoks	64	32	30	28	24	22
Flüssiggas	153	129	121	114	103	92
Raffineriegas	183	170	162	153	134	117
Sonstige Mineralölprodukte	334	245	222	201	166	142
<b>Insgesamt</b>	<b>5.200</b>	<b>4.424</b>	<b>4.148</b>	<b>3.855</b>	<b>3.298</b>	<b>2.837</b>

<sup>1</sup> Endenergieverbrauch, Umwandlungseinsatz, Eigenverbrauch im Umwandlungsbereich, Nichtenergetischer Verbrauch, Hochseebunkerungen  
Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Für die einzelnen Produkte zeigt sich dabei folgende Nachfrageentwicklung:

- Die Inlandsnachfrage nach **fossilem Benzin** (Ottokraftstoff, Rohbenzin, Flugbenzin) verringert sich im Prognosezeitraum bis 2030 um mehr als 30 %. Am Ende des Trendszenarios liegt sie im Jahr 2050 um mehr als 50 % niedriger als 2011.
- Der Absatz von **fossilem Dieselmotorkraftstoff** und **schwerem Flugturbinentreibstoff** nimmt im Prognosezeitraum bis 2030 um 8 % ab. Grund hierfür sind der wachsende Anteil von Dieselantrieben bei Pkw, die nur langsam zurück gehende Nachfrage beim Straßengüterverkehr sowie eine mittelfristig steigende Nachfrage im Luftverkehr. Im anschließenden Trendszenario verringert sich die Nachfrage bis 2050 stärker und liegt im Jahr 2050 knapp 30 % unter dem Niveau von 2011.

- Der **Heizölabsatz** unterschreitet 2030 (2050) den Wert von 2011 insgesamt um 40 % (55 %). Diese Entwicklung ist auf den abnehmenden Verbrauch von leichtem Heizöl zurückzuführen. Die Nachfrage nach schwerem Heizöl bleibt bis 2030 weitgehend konstant und sinkt im Anschluss nur leicht. Grund sind zunehmende Hochseebunkerungen für die Schifffahrt.
- Die Nachfrage nach **Flüssig- und Raffineriegas** sowie **Petrolkoks** und **anderen Mineralölerzeugnissen** (Bitumen, Schmierstoffe, Spezialbenzine u.ä.) nimmt bis 2030 (2050) insgesamt um gut 40 % (knapp 60 %) ab.

Der **Raffinerieausstoß** wird auf Basis dieser Absatzentwicklung ermittelt. Dabei wird berücksichtigt, dass die Verschiebungen der Anteile der einzelnen Fraktionen nur beschränkt und zum Teil aufgrund notwendiger Änderungen im Design der Anlagen kostenaufwendig und damit nur langsam und teilweise durch die Stilllegung von Anlagen möglich sind. Dies hat Konsequenzen für die Struktur des Außenhandels mit Mineralölprodukten.

Die Relation zwischen Umwandlungsausstoß und Umwandlungseinsatz ist mit nahezu 100 % sehr stabil. Für die Zukunft wurde dieser Wert auf 100 % gesetzt.

Das Verhältnis von Eigenverbrauch der Raffinerien und Umwandlungseinsatz nimmt in der Vergangenheit Werte zwischen 5,3 % und 6,1 % an und ist in den letzten Jahren leicht gestiegen. Grund dafür ist der zunehmende Einsatz von Hydrocrackern, um den Anteil des produzierten Dieseltreibstoffs zu erhöhen. Für die Zukunft wird bis 2030 (2050) ein weiter steigendes Verhältnis von Eigenverbrauch zu Umwandlungseinsatz auf 7,3 % (8,0 %) unterstellt.

Die Tabelle 3.2.5-2 zeigt die aus diesen Annahmen resultierenden Entwicklungen für den Umwandlungsausstoß, den Umwandlungseinsatz und den Eigenverbrauch der Raffinerien.

Tabelle 3.2.5-2: Umwandlungseinsatz, Umwandlungsausstoß und Eigenverbrauch der Raffinerien, 2011 – 2050, in PJ

	2011	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Umwandlungseinsatz</b>	<b>4.279</b>	<b>3.888</b>	<b>3.606</b>	<b>3.314</b>	<b>2.769</b>	<b>2.323</b>
Roherdöl	3.979	3.615	3.353	3.082	2.575	2.160
Ottokraftstoffe	80	72	67	62	51	43
Rohbenzin	16	14	13	12	10	8
Dieselmotorkraftstoff	3	3	2	2	2	2
Heizöl leicht	43	39	36	33	28	23
Heizöl schwer	33	30	28	26	22	18
Flüssiggas und Raffineriegas	5	4	4	4	3	3
Sonstige Mineralölprodukte	121	110	102	94	78	66
<b>Umwandlungsausstoß</b>	<b>4.245</b>	<b>3.888</b>	<b>3.606</b>	<b>3.314</b>	<b>2.769</b>	<b>2.323</b>
Ottokraftstoffe	810	470	355	252	148	72
Rohbenzin	425	564	586	597	568	535
Flugturbinenkraftstoffe	210	217	216	211	198	185
Dieselmotorkraftstoff	1.164	1.261	1.223	1.174	1.009	869
Heizöl leicht	657	505	432	364	270	197
Heizöl schwer	329	293	267	241	194	157
Petrolkoks	55	50	46	43	36	30
Flüssiggas	120	110	102	94	78	66
Raffineriegas	167	153	142	131	109	92
Sonstige Mineralölprodukte	307	265	236	208	159	121
<b>Eigenverbrauch</b>	<b>284</b>	<b>271</b>	<b>257</b>	<b>242</b>	<b>212</b>	<b>186</b>
Steinkohle-Koks	2	0	0	0	0	0
Heizöl schwer	35	34	32	30	26	23
Petrolkoks	19	18	17	16	14	13
Flüssiggas und Raffineriegas	158	153	146	137	120	105
Sonstige Mineralölprodukte	7	6	6	6	5	4
Kokerei- und Stadtgas	1	1	1	1	1	1
Erdgas	30	29	27	26	23	20
Nichtererneuerbare Abfälle	2	2	2	2	2	2
Strom	23	22	21	20	17	15
Fernwärme	5	5	5	4	4	3
Biomasse	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

## 4 Zielszenario bis 2050 – Ergebnisse im Überblick

### 4.1 Charakter des Zielszenarios

Den Ergebnissen der **Referenzprognose** bis zum Jahr 2030 und deren Fortschreibung im Trendszenario bis 2050 zufolge werden die energie- und Klimaschutzpolitischen **Ziele des Energiekonzepts** der Bundesregierung **zum überwiegenden Teil nicht erreicht**. Auf den ersten Blick mag das verwundern, haben die Energieszenarien aus dem Jahr 2010 doch gezeigt, dass die Ziele prinzipiell erreichbar sind.

Allerdings handelte es sich dabei um Zielszenarien, deren Aufgabe es war zu verdeutlichen, welche Maßnahmen erforderlich sind, um die Ziele zu erreichen. Dabei stand nicht die Frage im Raum, wie wahrscheinlich die Umsetzung dieser Maßnahmen ist. Genau diese Frage steht aber im Zentrum der hier vorgelegten Referenzprognose: die wahrscheinliche Entwicklung aufzuzeigen.

Und dabei wird klar, dass es aus heutiger Sicht nicht wahrscheinlich ist, dass alle zur **Zielerreichung erforderlichen Maßnahmen** ergriffen und umgesetzt werden. Beispiele hierfür sind:

- Die **energetische Sanierungsrate von Gebäuden** müsste verdoppelt werden. Aus heutiger Sicht ist nicht erkennbar, dass die Politik entsprechende Instrumente einsetzt (z.B. Aufstockung der KfW-Programme, steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung) oder die Gebäudeeigentümer „freiwillig“ in ausreichendem Umfang Sanierungen vornehmen. Das gilt auch für an sich rentable Maßnahmen, denen Hindernisse entgegenstehen wie das Vermieter-/Mieter-Dilemma oder die demografische Entwicklung, Informationsdefizite oder Transaktionskosten.
- Im Bereich der **gewerblichen Wirtschaft** werden bei Weitem **nicht alle rentablen Maßnahmen** zur Steigerung der Energieeffizienz **umgesetzt**. Ein Grund hierfür sind andere gelagerte Investitionsprioritäten von Unternehmen. Versprechen Investitionen in andere Optionen (z.B. Steigerung der Arbeitsproduktivität, Ausweitung der Marketingaktivitäten) höhere Renditen und damit eine kürzere Amortisationszeit als Investitionen in Energieeinsparungen, werden diese zunächst umgesetzt. Auch hier gilt: In der Realität wird nicht alles getan, was rentabel ist. Dabei können Informationsdefizite ebenso eine Rolle spielen wie begrenzte Personalressourcen.
- Im **Verkehr sind persönliche Präferenzen** von erheblicher Bedeutung. Größere Pkw bedeuten oft mehr Prestige, und das steht offensichtlich weit oben auf der Prioritätenliste vieler Käufer. Mangelnde Zweckrationalität beim Autokauf ist ein Beispiel, weshalb wir an stärkeren als den ausgewiesenen



Verbrauchsreduktionen zweifeln. Ein weiteres Beispiel ist der Ausbau der Verkehrswege. Aufgrund des über lange Jahre aufgestauten Nachholbedarfs beim Erhalt der Verkehrsinfrastruktur haben wir Zweifel, dass in Zukunft genügend Mittel zum Ausbau der Schienenwege zur Verfügung stehen, um in größerem als dem dargestellten Umfang Güterverkehr von der Straße auf die Schiene zu verlagern. Ein drittes Beispiel ist der in Prognose und Trendszenario hinter den Zielen zurück bleibende Ausbau der Elektromobilität. Neben Kostennachteilen und dem Henne-Ei-Problem von Fahrzeugen und Lade-stationen bestehen in der Praxis Normungsdefizite für Steckersysteme und Vorbehalte in der Politik gegenüber einer finanziellen Förderung sowie bei den Fahrzeugherstellern Zweifel an der Marktakzeptanz von Elektrofahrzeugen, die notwendigen Entwicklungsarbeiten entgegenstehen.

#### **Infobox 4-1: Maßnahmen und Instrumente**

Im Rahmen dieser Arbeit wird an vielen Stellen von Maßnahmen gesprochen, wenn es um Veränderungen im Energiesystem geht, beispielsweise Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz oder Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

Damit sind Maßnahmen auf der technischen Ebene gemeint, z. B. energetisch höherwertige Sanierungen von Gebäuden oder die Substitution von Ölheizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen.

Davon zu unterscheiden sind politische Instrumente, die eingesetzt werden, um die gewünschten Maßnahmen anzustoßen. In den genannten Beispielen könnten das erweiterte KfW-Programme zur Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes von Gebäuden oder steuerliche Förderungen, die Verschärfung ordnungsrechtlicher Vorschriften oder auch (ergänzende) Beratungs- oder Informationsprogramme sein.

Welche Instrumente konkret eingesetzt werden, um die in Referenzprognose und Trendszenario sowie im Zielszenario zur Anwendung kommenden technischen Maßnahmen zu realisieren, wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht untersucht.

Diese wenigen Beispiele zeigen, dass **mehr Energieeffizienz** und ein effizienter **Ausbau der erneuerbaren Energien** bei rationalem Verhalten der Marktteilnehmer **möglich und in vielen Fällen einzel- und gesamtwirtschaftlich vorteilhaft** wären. Das Verhalten in diese Richtung zu lenken, ist nach unserer Einschätzung in der Realität allenfalls in Ansätzen möglich. Die Politik trifft hier auf ein Geflecht von Informationsdefiziten, individuellen Präferenzen, mangelndem Kapitalzugang, Transaktions- und Opportunitätskosten und spezifischen Hemmnissen sowie auf sehr unterschiedliche

und im Einzelnen wohl begründete Interessen. Energiewende und Klimaschutz bilden nur einen Aspekt der gesellschaftlichen Ziele ab. In dem Bemühen, zwischen den existierenden Interessen und Ansprüchen Kompromisse zu finden ist es nicht realistisch, dass die Politik stets konsequent und vorrangig das Ziel der Energiewende verfolgen könnte. Eine solche Politik würde aller Erfahrung widersprechen.

Aus diesen Gründen halten wir es nicht für wahrscheinlich, dass die Ziele des Energiekonzepts erreicht werden. Um zu zeigen, was dazu zusätzlich zu den in Referenzprognose und Trendszenario umgesetzten Maßnahmen erforderlich wäre, haben wir ein Zielszenario entwickelt, dessen wichtigste Maßnahmen und Ergebnisse in den folgenden Abschnitten beschrieben werden.

Das Zielszenario basiert auf den gleichen sozioökonomischen Daten (Bevölkerung, Wirtschaftsentwicklung, Energiepreise) wie Referenzprognose und Trendszenario.

Um es noch einmal klarzustellen: Wir halten es nicht für ausgeschlossen, dass es so oder ähnlich kommt, wie im Zielszenario gezeigt. Aber wir messen einer solchen – unter vielen Aspekten wünschenswerten – Entwicklung keine hohe Wahrscheinlichkeit zu.

## 4.2 Primärenergieverbrauch

Im Zielszenario ist der Rückgang des Primärenergieverbrauchs vor allem langfristig deutlich stärker als in Referenzprognose und Trendszenario. Zwischen 2011 und 2030 verringert sich der Verbrauch um 31 %. Im Jahr 2050 liegt er bei 6.891 PJ und damit um 49 % niedriger als 2011 (Tabelle 4.2-1 und Abbildung 4.2-1). Bezogen auf das Basisjahr der Energieszenarien 2008 beträgt der Rückgang bis 2020 gut 21 % und bis 2050 gut 52 %. Die im **Energiekonzept genannten Ziele werden damit erreicht**.

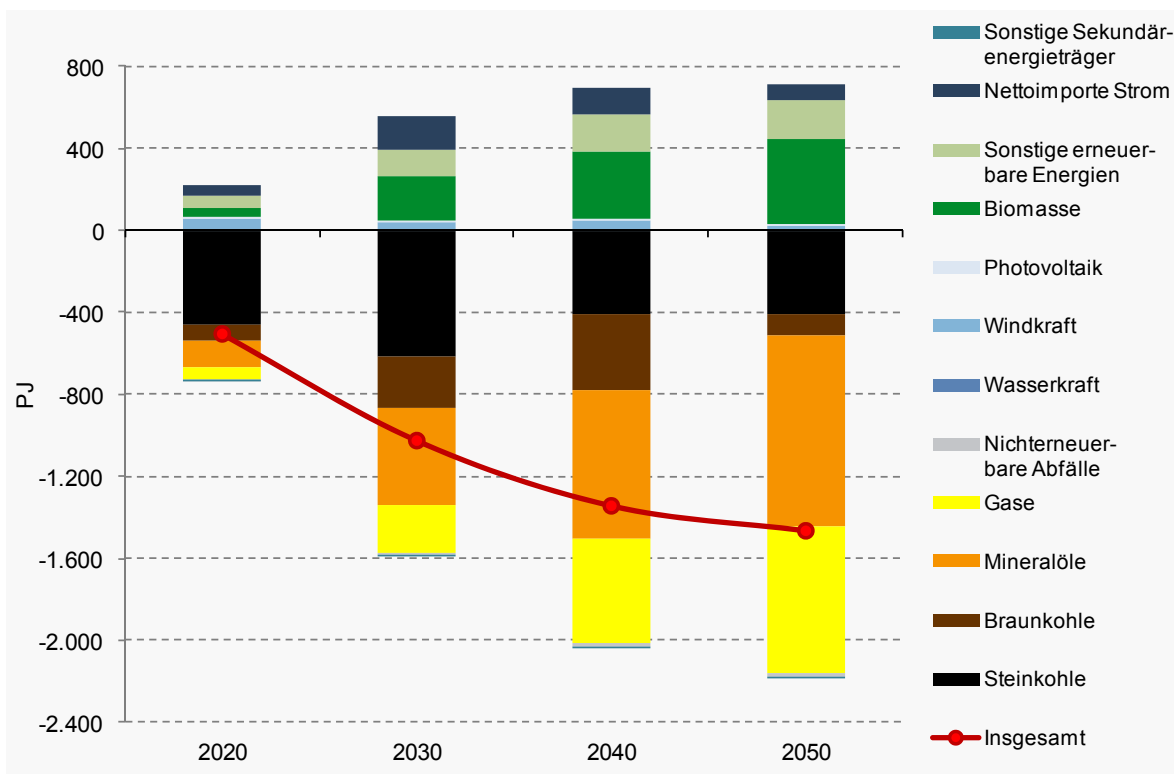
Der **Energiemix** ändert sich bereits bis 2030 merklich, der Anteil fossiler Energieträger geht auf 68 % zurück. Im Jahr 2050 decken Fossile noch 46 % des Primärenergieverbrauchs. Den größten Beitrag leisten mit 51 % dann erneuerbare Energien.

*Tabelle 4.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trend-szenario und Zielszenario*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	1.715	1.364	1.247	1.326	855	752	900	804	711	446	345
Braunkohle	1.564	1.420	1.289	1.261	917	267	1.345	1.068	1.013	544	166
Kernenergie	1.178	685	0	0	0	0	685	0	0	0	0
Mineralöle	4.525	3.760	3.498	3.225	2.715	2.296	3.627	3.170	2.750	1.989	1.360
Gase	2.923	2.399	2.356	2.158	2.128	2.023	2.346	2.194	1.926	1.622	1.311
Nichterneuerbare Abfälle	255	166	169	166	160	152	162	163	153	140	130
Erneuerbare Energien	1.463	2.183	2.373	2.517	2.630	2.886	2.353	2.652	2.912	3.191	3.517
Wasserkraft	64	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Windkraft	176	361	447	516	542	751	418	506	558	586	769
Photovoltaik	70	202	220	242	258	263	207	225	251	268	271
Biomasse	1.111	1.411	1.463	1.482	1.505	1.506	1.458	1.576	1.692	1.834	1.915
Sonstige erneuerbare Energien	43	141	175	210	258	299	203	278	343	436	494
Nettoimporte Strom	-23	-147	-65	-191	-70	-28	-83	33	-25	60	57
Sonstige Sekundärenergieträger	0	5	6	6	7	7	5	5	5	6	6
<b>Insgesamt</b>	<b>13.599</b>	<b>11.834</b>	<b>10.873</b>	<b>10.469</b>	<b>9.342</b>	<b>8.356</b>	<b>11.340</b>	<b>10.089</b>	<b>9.444</b>	<b>7.998</b>	<b>6.891</b>
<b>Veränderung ggü. 2011</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohle		-20%	-27%	-23%	-50%	-56%	-48%	-53%	-59%	-74%	-80%
Braunkohle		-9%	-18%	-19%	-41%	-83%	-14%	-32%	-35%	-65%	-89%
Kernenergie		-42%	-100%	-100%	-100%	-100%	-42%	-100%	-100%	-100%	-100%
Mineralöle		-17%	-23%	-29%	-40%	-49%	-20%	-30%	-39%	-56%	-70%
Gase		-18%	-19%	-26%	-27%	-31%	-20%	-25%	-34%	-45%	-55%
Nichterneuerbare Abfälle		-35%	-34%	-35%	-37%	-40%	-36%	-36%	-40%	-45%	-49%
Erneuerbare Energien		49%	62%	72%	80%	97%	61%	81%	99%	118%	140%
Wasserkraft		6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Windkraft		105%	154%	193%	208%	327%	137%	188%	217%	233%	337%
Photovoltaik		190%	216%	248%	271%	277%	197%	223%	261%	285%	290%
Biomasse		27%	32%	33%	36%	36%	31%	42%	52%	65%	72%
Sonstige erneuerbare Energien		228%	308%	387%	500%	594%	372%	546%	698%	915%	1049%
Nettoimporte Strom		552%	186%	745%	211%	22%	265%	-247%	11%	-367%	-352%
<b>Insgesamt</b>		<b>-13%</b>	<b>-20%</b>	<b>-23%</b>	<b>-31%</b>	<b>-39%</b>	<b>-17%</b>	<b>-26%</b>	<b>-31%</b>	<b>-41%</b>	<b>-49%</b>

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Innerhalb der **erneuerbaren Energien** behält – wie in Referenzprognose und Trendszenario – im Zielszenario Biomasse langfristig ihre dominierende Rolle. Einen erheblichen Anteilszuwachs weisen auch hier **Wind** und **Photovoltaik** auf. Allerdings ist er nicht ganz so stark wie in Referenzprognose und Trendszenario. Grund dafür ist zum einen die im Zielszenario – insbesondere wegen der verstärkten Nutzung von Biokraftstoffen – langsamer abnehmende Bedeutung der Biomasse. Zum anderen wird im Zielszenario die Solarthermie schneller ausgebaut und es wird mehr Umgebungswärme genutzt (Tabelle 4.2-2 und Abbildung 4.2-2).

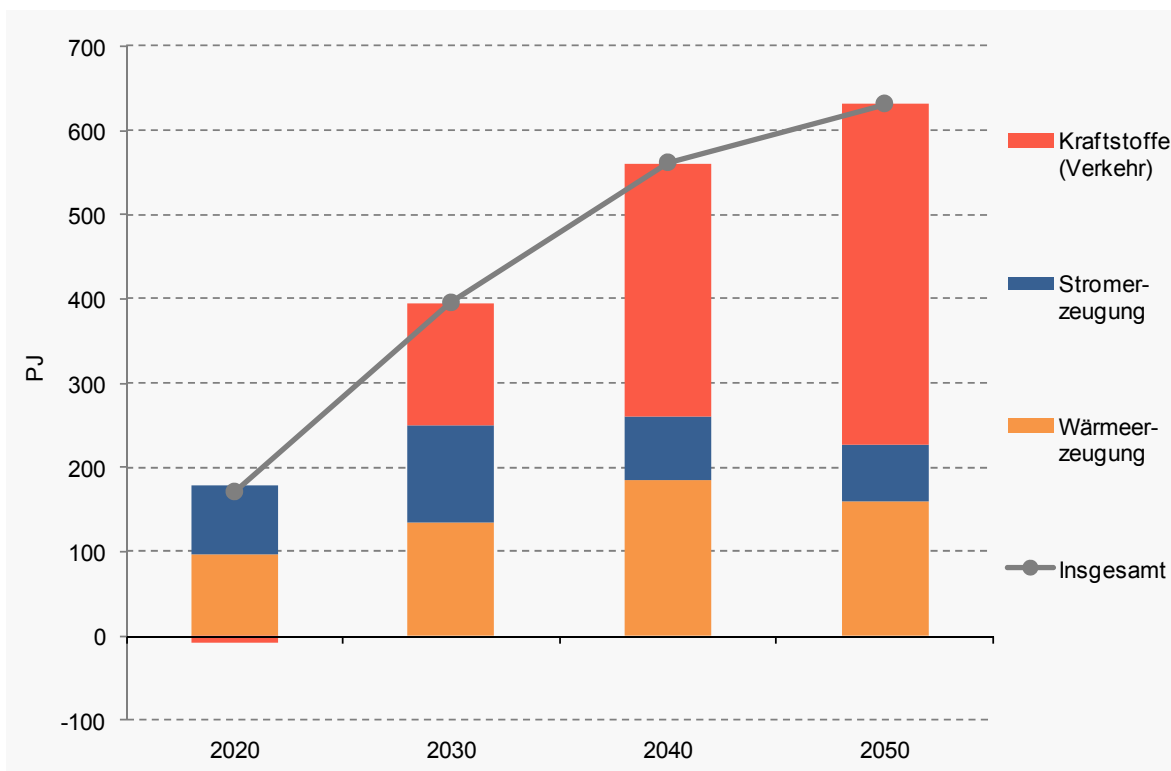
Außer dem absoluten Niveau weicht im Zielszenario auch die **Einsatzstruktur erneuerbarer Energien** zum Teil etwas vom Muster in Referenzprognose und Trendszenario ab. So ist ab 2025 im Zielszenario der Anteil der in der Stromerzeugung eingesetzten erneuerbaren Energieträger an allen Erneuerbaren niedriger. Die Differenz nimmt im Zeitablauf zu. Das gleich trifft auf den Anteil der Wärmeerzeugung zu, allerdings in kleinerem Ausmaß. Im Gegenzug ist der Anteil der im Verkehr eingesetzten Erneuerbaren langfristig deutlich höher als in Referenzprognose und Trendszenario.

*Tabelle 4.2-2: Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien nach Einsatzzweck und Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ.  
Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Wärmeerzeugung insgesamt</b>	<b>513</b>	<b>784</b>	<b>869</b>	<b>938</b>	<b>1.034</b>	<b>1.074</b>	<b>881</b>	<b>1.005</b>	<b>1.072</b>	<b>1.218</b>	<b>1.234</b>
Wärmebereitstellung	440	620	683	740	820	873	703	827	920	1.044	1.090
Biomasse	398	501	526	546	568	574	522	568	593	618	605
Solarthermie	20	62	84	106	141	173	95	131	162	211	246
Umgebungswärme	22	56	73	88	111	126	85	128	164	214	240
Fern-, Nahwärmeerzeugung	72	165	186	198	214	201	178	178	153	174	144
Holz, Stroh u.a. feste Stoffe	26	146	164	165	165	152	152	152	116	79	55
Biodiesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Klärgas/Biogas	3	10	12	23	39	39	17	17	27	85	79
Deponiegas	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geothermie	1	9	10	10	10	10	9	10	10	10	10
<b>Stromerzeugung</b>	<b>832</b>	<b>1.168</b>	<b>1.272</b>	<b>1.348</b>	<b>1.351</b>	<b>1.554</b>	<b>1.250</b>	<b>1.338</b>	<b>1.464</b>	<b>1.428</b>	<b>1.622</b>
Wasserkraft	64	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Windkraft	176	361	447	516	542	751	418	506	558	586	769
Photovoltaik	70	202	220	242	258	263	207	225	251	268	271
Biomasse	523	521	520	507	470	459	541	523	571	493	499
Holz, Stroh u.a. feste Stoffe	149	266	267	263	242	232	293	274	333	307	307
Biodiesel	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Klärgas/Biogas	282	253	253	242	227	227	247	249	238	186	192
Deponiegas	60	2	0	1	1	0	2	0	1	1	0
Geothermie	0	17	17	16	14	14	17	17	16	14	14
<b>Kraftstoffe (Verkehr)</b>	<b>117</b>	<b>229</b>	<b>230</b>	<b>228</b>	<b>242</b>	<b>254</b>	<b>221</b>	<b>306</b>	<b>373</b>	<b>542</b>	<b>657</b>
Biodiesel	84	136	141	139	142	147	131	186	225	316	357
biogene Ottokraftstoffe	33	53	46	41	38	30	50	59	64	81	86
biogene Flugturbinenkraftstoffe	0	39	41	43	49	54	38	58	76	126	178
Biogas	0	1	2	5	14	24	1	3	8	20	36
<b>Insgesamt</b>	<b>1.462</b>	<b>2.181</b>	<b>2.371</b>	<b>2.515</b>	<b>2.627</b>	<b>2.882</b>	<b>2.352</b>	<b>2.650</b>	<b>2.910</b>	<b>3.188</b>	<b>3.513</b>

Quelle: AGEBA, AGEE, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.2-2 Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien nach Einsatzzweck, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Durch die zusätzlichen Einsparungen verringert sich der Import fossiler Energieträger im Zielszenario stärker als in Referenzprognose und Trendszenario, bis 2030 um 37 % statt um 21 % und bis 2050 um 59 % statt um 37 %. Nach 2030 werden im Zielszenario Biomassen importiert, um den heimischen Bedarf zu decken (Tabelle 4.2-3). Zählt man Kernenergie zu den Importen, werden im Jahr 2030 (2050) rund 45 % (64 %) weniger Energieträger importiert als 2011, die Importquote sinkt von 70 % im Jahr 2011 bis 2030 (2050) auf 56 % (50 %). Betrachtet man Kernenergie als heimischen Energieträger, verändert sich der Wert für 2011 auf 61 %, die Quoten in den Jahren 2030 und 2050 bleiben wegen des Verzichts auf die Kernenergienutzung unverändert.

*Tabelle 4.2-3: Nettoimporte nach Energieträgern 2011 – 2050, in PJ, Importquote in %, Vergleich von Zielszenario und Referenzprognose/Trendszenario*

Energieträger	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	1.399	1.364	1.247	1.326	855	752	900	804	711	446	345
Kernenergie	1.178	685	0	0	0	0	685	0	0	0	0
Mineralöle	4.471	3.824	3.595	3.351	2.872	2.461	3.690	3.267	2.875	2.146	1.525
Gase	2.534	2.040	2.072	1.949	2.071	2.017	1.987	1.911	1.718	1.565	1.305
Erneuerbare Energien (Biomasse)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	215
Strom	-23	-147	-65	-191	-70	-28	-94	34	-25	60	57
<b>Insgesamt</b>	<b>9.533</b>	<b>7.765</b>	<b>6.850</b>	<b>6.435</b>	<b>5.729</b>	<b>5.202</b>	<b>7.168</b>	<b>6.016</b>	<b>5.278</b>	<b>4.352</b>	<b>3.447</b>
Importquote (mit Kernenergie)	70%	66%	63%	61%	61%	62%	63%	60%	56%	54%	50%
Importquote (ohne Kernenergie)	61%	60%	63%	61%	61%	62%	57%	60%	56%	54%	50%

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

### 4.3 Treibhausgasemissionen

Entsprechend dem Charakter des Zielszenarios gehen die energiebedingten Treibhausgasemissionen deutlich weiter zurück als in Referenzprognose und Trendszenario. Bis 2020 verringern sie sich gegenüber 1990 um 43 %, bis 2050 um 80 % und **erfüllen damit die Zielsetzungen der Bundesregierung** (Tabelle 4.3-1 und Abbildung 4.3-1). Bis etwa 2040 kommen die größeren Beiträge zur zusätzlichen Emissionsreduktion aus der Energiewirtschaft, danach dominiert die Absenkung bei den mit dem Endenergieverbrauch direkt verbundenen Emissionen.

Die **Treibhausgasintensität** des Primärenergieverbrauchs liegt 2020 im Vergleich zu 1990 um 24 % niedriger, 2050 unterschreitet sie den 1990er Wert um 57 %. Gegenüber 2011 verringert sich die Intensität bis 2020 um 9 %, bis 2050 um 49 %.

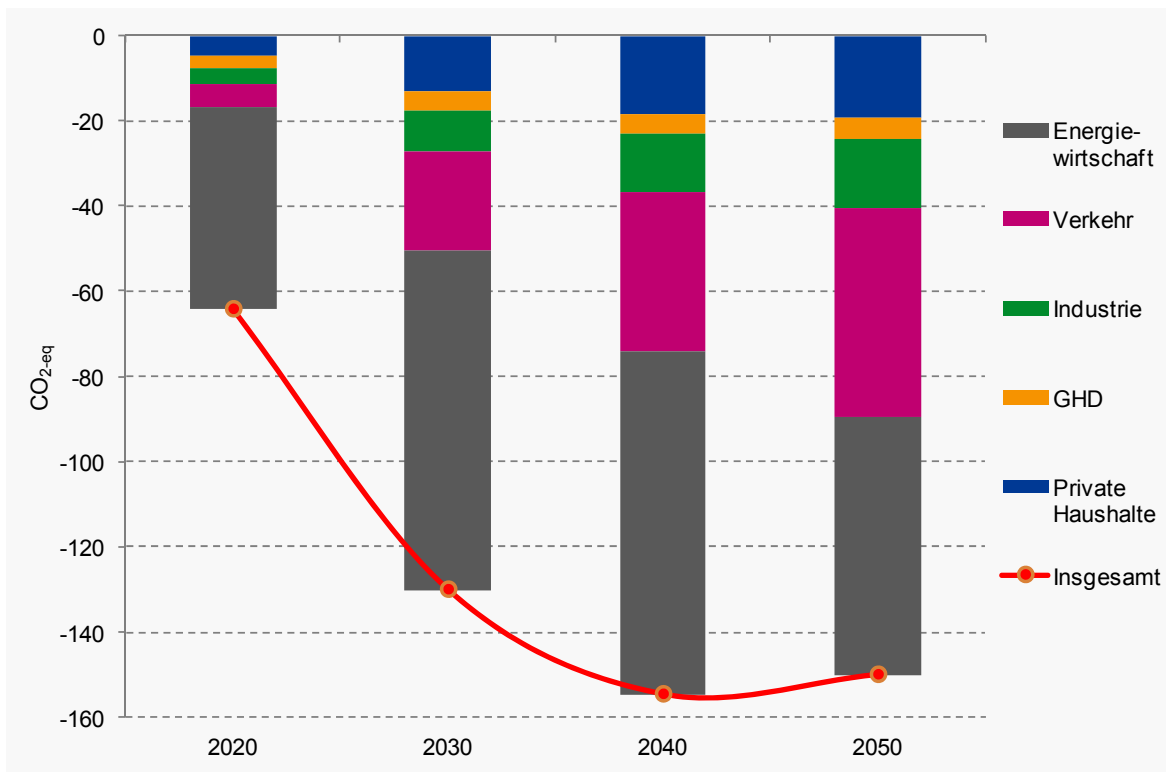
*Tabelle 4.3-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050, in CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

	1990	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
			2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe (Mio. t)</b>	<b>978</b>	<b>742</b>	<b>625</b>	<b>580</b>	<b>557</b>	<b>445</b>	<b>340</b>	<b>561</b>	<b>484</b>	<b>427</b>	<b>292</b>	<b>191</b>
Private Haushalte	129	82	72	62	54	41	32	68	53	40	23	12
GHD	87	41	31	25	21	15	12	28	21	17	10	7
Industrie	176	114	106	101	98	87	80	103	95	88	74	63
Verkehr	162	156	130	123	115	99	86	125	108	92	62	38
Energiewirtschaft	423	350	285	269	269	202	131	238	207	190	123	71
<b>CH<sub>4</sub>-Emissionen (CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>4,5</b>	<b>3,1</b>	<b>3,1</b>	<b>3,2</b>	<b>3,1</b>	<b>3,0</b>	<b>2,9</b>	<b>3,2</b>	<b>3,2</b>	<b>3,2</b>	<b>3,0</b>	<b>2,8</b>
<b>N<sub>2</sub>O-Emissionen (CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>8,1</b>	<b>5,6</b>	<b>4,7</b>	<b>4,5</b>	<b>4,4</b>	<b>3,6</b>	<b>2,7</b>	<b>4,4</b>	<b>4,0</b>	<b>3,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,0</b>
<b>THG-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe (CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>990</b>	<b>751</b>	<b>633</b>	<b>588</b>	<b>564</b>	<b>452</b>	<b>346</b>	<b>568</b>	<b>491</b>	<b>434</b>	<b>297</b>	<b>196</b>
Private Haushalte	131	83	73	63	55	42	32	69	54	41	24	13
GHD	89	41	31	25	21	15	12	28	22	17	11	7
Industrie	177	115	107	102	98	88	80	103	96	89	74	64
Verkehr	165	157	131	125	116	100	87	126	109	93	63	38
Energiewirtschaft	428	354	290	273	274	206	134	242	211	194	126	74
<b>Veränderung der THG ggü. 1990</b>		<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Private Haushalte		-37%	-44%	-52%	-58%	-68%	-75%	-48%	-59%	-68%	-82%	-90%
GHD		-54%	-65%	-71%	-76%	-83%	-86%	-69%	-76%	-81%	-88%	-92%
Industrie		-35%	-40%	-43%	-45%	-51%	-55%	-42%	-46%	-50%	-58%	-64%
Verkehr		-5%	-20%	-24%	-29%	-39%	-47%	-23%	-34%	-43%	-62%	-77%
Energiewirtschaft		-17%	-32%	-36%	-36%	-52%	-69%	-43%	-51%	-55%	-71%	-83%
<b>Insgesamt</b>		<b>-24%</b>	<b>-36%</b>	<b>-41%</b>	<b>-43%</b>	<b>-54%</b>	<b>-65%</b>	<b>-43%</b>	<b>-50%</b>	<b>-56%</b>	<b>-70%</b>	<b>-80%</b>

Quelle: UBA 2013c, Prognos/EWI/GWS 2014



Abbildung 4.3-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario, in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 4.4 Endenergieverbrauch

### 4.4.1 Endenergieverbrauch im Überblick

Im Zielszenario verringert sich der Endenergieverbrauch zwischen 2011 und 2030 um 22 % und bis 2050 um 40 %. Wie in Referenzprognose und Trendszenario fallen die relativen Einsparungen bei den privaten Haushalten und im Sektor GHD mit rund 43 % bis 2050 am größten aus.

#### 4.4.1.1 Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Der **Energiemix** verändert sich stärker als in Referenzprognose und Trendszenario (Tabelle 4.4.1.1-1 und Abbildung 4.4.1.1-1). Im Jahr 2050 tragen im Zielszenario fossile Energieträger und Erneuerbare jeweils rund ein Drittel zur Deckung des Endverbrauchs bei. Etwas weniger entfällt auf Strom mit 29 %.

Diese Veränderungen sind zum großen Teil auf die im Zielszenario gegenüber Referenzprognose und Trendszenario **zusätzlichen Einsparungen an fossilen Energien** (v.a. Mineralölprodukte und Erdgas) zurückzuführen. Bis 2020 belaufen sich die Zusatzeinspa-

rungen fossiler Energieträger auf 243 PJ, bis 2030 auf 712 PJ, bis 2050 steigen sie auf knapp 1.370 PJ. Damit liegt der entsprechende Verbrauch um 5 % (2020) und 17 % (2030) niedriger als in der Referenzprognose und um 43 % (2050) unter dem Wert des Trendszenarios. Hinzu kommen weitere Einsparungen bei Strom und Fernwärme (Tabelle 4.4.1.1-1 und Abbildung 4.4.1.1-1).

**Erneuerbare Energien** werden im **Zielszenario intensiver genutzt** als in Referenzprognose und Zielszenario. Im Jahr 2020 liegt der zusätzliche Einsatz Erneuerbarer bei 75 PJ, 2030 sind es 324 PJ und 2050 rund 621 PJ. Im Vergleich zu Referenzprognose und Trendszenario ist das 2020 rund ein Drittel mehr, 2030 sind es 49 % und 2050 55 % zusätzlich.

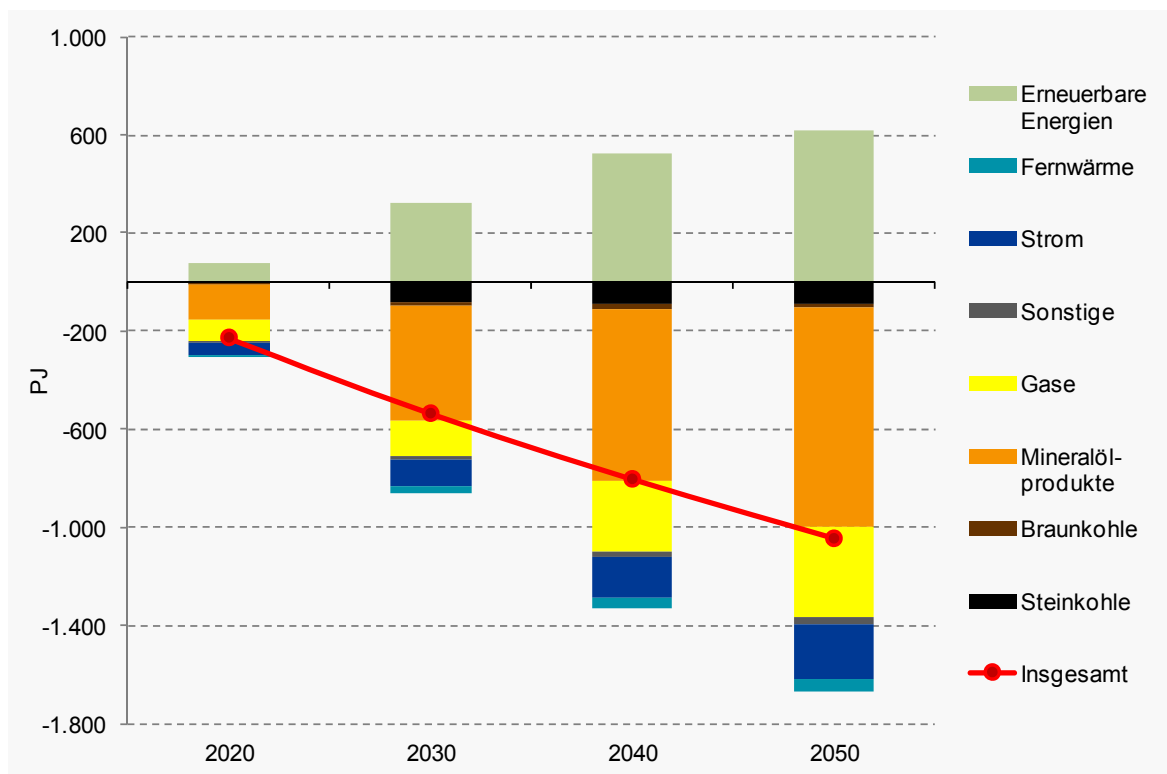
Zusammen mit ihrer zunehmenden Bedeutung in der Stromerzeugung erhöht sich der **Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch** bis 2020 auf 24 % und liegt damit deutlich über dem Zielwert von 18 %. Auch in den Jahren 2030 und 2040 werden die jeweiligen Zielwerte (30 % und 45 %) übertroffen. Das 2050er Ziel von 60 % wird mit 58 % knapp verfehlt. Bei dieser Betrachtung wird nur die Stromerzeugung von Anlagen auf deutschem Territorium berücksichtigt. Strom aus Windparks im dem Nordseecluster (vgl. Abschnitt 4.2.3) geht nicht in die Berechnung ein.

*Tabelle 4.4.1.1-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trend-szenario und Zielszenario*

Energieträger	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	387	300	272	317	270	240	296	264	235	181	151
Braunkohle	94	65	54	45	29	14	59	44	32	11	1
Mineralölprodukte	3.298	2.719	2.495	2.272	1.877	1.569	2.576	2.166	1.801	1.172	672
Gase	2.149	1.940	1.822	1.633	1.473	1.343	1.849	1.651	1.487	1.183	971
Nichtererneuerbare Abfälle	99	96	94	92	86	81	93	89	79	69	59
Strom	1.876	1.802	1.781	1.764	1.747	1.751	1.752	1.701	1.653	1.580	1.528
Fernwärme	420	408	388	364	306	245	401	371	336	262	194
Wasserstoff	0	0	0	0	5	22	0	0	0	5	20
Erneuerbare Energien	557	849	913	968	1.062	1.127	923	1.133	1.293	1.586	1.748
Biomasse	516	731	757	774	810	828	743	874	966	1.161	1.262
Solarthermie	20	62	84	106	141	173	95	131	162	211	246
Wärmepumpen/Geothermie	22	56	73	88	111	126	85	128	164	214	240
<b>Insgesamt</b>	<b>8.881</b>	<b>8.178</b>	<b>7.820</b>	<b>7.455</b>	<b>6.855</b>	<b>6.394</b>	<b>7.949</b>	<b>7.419</b>	<b>6.917</b>	<b>6.049</b>	<b>5.345</b>
<b>Anteil EE an BEEV</b>	<b>12%</b>	<b>22%</b>	<b>25%</b>	<b>29%</b>	<b>33%</b>	<b>39%</b>	<b>24%</b>	<b>29%</b>	<b>35%</b>	<b>46%</b>	<b>58%</b>
<b>Veränderung ggü. 2011</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohle		-22%	-30%	-18%	-30%	-38%	-23%	-32%	-39%	-53%	-61%
Braunkohle		-32%	-43%	-53%	-70%	-85%	-38%	-53%	-66%	-89%	-99%
Mineralölprodukte		-18%	-24%	-31%	-43%	-52%	-22%	-34%	-45%	-64%	-80%
Gase		-10%	-15%	-24%	-31%	-38%	-14%	-23%	-31%	-45%	-55%
Nichtererneuerbare Abfälle		-3%	-5%	-7%	-13%	-18%	-7%	-11%	-20%	-31%	-40%
Strom		-4%	-5%	-6%	-7%	-7%	-7%	-9%	-12%	-16%	-19%
Fernwärme		-3%	-8%	-13%	-27%	-42%	-5%	-12%	-20%	-38%	-54%
Erneuerbare Energien		52%	64%	74%	90%	102%	66%	103%	132%	185%	214%
Biomasse		42%	47%	50%	57%	61%	44%	69%	87%	125%	145%
Solarthermie		209%	317%	424%	597%	758%	372%	550%	705%	948%	1120%
Wärmepumpen/Geothermie		158%	235%	308%	412%	480%	294%	491%	659%	890%	1007%
<b>Insgesamt</b>		<b>-8%</b>	<b>-12%</b>	<b>-16%</b>	<b>-23%</b>	<b>-28%</b>	<b>-10%</b>	<b>-16%</b>	<b>-22%</b>	<b>-32%</b>	<b>-40%</b>

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.1.1-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/ Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 4.4.1.2 Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen

Im Zielszenario unterschreitet der Endenergieverbrauch in allen Anwendungsbereichen mit Ausnahme der Warmwassererzeugung die Werte von Referenzprognose und Trendszenario. Besonders groß sind die zusätzlichen Einsparungen mit 16 % bis 20 % langfristig (2050) bei der mechanischen Energie, bei der Erzeugung von Raumwärme und Prozesswärme sowie bei IKT und Beleuchtung. Kleiner fallen sie mit 13 % bzw. 6 % im Bereich Kühlen/Lüften bzw. bei den sonstigen Anwendungen aus. Mittelfristig (bis 2020) sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Bereichen kleiner, die Zusatzeinsparungen liegen bis dahin meist zwischen 2 % und 4 % (Tabelle 4.4.1.2-1 und Abbildung 4.4.1.2-1).

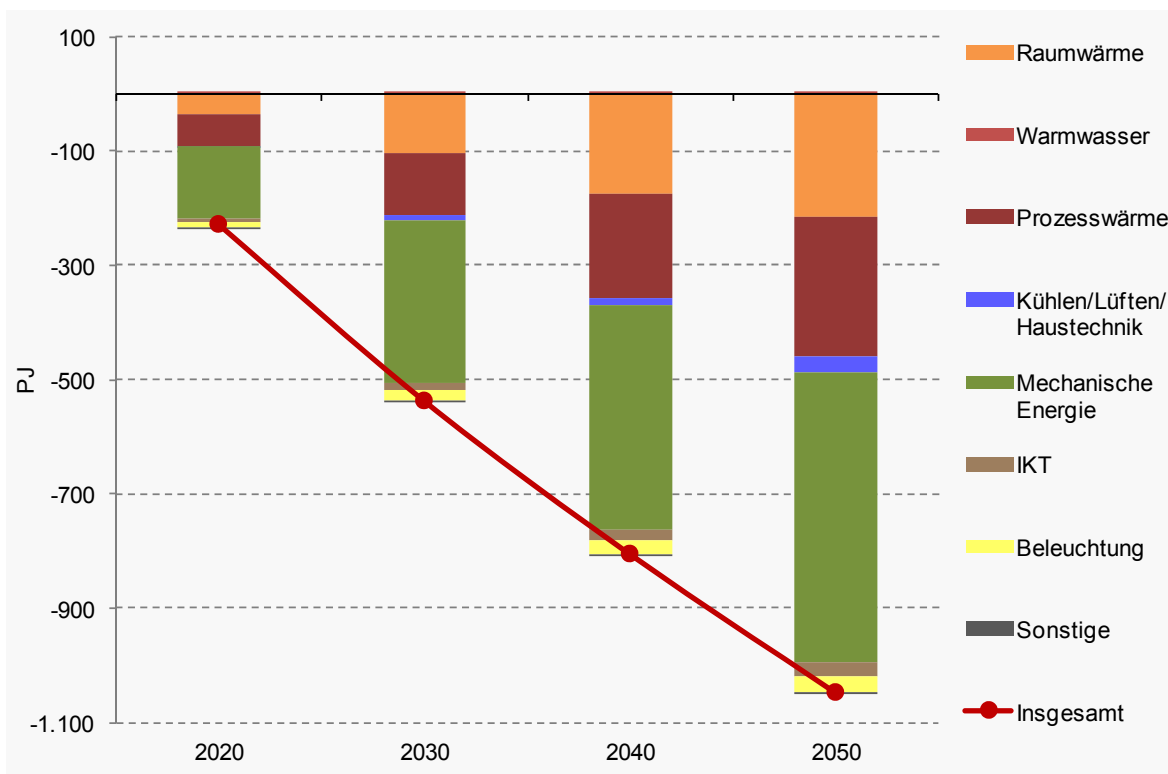
Aufgrund seines durchweg hohen Verbrauchsanteils in Verbindung mit hohen relativen Veränderungen leistet die **mechanische Energie** im Zielszenario die absolut größten zusätzlichen Einsparungen gegenüber Referenzprognose und Trendszenario. Bezogen auf alle Anwendungsbereiche liegt der Beitrag bei rund 50 %. Die Erzeugung von **Raumwärme und Prozesswärme** tragen jeweils zwischen 20 % und 25 % zur weiteren Verbrauchsreduktion bei. Die übrigen Bereiche spielen bei dieser Betrachtungsweise eine kleine Rolle.

*Tabelle 4.4.1.2-1: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/ Trendszenario und Zielszenario*

Anwendungsbereich	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme	2.556	2.274	2.059	1.878	1.588	1.348	2.238	1.993	1.774	1.414	1.132
Warmwasser	265	266	266	268	263	251	271	269	269	265	253
Prozesswärme	1.964	1.841	1.809	1.750	1.660	1.599	1.787	1.715	1.640	1.476	1.356
Kühlen/Lüften/Haustechnik	75	96	110	125	164	216	93	105	118	150	189
Mechanische Energie	3.480	3.241	3.144	3.025	2.808	2.632	3.115	2.927	2.738	2.416	2.121
IKT	183	162	155	149	141	135	156	146	137	123	112
Beleuchtung	295	237	219	203	173	157	229	206	184	150	129
Sonstige	64	61	58	58	57	56	61	58	56	55	53
<b>Insgesamt</b>	<b>8.881</b>	<b>8.178</b>	<b>7.820</b>	<b>7.455</b>	<b>6.855</b>	<b>6.394</b>	<b>7.949</b>	<b>7.419</b>	<b>6.917</b>	<b>6.049</b>	<b>5.345</b>
Veränderung ggü. 2011		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme		-11%	-19%	-27%	-38%	-47%	-12%	-22%	-31%	-45%	-56%
Warmwasser		1%	1%	1%	-1%	-5%	2%	2%	2%	0%	-5%
Prozesswärme		-6%	-8%	-11%	-15%	-19%	-9%	-13%	-16%	-25%	-31%
Kühlen/Lüften/Haustechnik		29%	46%	67%	119%	189%	25%	40%	58%	100%	152%
Mechanische Energie		-7%	-10%	-13%	-19%	-24%	-10%	-16%	-21%	-31%	-39%
IKT		-12%	-15%	-18%	-23%	-26%	-15%	-20%	-25%	-33%	-39%
Beleuchtung		-19%	-26%	-31%	-41%	-47%	-22%	-30%	-37%	-49%	-56%
Sonstige		-5%	-9%	-10%	-11%	-13%	-5%	-10%	-12%	-14%	-18%
<b>Insgesamt</b>		<b>-8%</b>	<b>-12%</b>	<b>-16%</b>	<b>-23%</b>	<b>-28%</b>	<b>-10%</b>	<b>-16%</b>	<b>-22%</b>	<b>-32%</b>	<b>-40%</b>

Quelle: AGEb a, b, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.1.2-1: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 4.4.1.3 Endenergieverbrauch nach Sektoren

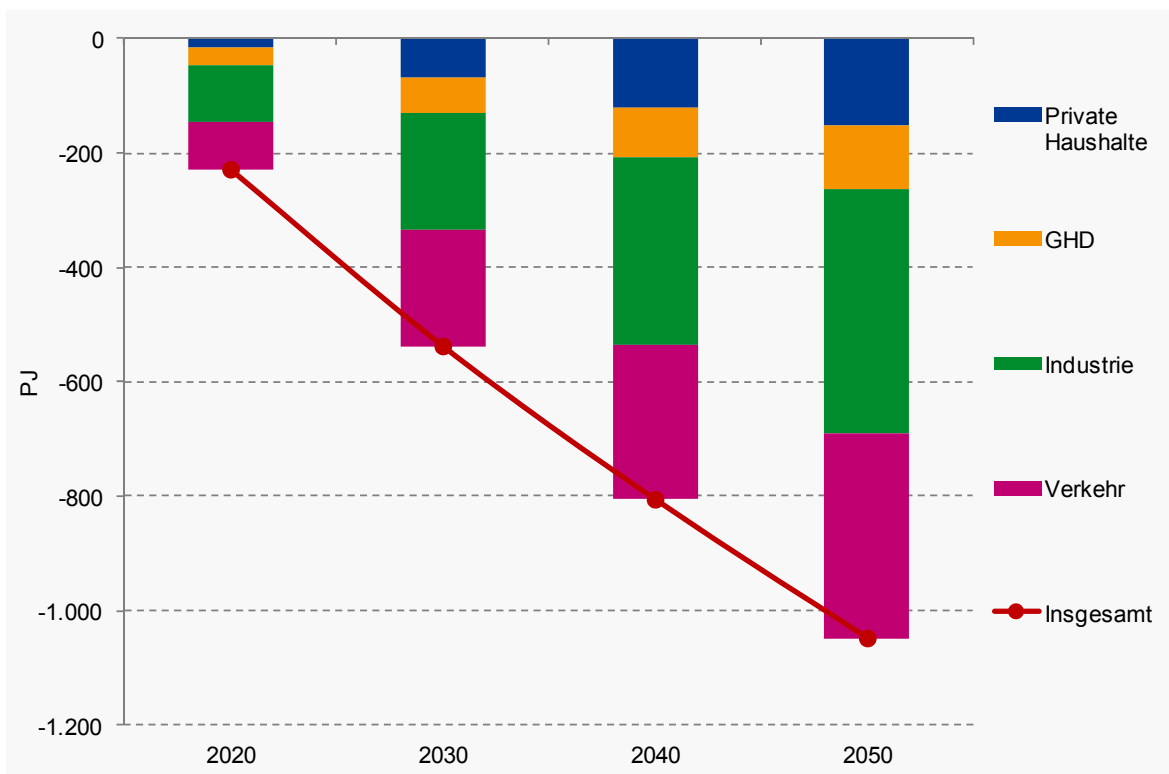
Der Endenergieverbrauch geht im Zielszenario in allen Sektoren stärker zurück als in Referenzprognose und Trendszenario. Private Haushalte und der Sektor GHD sparen 2030 zwischen 4 % und 6 % zusätzlich ein, in der Industrie und im Verkehr sind es jeweils rund 9 %. Dieses Muster bleibt langfristig erhalten. Im Jahr 2050 betragen die zusätzlichen Einsparungen im Zielszenario bei Haushalten und GHD 10 % bis 13 %, in Industrie und Verkehr knapp 20 %. Auch gemessen an den absoluten Einsparungen sind die Beiträge dieser beiden Sektoren mittel- und langfristig am größten (Tabelle 4.4.1.3-1 und Abbildung 4.4.1.3-1).

Tabelle 4.4.1.3-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trend-szenario und Zielszenario

Sektor	Referenzprognose				Trend-szenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Private Haushalte	2.333	2.170	2.016	1.891	1.675	1.471	2.154	1.979	1.822	1.553	1.319
GHD	1.346	1.133	1.049	981	894	865	1.103	1.003	920	807	752
Industrie	2.634	2.477	2.436	2.364	2.243	2.155	2.380	2.271	2.158	1.915	1.727
Verkehr	2.568	2.397	2.319	2.219	2.043	1.904	2.313	2.166	2.017	1.773	1.547
<b>Insgesamt</b>	<b>8.881</b>	<b>8.178</b>	<b>7.820</b>	<b>7.455</b>	<b>6.855</b>	<b>6.394</b>	<b>7.949</b>	<b>7.419</b>	<b>6.917</b>	<b>6.049</b>	<b>5.345</b>
<b>in % vom Total</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Private Haushalte	26%	27%	26%	25%	24%	23%	27%	27%	26%	26%	25%
GHD	15%	14%	13%	13%	13%	14%	14%	14%	13%	13%	14%
Industrie	30%	30%	31%	32%	33%	34%	30%	31%	31%	32%	32%
Verkehr	29%	29%	30%	30%	30%	30%	29%	29%	29%	29%	29%
<b>Veränderung ggü. 2011</b>		<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Private Haushalte		-7%	-14%	-19%	-28%	-37%	-8%	-15%	-22%	-33%	-43%
GHD		-16%	-22%	-27%	-34%	-36%	-18%	-25%	-32%	-40%	-44%
Industrie		-6%	-8%	-10%	-15%	-18%	-10%	-14%	-18%	-27%	-34%
Verkehr		-7%	-10%	-14%	-20%	-26%	-10%	-16%	-21%	-31%	-40%
<b>Insgesamt</b>		<b>-8%</b>	<b>-12%</b>	<b>-16%</b>	<b>-23%</b>	<b>-28%</b>	<b>-10%</b>	<b>-16%</b>	<b>-22%</b>	<b>-32%</b>	<b>-40%</b>

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.1.3-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/ Trend-szenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 4.4.2 Endenergieverbrauch nach Sektoren im Detail

### 4.4.2.1 Endenergieverbrauch in der Industrie

Im Zielszenario (ZS) **verbraucht der Industriesektor** bei identischen Rahmendaten wie in Referenzprognose und Trendszenario im Jahr 2030 (2050) 2.147 PJ (1.716 PJ). Das sind 10 % (20 %) weniger als in Referenzprognose/Trendszenario (RP/TS). Zeigt sich der **Gasverbrauch** mit einer Abweichung von -5 % (-2 %) im Vergleich zu RP/TS bis zum Jahr 2030 (2050) noch wenig verändert, liegt der **Verbrauch von Kohle und Mineralölprodukten** um 16 % bzw. 12 % (43 % bzw. 31 %) deutlich unter den entsprechenden Werten von RP/TS (vgl. Tabelle 4.4.2.1-1 und Abbildung 4.4.2.1-1). Der Anteil von Gas im Energiemix des Industriesektors ist im Zielszenario größer als in RP/TS, derjenige von Kohle und Mineralölprodukten kleiner. Die Bedeutung von **Strom** bleibt mit etwas mehr als einem Drittel gleich. Der Grund hierfür ist, dass sich die Effekte zunehmender Elektrifizierung (anteilssteigernd) und höherer Einsparungen bei strombasierten Prozessen (anteilmindernd) ausgleichen. Die Stromnachfrage im Zielszenario liegt 2030 bei 728 PJ (2050 bei 622 PJ) und fällt damit gegenüber RP/TS um 11 % (23 %) niedriger aus. **Erneuerbare Energien** werden in der Industrie im Zielszenario im Jahr 2030 (2050) absolut um 6 % (10 %) weniger nachgefragt als in RP/TS. Sie tragen im Zielszenario anteilmäßig aber etwas stärker zur Deckung der Energienachfrage bei. Der Einsatz erneuerbarer Energien profitiert demnach nicht nennenswert von den im Zielszenario gegenüber RP/TS deutlich höheren Anforderungen zur Absenkung der Treibhausgasemissionen. Zu deren Verringerung ist aus technischer Sicht eine Reduktion fossiler Brennstoffe durch Effizienzsteigerung effektiver als der Umstieg auf Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Dies liegt in der hohen Energiedichte industrieller Wärmeprozesse begründet: Hohe Temperaturen lassen sich auf Basis erneuerbarer Energieträger schwer oder gar nicht realisieren.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> Die Ausnahme stellt Biomasse dar, welche jedoch nur in geringen Mengen der Verbrennung fossiler Energieträger beigemischt wird bzw. – im Falle von Biogas – beigemischt werden kann. Biomasse stellt in der Industrie nahezu 100 % der Erneuerbaren Energieträger.

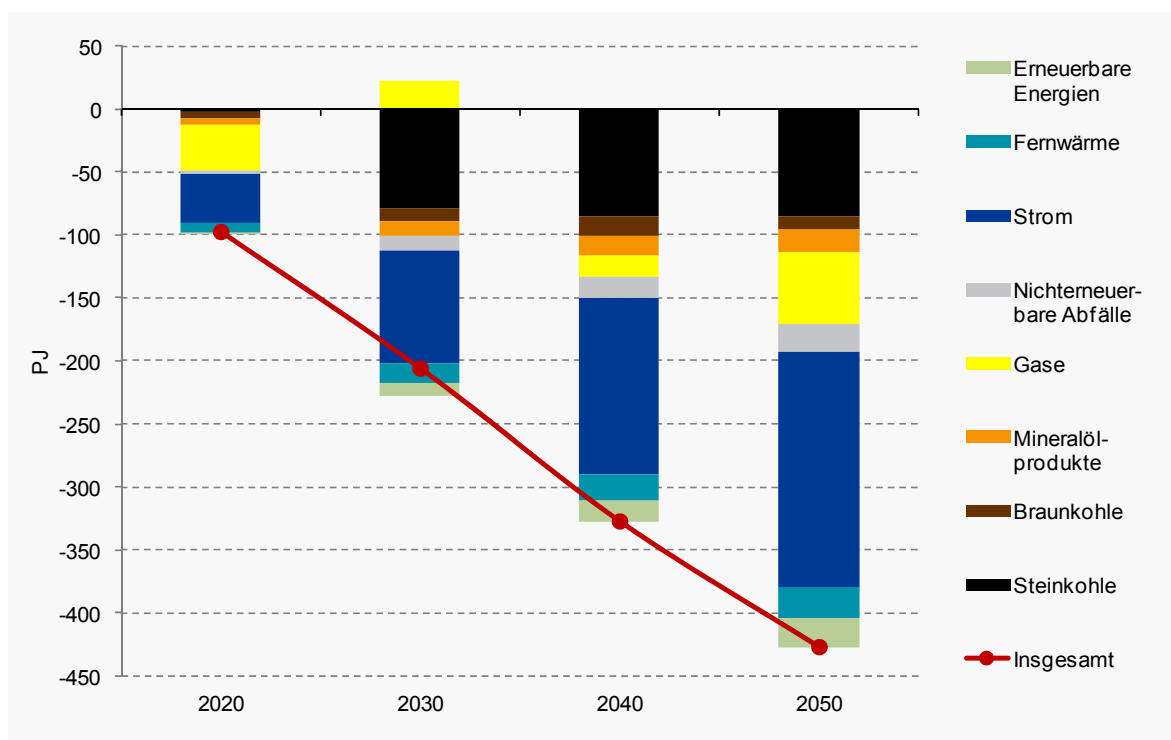


Tabelle 4.4.2.1-1: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario

Energieträger	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	334	278	256	305	263	236	276	250	226	177	151
Braunkohle	73	51	44	36	24	11	46	36	26	8	1
Mineralölprodukte	117	102	95	88	74	60	97	87	78	59	41
Gase	905	844	831	721	677	650	809	772	743	660	593
Nichtererneuerbare Abfälle	99	96	94	92	86	81	93	89	79	69	59
Strom	818	810	815	817	813	809	772	751	728	673	622
Fernwärme	169	151	141	130	106	82	143	129	115	84	57
Erneuerbare Energien	119	145	160	174	201	226	145	158	164	185	203
<b>Insgesamt</b>	<b>2.634</b>	<b>2.477</b>	<b>2.436</b>	<b>2.364</b>	<b>2.243</b>	<b>2.155</b>	<b>2.380</b>	<b>2.271</b>	<b>2.158</b>	<b>1.915</b>	<b>1.727</b>
<b>Veränderung ggü. 2011</b>		<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohle		-17%	-23%	-9%	-21%	-29%	-17%	-25%	-32%	-47%	-55%
Braunkohle		-30%	-41%	-50%	-68%	-85%	-37%	-51%	-65%	-89%	-99%
Mineralölprodukte		-13%	-19%	-25%	-37%	-48%	-17%	-26%	-34%	-50%	-65%
Gase		-7%	-8%	-20%	-25%	-28%	-11%	-15%	-18%	-27%	-34%
Nichtererneuerbare Abfälle		-3%	-5%	-7%	-13%	-18%	-7%	-11%	-20%	-31%	-40%
Strom		-1%	0%	0%	-1%	-1%	-6%	-8%	-11%	-18%	-24%
Fernwärme		-11%	-17%	-23%	-38%	-52%	-16%	-24%	-32%	-50%	-67%
Erneuerbare Energien		22%	35%	47%	69%	90%	22%	33%	38%	56%	71%
<b>Insgesamt</b>		<b>-6%</b>	<b>-8%</b>	<b>-10%</b>	<b>-15%</b>	<b>-18%</b>	<b>-10%</b>	<b>-14%</b>	<b>-18%</b>	<b>-27%</b>	<b>-34%</b>

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.1-1: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

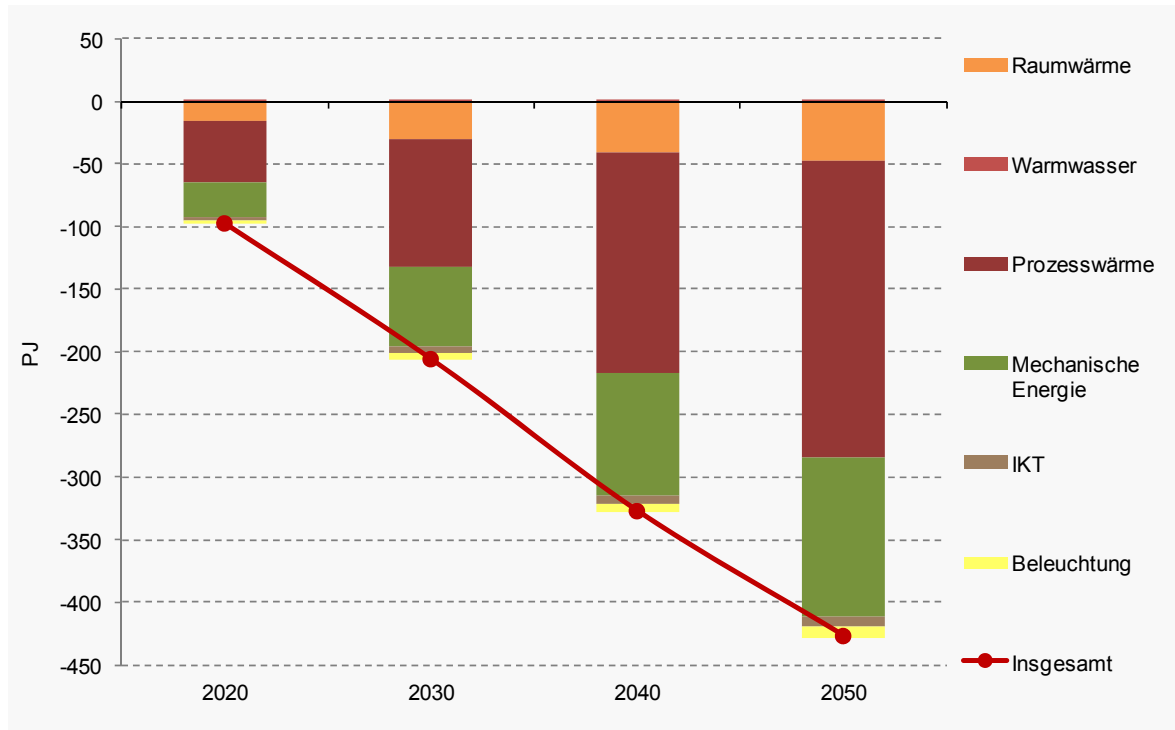
Bei der Betrachtung der Unterschiede beider Szenarien auf **Anwendungsebene** fallen die Unterschiede beim Rückgang des Energieverbrauchs zur Erzeugung von Prozesswärme auf. Bis 2030 (2050) wird im Zielszenario hierfür nur 7 % (17 %) weniger Energie eingesetzt als in RP/TS. Ursache hierfür sind die hohen Energiedichten der Industriebetriebe. Die aufgrund des beträchtlichen Energiekostenanteils schon weit fortgeschrittenen Anstrengungen zur Energieeinsparung konvergieren zukünftig rascher, als dies bei weniger energiekostenkritischen Anwendungen der Fall ist. Der Energieverbrauch für mechanische Arbeit sowie Raumwärme und Warmwasser unterschreitet im Zielszenario den entsprechenden RP/TS-Wert um jeweils 12 % (2050: 25 % bzw. 22 %). Anwendungen der Informations- und Kommunikationstechnologie sowie die Beleuchtung zeigen mit einem um 16 % (29 %) verringerten Verbrauch im Jahr 2030 (2050) das größte relative Einsparpotenzial (Tabelle 4.4.2.1-2 und Abbildung 4.4.2.1-2).

*Tabelle 4.4.2.1-2: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario.*

Anwendungsbereich	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme	241	241	232	223	202	183	225	209	193	162	136
Warmwasser	24	30	29	29	27	26	30	29	29	28	27
Prozesswärme	1.729	1.609	1.578	1.519	1.431	1.375	1.560	1.490	1.416	1.255	1.138
Mechanische Energie	568	533	533	531	522	513	505	487	467	425	386
IKT	33	28	28	27	25	23	26	24	22	18	15
Beleuchtung	39	37	37	36	35	34	35	33	31	28	25
<b>Insgesamt</b>	<b>2.634</b>	<b>2.477</b>	<b>2.436</b>	<b>2.364</b>	<b>2.243</b>	<b>2.155</b>	<b>2.380</b>	<b>2.271</b>	<b>2.158</b>	<b>1.915</b>	<b>1.727</b>
Veränderung ggü. 2011		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme		0%	-4%	-8%	-16%	-24%	-7%	-14%	-20%	-33%	-44%
Warmwasser		25%	23%	21%	15%	9%	25%	24%	22%	17%	14%
Prozesswärme		-7%	-9%	-12%	-17%	-20%	-10%	-14%	-18%	-27%	-34%
Mechanische Energie		-6%	-6%	-6%	-8%	-10%	-11%	-14%	-18%	-25%	-32%
IKT		-15%	-18%	-20%	-26%	-31%	-23%	-29%	-35%	-46%	-54%
Beleuchtung		-4%	-5%	-7%	-10%	-13%	-11%	-15%	-20%	-28%	-35%
<b>Insgesamt</b>		<b>-6%</b>	<b>-8%</b>	<b>-10%</b>	<b>-15%</b>	<b>-18%</b>	<b>-10%</b>	<b>-14%</b>	<b>-18%</b>	<b>-27%</b>	<b>-34%</b>

Quelle: AGEB a, b, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.1-2: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario.



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Im Zielszenario wird zur weiteren Absenkung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen zusätzlich zu den Maßnahmen der Referenz der **Einsatz von innovativen Technologien** angenommen, die sich heute bereits in der akademischen oder industriellen Forschung befinden und prototypische Phasen durchlaufen haben. Damit unterstellt das Szenario im Wesentlichen eine Fortsetzung sich heute abzeichnender Technologietrends, allerdings unter der Prämisse, dass Innovationen verstärkt unter den Aspekten der Energie- und Materialeffizienz umgesetzt werden. Unter Einsatz der Schlüsseltechnologien Nanotechnologie, Biotechnologie, Mikrosystemtechnik sowie der Systemintegration werden neue Prozesse und Materialien entwickelt. Insbesondere die **Systemintegration** birgt ein großes Einsparpotenzial, denn sie betrachtet umfassend die Energie- und Stoffströme geschlossener Produktionsabläufe, um Verluste (besonders Abwärme und Abfall) zu minimieren. Anders als bei den Schlüsseltechnologien liegt die Schwierigkeit bei der Systemintegration weniger beim technologischen Wissensstand als vielmehr bei der anlagenseitigen Umsetzung, welche teils nicht ohne massive Eingriffe in die Produktionsabläufe auskommt. Beispielsweise erfordert die Abwärmennutzung über viele Produktionsschritte hinweg zeitlich, räumlich und thermisch aufeinander abgestimmte Anlagenkomponenten. Muss die Abwärme über weite Strecken transportiert werden oder ist das Temperaturniveau zwischen zwei Produktionsschritten sehr groß, kann das Abwärmepotenzial erst mit der nächsten Anlagengeneration genutzt werden. Die Diffusion des theoretisch bereits vor-

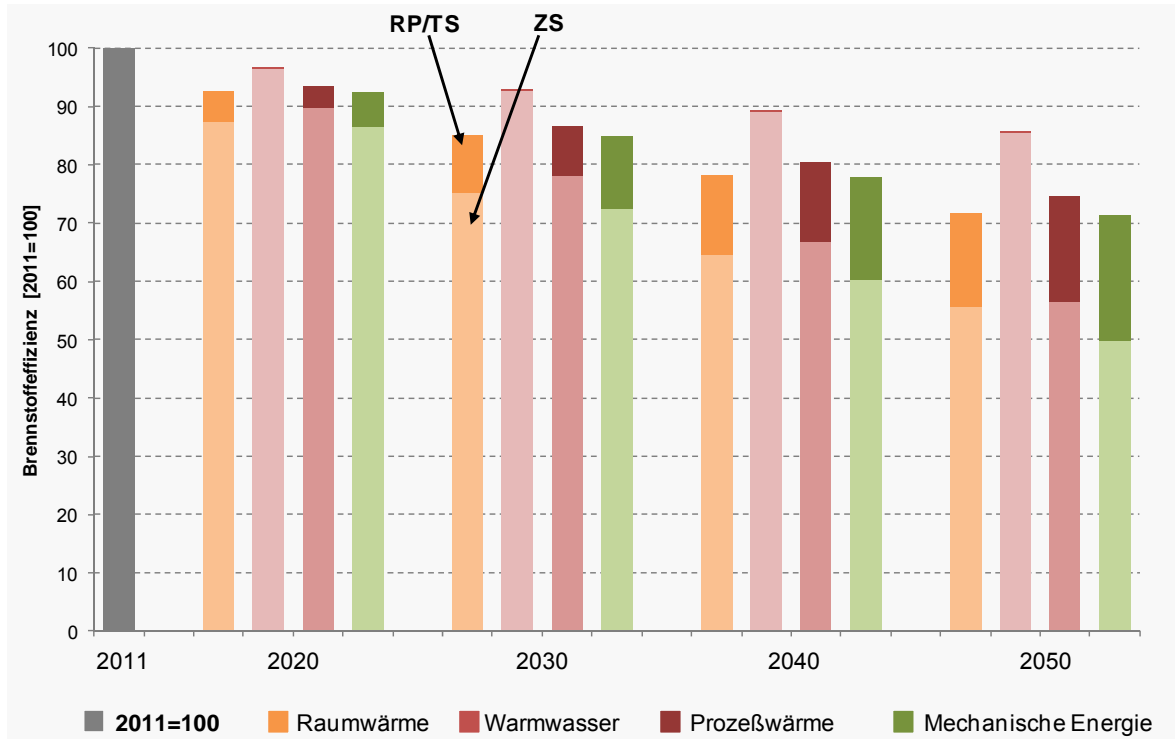
handenen Wissens zur Systemintegration in die Praxis liegt damit in der gleichen zeitlichen Größenordnung wie die Nutzungsdauer der zu optimierenden Anlagen.

Neue, hinsichtlich der Ressourceneffizienz **optimierte Werkstoff- und Prozesstechnologien** führen auch zu veränderten Produkten und Anlagen. Beispiele hierfür sind

- neue **energieeffiziente Materialien**, insbesondere im Bereich der Mikro- und Nanotechnologie und der Funktionskunststoffe,
- **selektiv behandelte Oberflächen**, die die Reibung bei mechanischen Prozessen und damit den Kraftbedarf verringern,
- die zunehmende Anwendung von **Katalysatoren auf biologischer und organischer Basis**,
- der moderat zunehmende **Ersatz von Stahl** durch Aluminium, Kohlenstoffverbindungen und maßgeschneiderte Keramik- und Kompositwerkstoffe mit statischen und elastischen Eigenschaften,
- zunehmend **geschlossene Materialkreisläufe**, insbesondere von seltenen Metallen, was (weltweit) zur Reduktion von Extraktionsenergie führt,
- die **Nutzung von Infrarotlasern** zur Erzeugung von lokaler Prozesswärme und
- der **Ersatz von wärmegeführten Trocknungsprozessen** durch strombasierte Lösungen wie z.B. Mikrowellen-Trocknung.

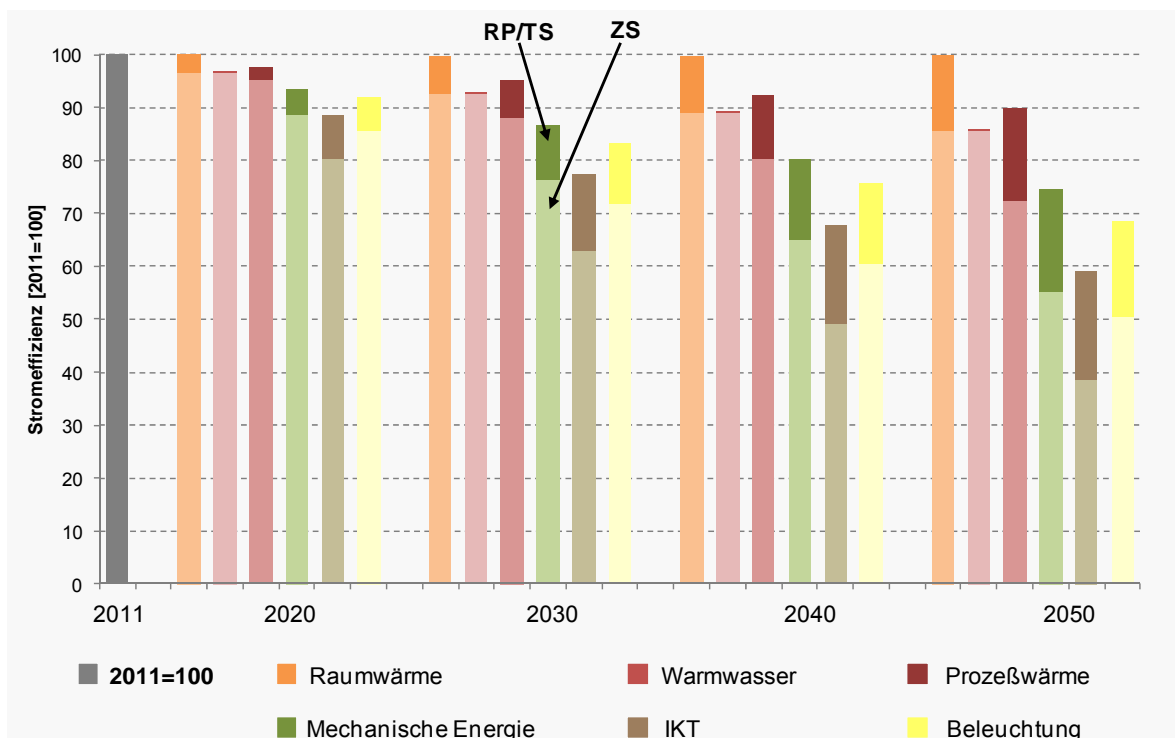
Neben der energetischen Verbesserung der sektorübergreifenden Querschnittstechnologien (vgl. auch Abschnitt 8.2.4.3) werden die bereits in Abschnitt 5.2.3.2 genannten branchenspezifischen Entwicklungen beschleunigt umgesetzt, sodass im Zielszenario eine zunehmend größere Durchdringung der industriellen Produktion mit energieeffizienteren Technologien, Prozessen und Werkstoffen erfolgt. Die daraus resultierende Verbesserung der anwendungs- und branchenspezifischen Energieeffizienz führt zu Energieeinsparungen zwischen Zielszenario und RP/TS. Bis 2050 beträgt die über alle Branchen gemittelte Einsparung bei mechanischer Arbeit etwa 12 % bei den Brennstoffen und 11 % bei Strom. Bei der Prozesswärme liegen die zusätzlichen Einsparungen von Brennstoffen und Strom bei jeweils 18 % (Abbildung 4.4.2.1-3 und Abbildung 4.4.2.1-4).

Abbildung 4.4.2.1-3: Spezifischer Brennstoffeinsatz in der Industrie nach Anwendungsbereichen, Index, 2011=100. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.1-4: Spezifischer Stromeinsatz in der Industrie nach Anwendungsbereichen, Index, 2011=100. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Eine nähere Betrachtung zeigt, dass die meisten Branchen im Vergleich von Zielszenario und RP/TS ähnliche relative zusätzliche Energieeinsparungen aufweisen, wie sie für die Industrie insgesamt typisch sind: etwa 10 % (20 %) bis 2030 (2050). Eine Ausnahme bilden die **energieintensiven Branchen**. So reduziert sich im Zielszenario der Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Roh-eisen, Stahl und Ferrolegierungen gegenüber RP/TS um 4 % (10 %) bis 2030 (2050), bei der Papierherstellung um 7 % (13 %) und bei der Gewinnung von Steinen, Erden und im Bergbau um 9 % (17 %). All diesen Branchen ist gemein, dass die zugrundeliegenden thermischen Prozesse seit Dekaden energetisch optimiert wurden und weitere Effizienzgewinne zunehmend schwieriger umsetzbar sind – sofern die Prozesse, wie angenommen, prinzipiell die gleichen bleiben. Die Branche Zement, Beton, Steine u. Mineralien hingegen weist einen überdurchschnittlich großen Rückgang des Endenergieverbrauchs von 13 % (26 %) bis 2030 (2050) auf. Hauptgrund hierfür ist die Annahme, dass sich bis 2030 die sogenannten Low-carbon-Zementsorten auf dem Markt etablieren. Dieser neuartige Zement ersetzt einen Teil des Kalksteins durch neuartige Bindemittel, wodurch das Klinkerbrennen bei deutlich niedrigeren Temperaturen ablaufen kann: Unter Laborbedingungen wurden bereits 50 % des Brennstoffs eingespart. Um zukünftig relevante Marktanteile zu besetzen, müssen die Produkteigenschaften der Low-carbon-Zemente auch im Langzeitverhalten überzeugen und die (berechtigte) Skepsis der Branche gegenüber Innovationen überwinden.

Nachrangigen Einfluss auf die Energienachfrage des Zielszenarios hat die Ausweitung der **in RP/TS zusätzlich umgesetzten Maßnahmen**. Diese Maßnahmen zur Effizienzsteigerung bzw. Energieeinsparung in der Industrie lassen sich mit drei Arten von Instrumenten adressieren:

- Zum einen mit **finanziellen Zuschüssen** wie z.B. anteiligen Kostenübernahmen oder vergünstigten zweckgebundenen Darlehen.
- Daneben steht die **Sensibilisierung und Information** von Unternehmen durch Kampagnen oder auch die gezielte Weiterbildung einzelner Mitarbeiter auf dem Gebiet der Energieeffizienz.
- Schließlich sind **ordnungsrechtliche Instrumente** zu nennen, beispielsweise verbindliche Vorgaben für die energetische Qualität von Nichtwohngebäuden.

Da sich letztere sowohl in der Industrie als auch im GHD-Sektor auswirken, wurde in beiden Sektoren hinsichtlich der durch diese Instrumente angestoßenen Maßnahmen soweit als möglich identisch verfahren. Gleiches gilt für die vielen **Förderprogramme** speziell für kleine und mittlere Unternehmen (KMU), die sich ebenfalls in beiden Sektoren finden. Dementsprechend werden die Anwendungsbereiche Raumwärme und Warmwasser, IKT

sowie Beleuchtung übergreifend für beide Sektoren mit Einsparungen des spezifischen Strombedarfs um die 20 % behandelt (Abbildung 4.4.2.1-3). Hieraus resultieren für die Industrie angesichts der untergeordneten Relevanz dieser Anwendungsbereich nur moderate Energieeinsparungen. Auch die beiden erstgenannten Instrumententypen (Kostenübernahme und Wissensvermittlung) lassen nur geringe zusätzliche Effekte im Zielszenario erwarten. Zum einen, weil die Umsetzung konkreter Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung mit anderen Investitionsprioritäten der Unternehmen konkurriert. Zum anderen, weil in der Mehrzahl KMU adressiert werden, die im Vergleich zu energieintensiven Grundstoffindustrien nur einen geringeren Anteil am Endenergieverbrauch und den Treibhausgasemissionen der gesamten Industrie ausmachen.

Eine wichtige Komponente vor allem zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes ist die **Substitution von Kohle** durch andere, vornehmlich Gas und biogene Brennstoffe. Dies wurde bereits in der Vergangenheit bei prozesswärmeintensiven Branchen vorangetrieben und wird für den Berichtszeitraum im Zielszenario nochmals gegenüber RP/TS verstärkt. Der absolute Verbrauch an Kohle beträgt 2030 (2050) im Zielszenario 286 PJ (185 PJ), d.h. 16 % (43 %) weniger als in RP/TS (Tabelle 4.4.2.1-1), wovon allein 60 % in den Hochöfen zur Roheisenerzeugung eingesetzt werden. Der Spielraum zur weiteren Substitution von Kohle ist somit gering. Gewinner der Kohlesubstitution ist Gas – sowohl fossiler als auch biogener Herkunft.

Mit der Umsetzung der zusätzlichen Maßnahmen zur Verringerung von Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen sind zusätzliche Investitionen verbunden. Diese **Zusatzinvestitionen** belaufen sich kumuliert für den Zeitraum 2011 bis 2030 auf real 19 Mrd. EUR, für den Zeitraum 2011 bis 2050 auf 43 Mrd. EUR (Tabelle 4.4.2.1-3).

*Tabelle 4.4.2.1-3: Zusätzliche Investitionen der Industrie im Zielszenario gegenüber Referenzprognose/Trendszenario, in Mrd. EUR (reale Preise, Preisbasis 2011)*

Industrie (Mrd.)							Summe	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	11-30	11-50
energieintensiv	0,0	0,4	0,7	0,5	0,5	0,0	8,7	21,6
Effizienz	0,0	0,3	0,6	0,6	0,4	-0,1	7,8	20,0
Nutzung EE	0,0	0,1	0,1	-0,1	0,0	0,0	0,8	1,6
nicht energieintensiv	0,0	0,6	0,8	0,4	0,6	0,4	10,6	21,6
Effizienz	0,0	0,8	0,9	0,6	0,8	0,7	12,5	27,5
Nutzung EE	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-1,9	-5,9
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>1,5</b>	<b>0,9</b>	<b>1,1</b>	<b>0,4</b>	<b>19,3</b>	<b>43,2</b>

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 4.4.2.2 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte

##### *Strategische Setzungen im Bereich private Haushalte*

Für den Zeitraum 1990 bis 2050 wird im Sektor private Haushalte eine **Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen** um rund 90 % angestrebt. Um das CO<sub>2</sub>-Ziel erreichen zu können und **gleichzeitig den Stromverbrauch zu verringern**, muss die Nachfrage nach Raumwärme stark reduziert werden. Dies wird erreicht durch eine Erhöhung von Sanierungsrate und Sanierungserfolg. Gleichzeitig werden die fossilen Energieträger verstärkt durch alternative Energieträger substituiert. Kohle und Heizöl extra-leicht verschwinden weitgehend aus dem Mix. Erdgas wird bis zu rund 20 % durch Biogas ersetzt. Im Bereich Warmwasser wird der Ausbau der Solarthermie und der Einsatz von Wärmepumpen forciert.

##### *Endenergieverbrauch der privaten Haushalte insgesamt*

Der Energieverbrauch der privaten Haushalte liegt im Zielszenario im Jahr 2030 um 22 % unter dem Verbrauch des Jahres 2011, bis ins Jahr 2050 verringert er sich weiter und unterschreitet den Wert von 2011 dann um 43,5 % (Tabelle 4.4.2.2-1 und Abbildung 4.4.2.2-1). Gegenüber dem Trendszenario bedeutet dies eine zusätzliche Einsparung um rund 69 PJ bis 2030 (2050: 152 PJ).

Im Zielszenario ist die **Abkehr von fossilen Energieträgern** stärker als in der Referenzprognose. Mineralölprodukte (80 PJ), Erdgas (123 PJ) und Kohle (5 PJ) werden bis 2030 in großem Umfang zusätzlich eingespart (Abbildung 4.4.2.2 -1). Die Nutzung erneuerbarer Energien liegt hingegen um 145 PJ höher. Am größten ist der zusätzliche Einsatz bei Holz (47 PJ) und bei der Umgebungswärme (69 PJ). Die zusätzlichen Einsparungen an fossilen Energieträgern nach 2030 entfallen überwiegend auf Erdgas.

Beim Strom zeigen sich zwischen Referenzprognose und Zielszenario in Bezug auf die Verbrauchssumme keine wesentlichen Unterschiede. Im Zielszenario werden effizientere Elektrogeräte und Anlagen eingesetzt. Diese Einsparungen werden kompensiert durch den verstärkten Einsatz von Elektro-Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme. Bis 2030 ist der Verbrauchsrückgang in der Referenzprognose leicht größer (6 PJ). In 2050 ist der Stromverbrauch gemäß Zielszenario um 13 PJ geringer als im Trendszenario.



*Tabelle 4.4.2.2-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

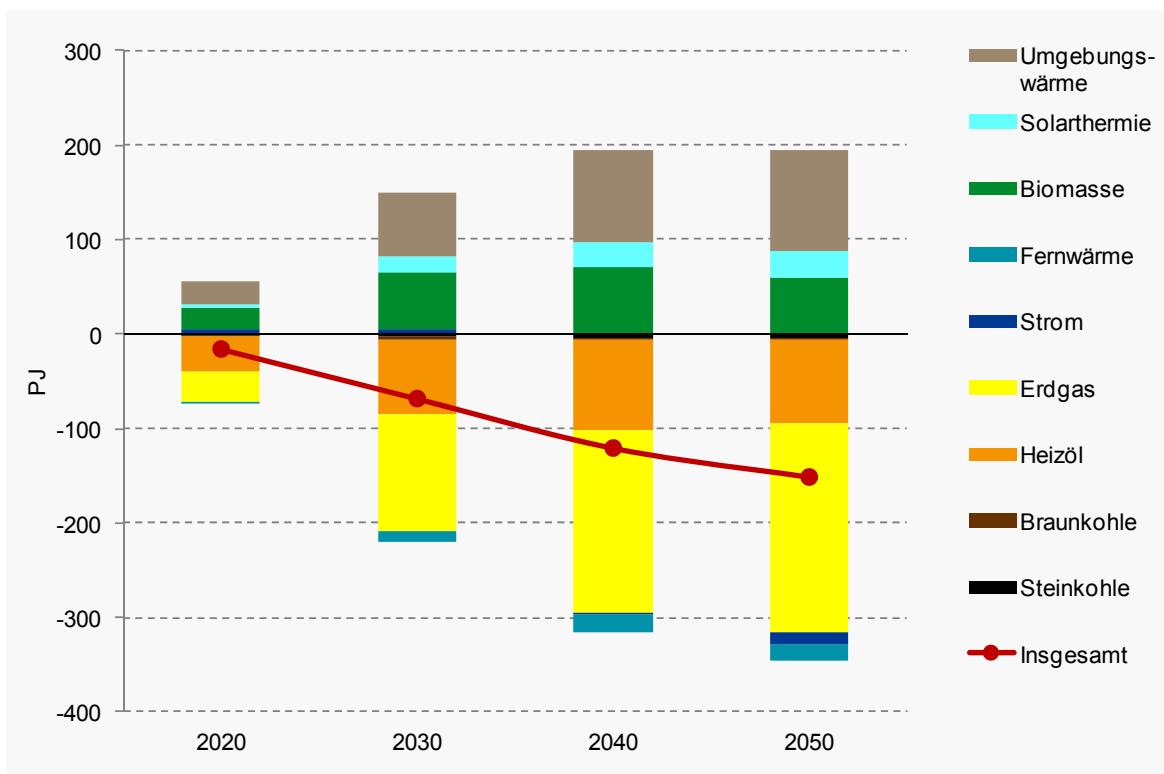
Energieträger	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	39	18	15	11	7	5	17	12	8	3	1
Braunkohle	19	13	10	8	5	3	12	9	6	2	1
Heizöl*	497	351	281	229	159	108	313	218	150	64	20
Erdgas	845	776	695	626	511	408	745	618	503	317	188
Strom	492	451	428	406	377	355	456	435	412	375	342
Fernwärme	164	181	177	171	148	117	180	171	160	130	99
Erneuerbare Energien	277	381	411	439	468	474	431	515	584	662	669
Biomasse	243	306	314	320	316	299	328	360	380	388	360
Solarthermie	14	26	34	44	59	71	30	44	59	85	99
Umgebungswärme**	20	49	62	75	93	103	73	111	144	189	210
<b>Insgesamt</b>	<b>2.333</b>	<b>2.170</b>	<b>2.016</b>	<b>1.891</b>	<b>1.675</b>	<b>1.471</b>	<b>2.154</b>	<b>1.979</b>	<b>1.822</b>	<b>1.553</b>	<b>1.319</b>
<b>Veränderung ggü. 2011</b>		<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohle		-53%	-62%	-71%	-82%	-88%	-56%	-69%	-78%	-92%	-98%
Braunkohle		-33%	-46%	-58%	-74%	-83%	-38%	-56%	-69%	-88%	-97%
Heizöl		-29%	-43%	-54%	-68%	-78%	-37%	-56%	-70%	-87%	-96%
Erdgas		-8%	-18%	-26%	-40%	-52%	-12%	-27%	-41%	-62%	-78%
Strom		-8%	-13%	-17%	-23%	-28%	-7%	-11%	-16%	-24%	-30%
Fernwärme		10%	8%	4%	-10%	-29%	9%	4%	-3%	-21%	-40%
Erneuerbare Energien		37%	48%	58%	69%	71%	55%	86%	110%	139%	141%
Biomasse		26%	29%	31%	30%	23%	35%	48%	56%	59%	48%
Solarthermie		96%	152%	224%	335%	429%	122%	226%	339%	528%	633%
Umgebungswärme		137%	204%	268%	353%	404%	256%	442%	604%	822%	923%
<b>Insgesamt</b>		<b>-7%</b>	<b>-14%</b>	<b>-19%</b>	<b>-28%</b>	<b>-37%</b>	<b>-8%</b>	<b>-15%</b>	<b>-22%</b>	<b>-33%</b>	<b>-43%</b>

\* zusätzlich geringe Mengen an Flüssiggas und Ottokraftstoffen

\*\* Durch Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme. Diese wird in den übrigen Kapiteln unter dem Begriff „Wärmepumpen/Geothermie“ aufgeführt.

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.2-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der Energieverbrauch der privaten Haushalte nach **Anwendungsbereichen** und Szenarien ist in Tabelle 4.4.2.2-2 dargestellt. Von der zusätzlichen Verbrauchsreduktion im Zielszenario entfallen rund 85 % auf den Anwendungsbereich Raumwärme (Abbildung 4.4.2.2-2). Auf die mechanische Energie (Weiße Ware-Geräte) entfallen im Jahr 2030 weitere 9 % (2050: 7 %). Der Beitrag der übrigen Anwendungsbereiche zur zusätzlichen Einsparung ist vergleichsweise gering.

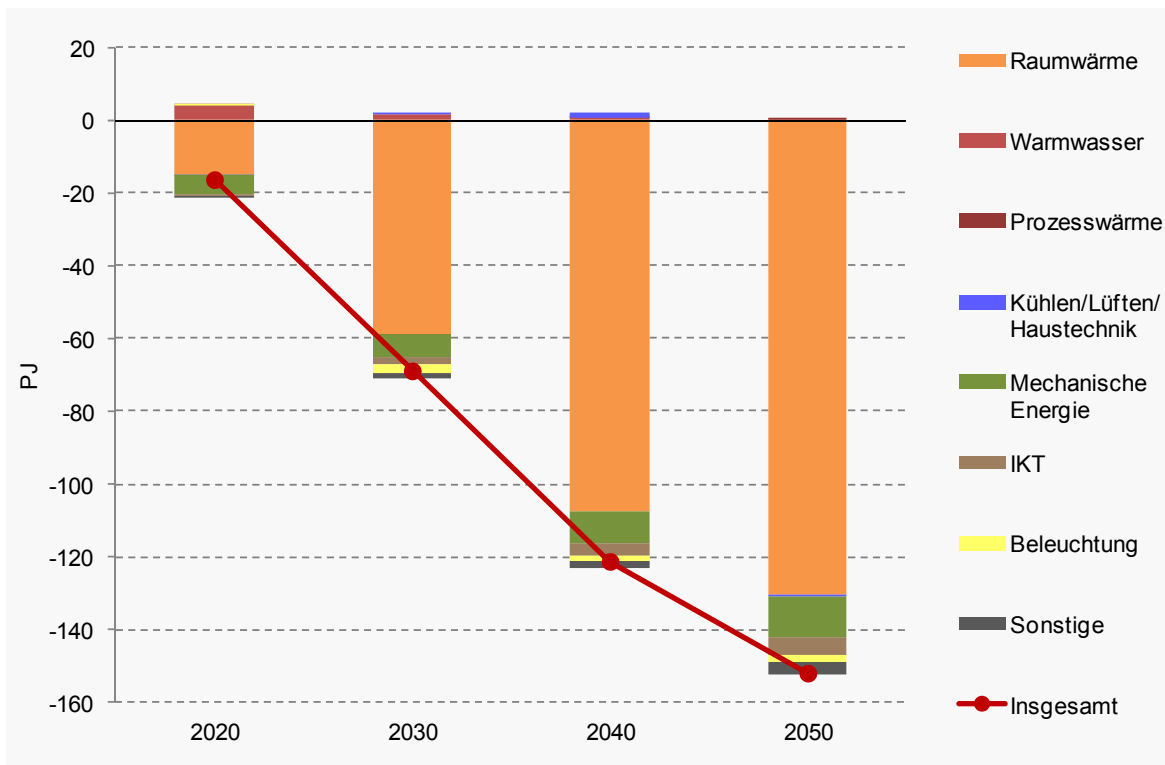
Im Zielszenario werden in größerem Umfang Waschmaschinen und Geschirrspüler ans Warmwassersystem angeschlossen. Dies führt dazu, dass trotz des höheren mittleren Anlagennutzungsgrades der Energieeinsatz zur Bereitstellung von **Warmwasser** im Zielszenario leicht höher ist als in der Referenzprognose.

*Tabelle 4.4.2.2-2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Anwendungsbereich	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme	1.712	1.599	1.467	1.356	1.163	976	1.584	1.434	1.297	1.056	845
Warmwasser	241	237	237	239	236	225	241	240	240	237	226
Prozesswärme	55	50	46	43	38	33	50	46	43	38	33
Kühlen/Lüften/Haustechnik	25	27	29	31	38	48	27	29	31	39	48
Mechanische Energie	126	114	102	90	79	73	108	96	84	70	62
IKT	69	60	57	54	52	50	60	56	52	48	45
Beleuchtung	41	22	21	19	12	10	23	20	16	10	7
Sonstige	64	61	58	58	57	56	61	58	56	55	53
<b>Insgesamt</b>	<b>2.333</b>	<b>2.170</b>	<b>2.016</b>	<b>1.891</b>	<b>1.675</b>	<b>1.471</b>	<b>2.154</b>	<b>1.979</b>	<b>1.822</b>	<b>1.553</b>	<b>1.319</b>
<b>Veränderung ggü. 2011</b>		<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Raumwärme		-7%	-14%	-21%	-32%	-43%	-8%	-16%	-24%	-38%	-51%
Warmwasser		-2%	-2%	-1%	-2%	-7%	0%	-1%	0%	-2%	-6%
Prozesswärme		-9%	-16%	-22%	-32%	-41%	-9%	-16%	-22%	-32%	-41%
Kühlen/Lüften/Haustechnik		11%	15%	24%	53%	95%	10%	16%	27%	58%	93%
Mechanische Energie		-10%	-19%	-28%	-37%	-42%	-14%	-24%	-33%	-44%	-51%
IKT		-13%	-18%	-22%	-25%	-27%	-14%	-19%	-25%	-30%	-35%
Beleuchtung		-45%	-49%	-53%	-72%	-76%	-44%	-52%	-60%	-75%	-82%
Sonstige		-5%	-9%	-10%	-11%	-13%	-5%	-10%	-12%	-14%	-18%
<b>Insgesamt</b>		<b>-7%</b>	<b>-14%</b>	<b>-19%</b>	<b>-28%</b>	<b>-37%</b>	<b>-8%</b>	<b>-15%</b>	<b>-22%</b>	<b>-33%</b>	<b>-43%</b>

Quelle: AGEB a, b, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.2-2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme

Zielszenario einerseits und Referenzprognose sowie Trendszenario andererseits basieren auf identischen Entwicklungen von Wohngebäude und Wohnflächen. Die **zusätzlichen Einsparungen** im Zielszenario ergeben sich im Wesentlichen **durch Unterschiede in der Beheizungsstruktur und der Sanierungsaktivität**. Einen geringen Effekt haben auch die Unterschiede bei der Entwicklung der Anlagennutzungsgrade sowie der Neubauqualität.

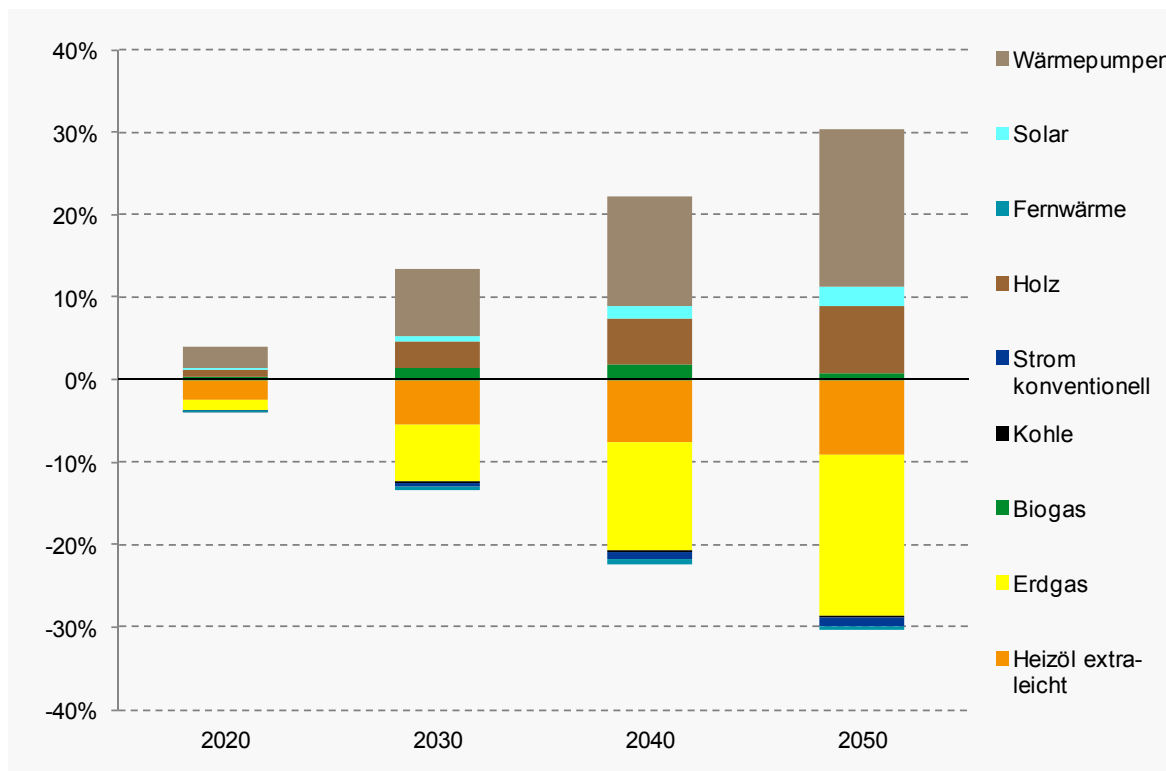
Die Entwicklung der **Beheizungsstruktur** des Wohnungsbestandes der beiden Szenarien ist in Tabelle 4.4.2.2-3 und in Abbildung 4.4.2.2-3 beschrieben. Die unterschiedliche Entwicklung ist Ergebnis von unterschiedlichen Beheizungsstrukturen beim Wohnungsneubau und insbesondere von unterschiedlichen Substitutionspräferenzen beim Ersatz alter Heizungsanlagen im Wohnungsbestand.

Tabelle 4.4.2.2-3: Entwicklung von Wohnfläche in Mio. m<sup>2</sup> und Beheizungsstruktur in %, 2011 – 2050. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario

Wohnfläche (Mio. m <sup>2</sup> )	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
insgesamt	3.720	3.872	3.931	3.983	4.033	3.983	3.872	3.931	3.983	4.033	3.983
bewohnt	3.589	3.744	3.807	3.858	3.915	3.860	3.745	3.808	3.859	3.914	3.860
davon in EZFH	2.167	2.289	2.340	2.384	2.435	2.424	2.289	2.340	2.384	2.435	2.424
davon in MFH/NWG*	1.422	1.456	1.467	1.473	1.480	1.435	1.456	1.467	1.473	1.480	1.435
<b>Beheizungsstruktur</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Heizöl	28%	21%	19%	17%	13%	11%	19%	15%	11%	6%	2%
Erdgas	50%	51%	50%	49%	47%	45%	50%	46%	42%	34%	26%
Biogas	0%	1%	2%	3%	5%	6%	2%	3%	4%	6%	7%
Kohle	1%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%
Strom konventionell	4%	3%	3%	2%	2%	1%	3%	2%	2%	1%	0%
Holz	3%	5%	5%	6%	7%	8%	6%	7%	9%	12%	16%
Fernwärme	11%	12%	12%	13%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Solarthermie	0%	1%	1%	1%	2%	3%	1%	1%	2%	3%	5%
Wärmepumpen	2%	5%	7%	9%	12%	14%	8%	12%	17%	25%	33%
ohne Heizung	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

\*NWG = Nicht-Wohngebäude  
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.2-3: Beheizungsstruktur 2020 – 2050, in %-Punkten. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

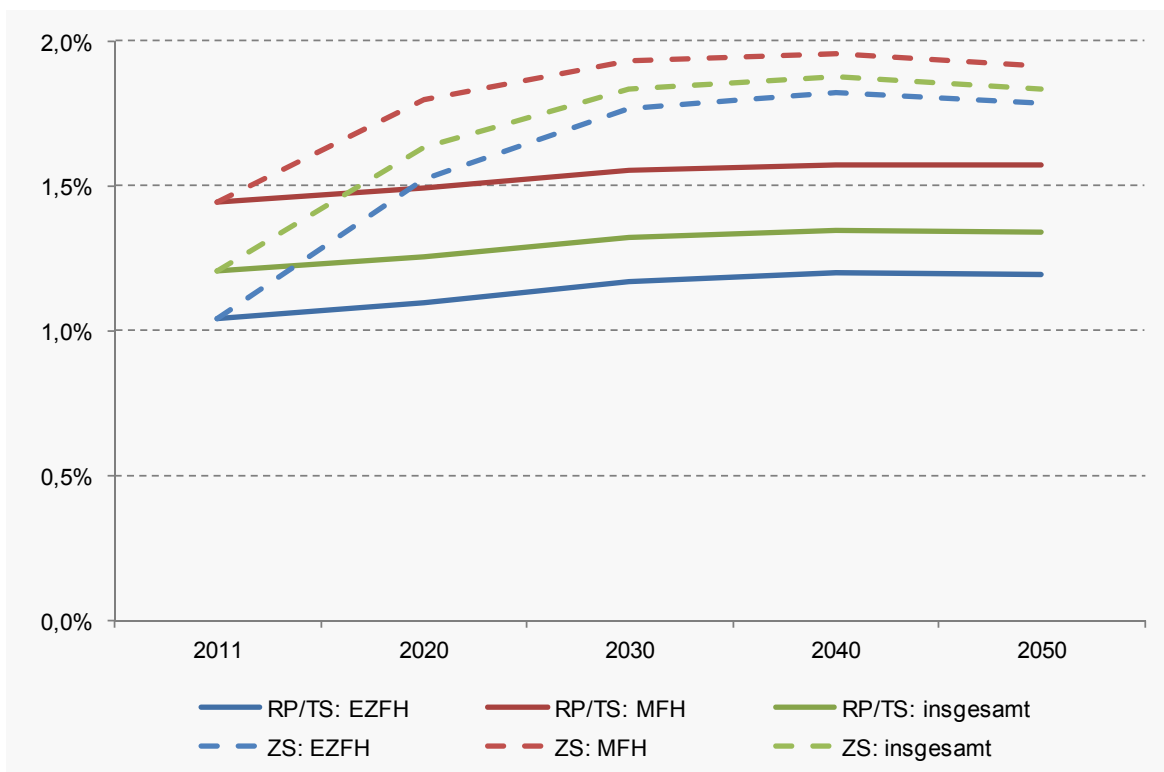
Im Zielszenario verschwinden Kohle und Heizöl bis ins Jahr 2050 fast vollständig aus dem Energiemix der Haushalte. Deutlich rückläufig ist auch der Anteil von Erdgas, welcher bis 2030 auf 42 % sinkt. Nach 2030 verstärkt sich die Substitution von Erdgas, bis ins Jahr 2050 verringert sich der Anteil an der Beheizungsstruktur auf 26 %. Der **Anteil der fossilen Energieträger** insgesamt liegt in 2050 bei 27 % (Trendszenario: 56 %).

Der größte Zuwachs in Bezug auf die versorgte Wohnfläche ergibt sich bei den **Wärmepumpen**. Die mit Wärmepumpen beheizte Wohnfläche vergrößert sich im Zielszenario von 81 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2011 auf 665 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2030 und auf 1.330 m<sup>2</sup> in 2050. Damit werden die Wärmepumpen zum wichtigsten Heizsystem, der Anteil an der beheizten Wohnfläche liegt 2050 bei 33 %. Bedeutende Anteile ergeben sich im Jahr 2050 auch für Holz (16 %), Biogas (7%) und Solarthermie (5 %). Die mit Fernwärme beheizte Wohnfläche wächst im Zielszenario etwas langsamer als in der Referenzprognose, nach 2040 wird die Fläche wieder kleiner. Ursache für den Rückgang ist die im Zeitverlauf abnehmende Attraktivität von Fernwärme aufgrund der abnehmenden Wärmenachfrage je Versorgungsfläche.

Der mittlere spezifische **Heizwärmebedarf** des Wohngebäudebestandes wird im Wesentlichen beeinflusst durch die Sanierungsaktivität und den Neubau. In Bezug auf die energetische Qualität der Neubauten unterscheiden sich die beiden Szenarien nur wenig. In der Referenzprognose werden ab 2021 nur noch Niedrigstenergiehäuser gebaut (rund 20-25 kWh/m<sup>2</sup>), der Passivhausstandard (15 kWh/m<sup>2</sup>) wird etwa 2035 erreicht. Im Zielszenario werden bereits ab 2021 nur noch Passivhäuser errichtet.

Bei der Sanierungshäufigkeit (Abbildung 4.4.2.2-4) und der Qualität der sanierten Gebäude (Sanierungserfolg, Abbildung 4.4.2.2-5) zeigen sich hingegen deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien.

Abbildung 4.4.2.2-4: Mittlere energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp (EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus) und Szenario, 2011 – 2050, in % p.a. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario (RP/TS) und Zielszenario (ZS)



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

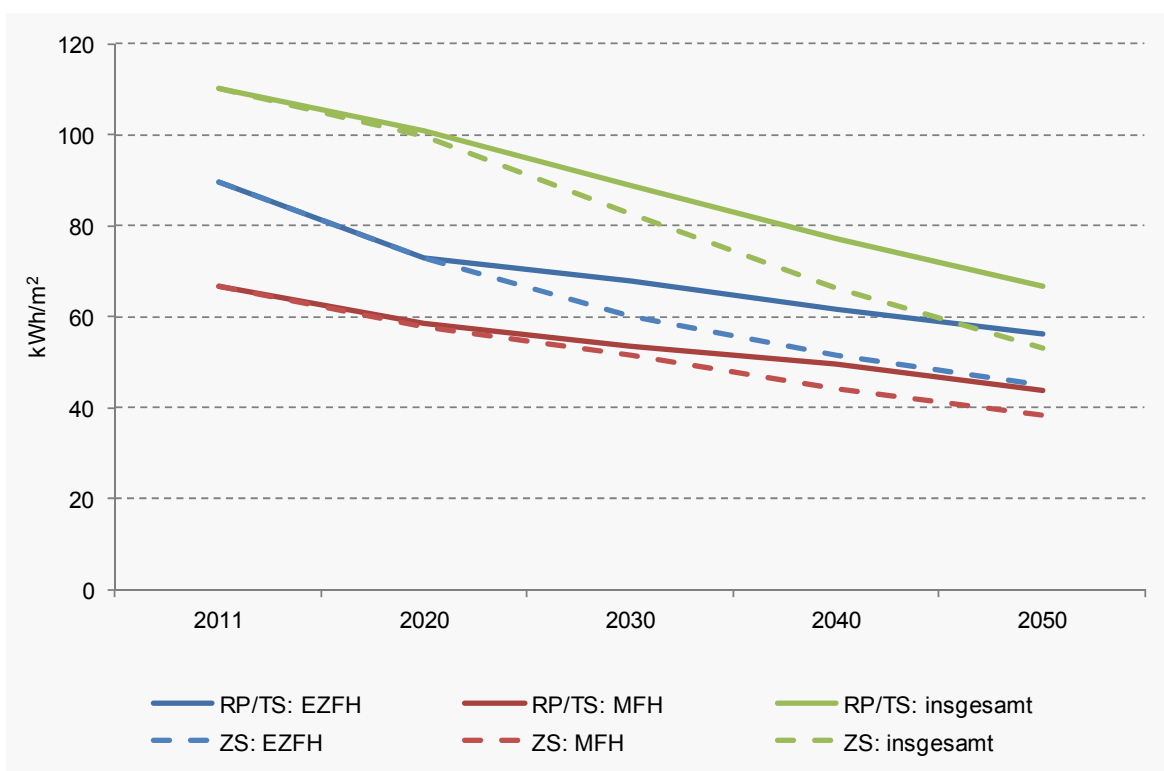
Bis ins Jahr 2030 erhöht sich im Zielszenario die **Sanierungsrate** bei den Ein- und Zweifamilienhäusern auf 1,8 % (Referenzprognose: 1,2 %) und bei den Mehrfamilienhäusern auf über 1,9 % (Referenzprognose: 1,55 %). Das Ziel der Verdoppelung der Sanierungsrate wird annähernd erreicht. Durch die Anhebung der Sanierungsrate werden im Zielszenario bis ins Jahr 2030 gegenüber der Referenzprognose 255 Mio. m<sup>2</sup> Wohnfläche zusätzlich saniert. Dies entspricht 6 % der Wohnfläche in 2030. Nach 2030 verbleiben die Sanierungsraten in den Szenarien in etwa auf dem bis dahin erreichten Niveau. Die im Zielszenario zusätzlich sanierte Wohnfläche wächst bis 2050 auf 670 Mio. m<sup>2</sup> (entspricht 17 % der Wohnfläche in 2050).

Im Zielszenario wird nicht nur mehr Fläche energetisch saniert, die Flächen werden auch umfassender saniert. Der Heizwärmebedarf der sanierten Gebäude ist im Zielszenario geringer als in Prognose und Trendszenario. Der spezifische Heizwärmebedarf der sanierten Gebäude verringert sich bis 2050 bei Ein- und Zweifamilienhäusern auf 45 kWh/m<sup>2</sup> (Trendszenario: 56 kWh/m<sup>2</sup>) und bei Mehrfamilienhäusern auf 38 kWh/m<sup>2</sup> (Trendszenario: 44 kWh/m<sup>2</sup>). Dadurch erhöht sich die **Sanierungseffizienz** bei den Ein- und Zweifamilienhäusern bis ins Jahr 2050 im Mittel auf 58 % (Trendszenario: 50 %) und bei den Mehrfamilienhäusern auf 57 % (2050:

53 %). Damit solche anspruchsvollen Sanierungen flächendeckend umgesetzt werden können, ist es notwendig, dass extrem leistungsfähige (und damit dünne) Dämmstoffe entwickelt werden, die langlebig und einfach in der Handhabung sind.

Neubautätigkeit, Abgänge und Sanierungen führen zusammen zu dem in Abbildung 4.4.2.2-5 dargestellten Verlauf des mittleren spezifischen Heizwärmebedarfs des Wohngebäudebestandes. Im Zielszenario verringert sich dieser bis ins Jahr 2030 auf 82 kWh/m<sup>2</sup> (Prognose: 89 kWh/m<sup>2</sup>), und bis ins Jahr 2050 auf 53 kWh/m<sup>2</sup> (Trendszenario: 67 kWh/m<sup>2</sup>).

Abbildung 4.4.2.2-5: Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfs für sanierte Gebäude (Vollsanierungen) nach Gebäudetyp (EFZH= Ein-/Zweifamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus) sowie des Mittelwertes des Gebäudebestandes, 2011 – 2050, in kWh/m<sup>2</sup> WF. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario (RP/TS) und Zielszenario (ZS)



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Beim Vergleich der **mittleren Anlagennutzungsgrade** zeigen sich einzig bei den elektrischen Wärmepumpen größere Unterschiede zwischen den Szenarien (Tabelle 4.4.2.2-4). Im Zielszenario wird von einem höheren Anteil an Erdwärmepumpen und einer schnelleren Durchdringung an hocheffizienten Wärmepumpen ausgegangen (z.B. Niederhub-WP, leistungsgeregelte WP, Speicherung und Nutzung von Solarwärme im Wärmereservoir).

Bei den Gasheizungen ist im Zielszenario der Anteil an stromerzeugenden Heizungen (Mini- und Mikro-KWK-Anlagen sowie



Brennstoffzellen) höher als im Trendszenario. Da der thermische Wirkungsgrad dieser Anlagen unter demjenigen von Brennkesseln liegt, ist der mittlere Nutzungsgrad der Gas-Zentralheizungen im Zielszenario leicht niedriger.

*Tabelle 4.4.2.2-4: Mittlere Nutzungsgrade nach Energieträgern und Heizsystemen 2011 – 2050, in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
Öl-Zentralheizung	83%	89%	93%	96%	98%	98%	89%	92%	95%	97%	98%
Gas-Zentralheizung	88%	95%	98%	98%	97%	96%	95%	98%	99%	97%	95%
Kohle-Zentralheizung	73%	75%	76%	77%	79%	81%	75%	76%	76%	78%	80%
Holz-Zentralheizung	82%	84%	84%	85%	85%	85%	84%	85%	85%	85%	85%
el. Wärmepumpe	296%	335%	356%	378%	410%	429%	356%	383%	410%	462%	497%
Solarthermie*	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
Öl-Einzelheizung	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Gas-Einzelheizung	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Kohle-Einzelheizung	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
Holz-Einzelheizung	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
<b>Insgesamt</b>	<b>87%</b>	<b>93%</b>	<b>96%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>	<b>94%</b>	<b>96%</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>	<b>96%</b>
insgesamt exkl. Umgebungswärme	88%	96%	101%	104%	106%	108%	98%	105%	110%	119%	128%

\* analog zu den anderen Heizsystemen inkl. Speicher- und Verteilverluste  
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der **Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme** reduziert sich im Zielszenario bis ins Jahr 2030 um 24 % auf 1.297 PJ (Prognose: 1.356 PJ) (Tabelle 4.4.2.2-5). Bis ins Jahr 2050 geht der Verbrauch auf 845 PJ zurück (-51 % ggü 2011; Trendszenario: -43 %). Dies bedeutet eine durchschnittliche Zunahme der Energieproduktivität – gemessen als Endenergieverbrauch je m<sup>2</sup> Wohnfläche – um 1,9 % p.a. (Trendszenario: 1,6 % p.a.).

**Erdgas** bleibt auch im Zielszenario bis ins Jahr 2030 der wichtigste Energieträger für die Erzeugung der Raumwärme in den privaten Haushalten. Der Anteil geht jedoch von 44,1 % in 2011 auf 38,2 % in 2030 zurück. Nach 2030 verstärkt sich der Rückgang, in 2050 beträgt der Anteil von Erdgas noch knapp 19 %. Ein Teil des Rückgangs wird durch die Beimischung von Biogas kompensiert. Der **Biogasanteil** am Gas steigt bis 2030 auf rund 9 % und bis 2050 auf über 20 % (Trendszenario: rund 12 %). **Heizöl** extra-leicht wird 2050 kaum noch eingesetzt. Der **Stromverbrauch** verringert sich bis ins Jahr 2030 nur wenig (-5 PJ). Die Zunahme des Stromverbrauchs durch elektrische Wärmepumpen wird kompensiert durch den rückläufigen Einsatz von Stromdirektheizungen. Nach 2030 geht auch der Stromeinsatz markant zurück und liegt im Jahr 2050 um 28 % unter dem Verbrauch im Jahre 2011 (Trendszenario: -41 %). Deutliche Zunahmen zeigen sich bei den **Erneuerbaren**: Umgebungswärme +151 PJ (+830 %), Holz

+59 PJ (+25 %); Biogas + 42 PJ und der Solarwärme +29 PJ; (+1.150 %).

*Tabelle 4.4.2.2-5: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für Raumwärme nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	141	155	151	144	122	94	154	145	134	106	79
Heizöl	426	299	238	191	130	86	266	184	123	48	11
Erdgas	756	693	616	551	446	353	666	548	442	275	160
Biogas	0	19	26	33	43	47	24	36	45	52	42
Kohle	54	29	24	18	11	8	27	20	14	5	1
Holz	59	81	84	84	81	73	96	115	128	138	134
Strom ohne Wärmepumpen	53	40	32	25	15	10	38	28	18	7	1
Strom Wärmepumpen	9	17	19	21	22	21	24	33	38	41	40
Umgebungswärme*	18	44	55	66	78	81	66	99	127	159	169
Solarthermie	3	10	14	19	24	25	12	18	25	33	32
<b>Summe</b>	<b>1.519</b>	<b>1.388</b>	<b>1.259</b>	<b>1.153</b>	<b>972</b>	<b>799</b>	<b>1.373</b>	<b>1.226</b>	<b>1.094</b>	<b>865</b>	<b>669</b>
+ Kaminholz	180	198	195	190	178	164	198	195	190	178	164
+ mobile Strom-Direktheizungen	13	13	13	13	13	12	13	13	13	13	12
<b>Insgesamt</b>	<b>1.712</b>	<b>1.599</b>	<b>1.467</b>	<b>1.356</b>	<b>1.163</b>	<b>976</b>	<b>1.584</b>	<b>1.434</b>	<b>1.297</b>	<b>1.056</b>	<b>845</b>

\* Durch Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme. Diese wird in den übrigen Kapiteln unter dem Begriff „Wärmepumpen/Geothermie“ aufgeführt.

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser

Analog zur Entwicklung in Referenzprognose und Trendszenario erhöht sich im Zielszenario der mittlere **Pro-Kopf-Warmwasserverbrauch** (in Litern), bedingt durch den steigenden Wohlstand sowie den zunehmenden Anteil komfortabler Zentralsysteme mit mehreren Zapfstellen. Andererseits geht die Bevölkerung bis 2030 um 2,5 % und bis 2050 um 8,7 % zurück.

Der **mittlere Anlagennutzungsgrad** der Warmwassererzeugung erhöht sich im Zielszenario stärker, er steigt bis 2030 auf 89 % (Referenzprognose 88 %) und bis 2050 auf 94 % (Trendszenario 91 %). Im Zielszenario werden jedoch in größerem Umfang als in Referenzprognose und Trendszenario Waschmaschinen und Geschirrspüler ans Warmwassersystem angeschlossen. Dies führt dazu, dass trotz des höheren Nutzungsgrades der Energieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser im Zielszenario sich in der Summe nur geringfügig von Referenzprognose und Trendszenario unterscheidet (Tabelle 4.4.2.2-6).

Unterschiede zwischen den Szenarien zeigen sich bei der **Energieträgerstruktur**. Im Zielszenario sind die Anteile der erneuerbaren Energieträger generell höher und diejenigen der fossilen Energieträger niedriger. Nach 2030 akzentuieren sich die Unterschiede. Im Zielszenario geht der Anteil von Erdgas bis ins Jahr 2050 auf 13 % zurück (Trendszenario: 27 %). Die Anteile von Solar- bzw.

Umgebungswärme steigen auf 30 % bzw. 18 % (Trendszenario: Solarwärme 14 %, Umgebungswärme 7 %).

*Tabelle 4.4.2.2-6: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für die Erzeugung von Warmwasser nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	23	25	26	27	26	23	26	26	26	24	20
Heizöl	43	30	25	21	14	9	26	18	12	5	1
Erdgas	100	91	85	81	71	60	87	75	65	45	29
Biogas	0	2	4	5	7	8	3	5	7	9	8
Kohle	3	2	1	1	1	0	2	1	1	0	0
Holz	4	5	6	6	7	7	6	8	9	11	11
Strom	55	59	63	63	61	50	65	69	69	62	49
Umgebungswärme*	2	5	7	9	15	23	7	12	18	30	41
Solarthermie	11	16	20	25	35	46	18	26	34	52	67
<b>Insgesamt</b>	<b>241</b>	<b>237</b>	<b>237</b>	<b>239</b>	<b>236</b>	<b>225</b>	<b>241</b>	<b>240</b>	<b>240</b>	<b>237</b>	<b>226</b>

\* Durch Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme. Diese wird in den übrigen Kapiteln unter dem Begriff „Wärmepumpen/Geothermie“ aufgeführt.  
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### *Endenergieverbrauch von elektrischen Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Haustechnik*

Im Zielszenario wird eine mit der Referenzprognose und dem Trendszenario identische Entwicklung der **Geräteausstattung** angenommen. Die Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich im Wesentlichen durch Unterschiede bei den spezifischen technischen Geräteverbräuchen und durch die verstärkte Koppelung von Waschmaschinen und Geschirrspülern ans Warmwassersystem.

Die Entwicklung der **Technikkomponente** des spezifischen Verbrauchs in Referenzprognose und Trendszenario sowie im Zielszenario ist in Tabelle 4.4.2.2-7 dargestellt.

Tabelle 4.4.2.2-7: Entwicklung der Technikkomponente\* des spezifischen Geräteverbrauchs, 2011 – 2050, Bestandsmittel in kWh pro Gerät. Vergleich Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario

Energieträger	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Kühlschrank	235	199	171	147	126	119	198	169	144	118	108
Kühl-Gefrier-Gerät	294	240	202	172	145	139	239	199	167	135	125
Gefrier-Gerät	277	238	208	183	160	154	238	208	183	156	146
Waschmaschine	214	200	187	176	160	150	199	185	172	155	144
Wasch-Trockner-Kombi	556	475	430	393	351	325	473	424	382	332	300
Wäschetrockner	296	236	204	182	159	145	235	200	175	147	129
Geschirrspüler	231	218	207	195	180	170	217	204	189	169	156
Fernseher	201	166	140	121	104	97	164	136	115	95	89
Radio-HiFi	80	76	74	72	69	65	74	71	69	65	62
Video/DVD/Blu-Ray	22	12	12	11	9	7	12	12	11	9	7
Computer (inkl. Monitor, Drucker)	115	70	67	63	59	56	70	66	62	55	48
Licht (pro Haushalt)	252	135	124	114	69	59	133	118	99	60	45

\* Veränderung der Nutzungsintensitäten (zukünftig durchschnittlich kleinere Haushalte), ohne Zweitgeräteeinfluss und ohne Verlagerung zum Warmwassersystem  
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Im Zielszenario verringert sich der **spezifische Verbrauch** bei allen abgebildeten Geräten schneller als in der Referenzprognose. Die größten zusätzlichen Einsparungen zeigen sich bis ins Jahr 2030 beim Licht (15 kWh/Jahr) und bei TV-Geräten (6,5 kWh/Jahr).

Aufgrund der geringeren spezifischen Geräteverbräuche geht der **Stromverbrauch für die Elektrogeräte** in den privaten Haushalten im Zielszenario stärker zurück als in der Referenzprognose (Tabelle 4.4.2.2-8). Bis ins Jahr 2030 verringert er sich um 30 % auf 57,3 Mrd. kWh (Referenzprognose -26 %). Neben den Fernsehgeräten sowie dem Licht sind die Einsparungen bei Waschmaschinen und Geschirrspülern am größten. Dies ist auf die im Zielszenario verstärkte Kopplung dieser Geräte ans Warmwassersystem zurückzuführen.

Tabelle 4.4.2.2-8: Energieverbrauch der privaten Haushalte für Elektrogeräte und Beleuchtung, 2011 – 2050, in Mrd. kWh. und in PJ. Vergleich Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario

Energieträger	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Mechanische Energie in PJ</b>	<b>126</b>	<b>114</b>	<b>102</b>	<b>90</b>	<b>79</b>	<b>73</b>	<b>108</b>	<b>96</b>	<b>84</b>	<b>70</b>	<b>62</b>
Mechanische Energie in Mrd. kWh	35,0	31,6	28,2	25,1	22,0	20,2	30,1	26,7	23,4	19,5	17,2
Kühlschrank	6,7	5,4	4,5	3,8	2,7	2,1	5,4	4,4	3,7	2,5	1,9
Kühl-Gefrier-Gerät	4,2	3,8	3,3	2,9	2,9	3,0	3,7	3,2	2,8	2,7	2,7
Gefrier-Gerät	6,8	6,5	5,8	5,2	4,8	4,6	6,5	5,8	5,2	4,6	4,3
Waschmaschine	6,6	5,9	5,2	4,5	3,7	3,1	5,2	4,5	3,8	2,9	2,3
Wasch-Trockner-Kombi	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
Wäschetrockner	4,2	3,8	3,6	3,4	3,4	3,3	3,8	3,5	3,3	3,1	3,0
Geschirrspüler	5,3	5,1	4,8	4,3	3,6	3,1	4,4	4,1	3,6	2,7	2,0
<b>IKT in PJ</b>	<b>69</b>	<b>60</b>	<b>57</b>	<b>54</b>	<b>52</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>56</b>	<b>52</b>	<b>48</b>	<b>45</b>
IKT in Mrd. kWh	19,3	16,8	15,9	15,1	14,4	14,0	16,6	15,6	14,6	13,4	12,6
Fernseher	9,0	7,9	6,8	6,1	5,5	5,3	7,8	6,6	5,8	5,0	4,8
Radio-HiFi	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,4	2,8	2,7	2,6	2,4	2,2
Video/DVD/Blu-Ray	0,7	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2
Computer (inkl. Monitor, Drucker)	6,6	5,6	5,8	5,9	6,0	6,1	5,6	5,8	5,8	5,6	5,3
<b>Beleuchtung in PJ</b>	<b>41</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>23</b>	<b>20</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>7</b>
Beleuchtung in Mrd. kWh	11,3	6,2	5,7	5,3	3,2	2,7	6,3	5,4	4,6	2,8	2,1
<b>übrige Elektrogeräte in PJ</b>	<b>60</b>	<b>58</b>	<b>55</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>53</b>	<b>58</b>	<b>55</b>	<b>53</b>	<b>52</b>	<b>50</b>
übrige Elektrogeräte in Mrd. kWh	16,7	16,1	15,3	15,1	15,0	14,7	16,1	15,1	14,8	14,4	13,8
<b>Insgesamt in PJ</b>	<b>296</b>	<b>254</b>	<b>235</b>	<b>218</b>	<b>197</b>	<b>186</b>	<b>249</b>	<b>226</b>	<b>206</b>	<b>181</b>	<b>164</b>
<b>Insgesamt in Mrd. kWh</b>	<b>82,3</b>	<b>70,6</b>	<b>65,1</b>	<b>60,6</b>	<b>54,6</b>	<b>51,6</b>	<b>69,1</b>	<b>62,9</b>	<b>57,3</b>	<b>50,2</b>	<b>45,7</b>

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Der **Energieverbrauch für die Haustechnik** ist in Tabelle 4.4.2.2-9 beschrieben. Der Gesamtverbrauch unterscheidet sich in den Szenarien nur unwesentlich. Die einzelnen Teilkomponenten weisen in den Szenarien jedoch unterschiedliche Entwicklungen auf.

Der **Energieverbrauch für die Klimatisierung** wächst im Zielszenario weniger stark als in der Referenzprognose. Bis ins Jahr 2030 erhöht sich der Verbrauch auf 1,3 Mrd. kWh (Referenzprognose: 1,7 Mrd. kWh), bis ins Jahr 2050 auf 5,5 Mrd. kWh (Trendszenario: 6,8 Mrd. kWh). Der geringere Anstieg im Zielszenario ist auf die höhere Effizienz der betriebenen Anlagen zurückzuführen (z.B. vermehrt Wärmepumpen mit „Geo-Cooling“). Zudem dämpfen bauliche Maßnahmen die Ausweitung der mechanisch gekühlten Wohnfläche.

Im Zielszenario wird mehr Wohnfläche **mechanisch belüftet** (*Komfortlüftungen*). Diese Anlagen reduzieren die Lüftungsverluste und sorgen auch bei sehr dichten Gebäudehüllen, wie beispielsweise bei Passivhäusern, für ein angenehmes Raumklima. Der Energieverbrauch für den Betrieb der Lüftungsanlagen steigt bis ins Jahr 2030 auf 0,3 Mrd. kWh (Referenzprognose: 0,2 Mrd. kWh) und bis ins Jahr 2050 auf 1,0 Mrd. kWh (Trendszenario: 0,8 Mrd. kWh).

Auch der **Hilfsenergieverbrauch** ist im Zielszenario höher als in der Referenzprognose. Im Jahr 2030 beträgt er 7,1 Mrd. kWh (Referenzprognose 6,7 Mrd. kWh), im Jahr 2050 6,7 Mrd. kWh (Trendszenario 5,9 Mrd. kWh). Der höhere Hilfsenergieverbrauch ist auf die größeren Anteile an solarthermischen Anlagen und an Wärmepumpen zurückzuführen. Diese Anlagentypen weisen in der Regel einen höheren Energieverbrauch für die Steuerung und Wärmeverteilung auf als Gas- und Ölheizungen.

*Tabelle 4.4.2.2-9: Energieverbrauch der privaten Haushalte für Haustechnik, 2011 – 2050, in Mrd. kWh. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Klima, Lüftung, Haustechnik in PJ	25	27	29	31	38	48	27	29	31	39	48
Klima, Lüftung, Haustechnik	6,9	7,6	8,0	8,6	10,5	13,4	7,6	8,0	8,7	10,9	13,3
Klimatisierung	0,3	0,7	1,1	1,7	3,6	6,8	0,5	0,8	1,3	3,1	5,5
mech. Lüftung	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,8	0,1	0,1	0,3	0,7	1,0
Hilfsenergie	6,6	6,9	6,8	6,7	6,4	5,9	7,0	7,0	7,1	7,1	6,7

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Beim **Energieverbrauch für die Kochherde** wird im Zielszenario von einer identischen Entwicklung ausgegangen wie in der Referenzprognose und dem Trendszenario.

#### *Zusatzinvestitionen im Zielszenario*

Die Durchführung der Maßnahmen, die im Zielszenario zur zusätzlichen Einsparung an Energie und Emissionen führen, ist mit zusätzlichen Investitionen verbunden. Die jährlichen **zusätzlichen Investitionen** in den Bereichen Gebäudehülle sowie Heizungs- und Warmwasseranlagen auf Basis erneuerbarer Energien sind in Tabelle 4.4.2.2-10 dargestellt.

*Tabelle 4.4.2.2-10: Zusätzliche Investitionen der privaten Haushalte im Zielszenario gegenüber Referenzprognose/Trendszenario, in Mrd. EUR (reale Preise, Preisbasis 2011)*

							Summe	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	11-30	11-50
Gebäude	0,0	2,8	4,3	4,9	5,4	5,3	54,5	158,3
davon Neubau	0,0	0,7	0,7	0,7	0,2	0,2	7,8	13,2
Sanierung	0,0	2,1	3,6	4,2	5,2	5,1	46,7	145,1
EE-Wärme	0,0	1,8	1,9	1,2	0,7	0,2	29,1	40,2
Geräte	0,0	0,2	0,5	0,4	0,4	0,5	5,1	13,3
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>4,8</b>	<b>6,8</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>6,0</b>	<b>88,8</b>	<b>211,9</b>

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die **zusätzlichen energiebedingten Investitionen im Wohngebäudebereich** kumulieren sich bis ins Jahr 2030 auf 54,5 Mrd. EUR. Diese Investitionen setzen sich zusammen aus den Zusatzkosten für die den Neubau (7,8 Mrd. EUR) und die Zusatzkosten für Sanierungen (46,7 Mrd. EUR). Die zusätzlichen Investitionen

beim Neubau sind im Vergleich zu den Sanierungen von untergeordneter Bedeutung. Dies ist auf die geringe Neubaupläche im Prognosezeitraum und auf die kleine Differenz zwischen den Szenarien bei den energetischen Standards zurückzuführen.

Bei der Ermittlung der **zusätzlichen Investitionen für Sanierungen** wird berücksichtigt, dass im Zielszenario mehr Wohnfläche saniert wird und dass die Sanierungen auf einen verbesserten energetischen Standard ausgeführt werden. Ein Teil der zusätzlichen Sanierungen wird außerhalb der üblichen Instandhaltungszyklen durchgeführt. Bei diesen Sanierungen werden nicht die energiebedingten Mehrkosten, sondern die deutlich höheren Vollkosten berücksichtigt.

Bis ins Jahr 2050 kumulieren sich die zusätzlichen energiebedingten Investitionen im Gebäudebereich auf 158,3 Mrd. EUR. Die jährlichen zusätzlichen Investitionen betragen im Mittel der Jahre rund 4,1 Mrd. EUR.

Im Bereich **Heizungs- und Warmwasseranlagen** summieren sich die zusätzlichen Investitionen für Erneuerbare bis ins Jahr 2030 auf 29,1 Mrd. EUR, bis 2050 steigen sie auf 40,2 Mrd. EUR. Die jährlichen zusätzlichen Investitionen weisen eine abnehmende Tendenz auf. Dies ist unter anderem auf die Kostendegression bei den Erneuerbaren zurückzuführen. Die zusätzlichen Investitionen im Bereich der Elektrogeräte sind vergleichsweise gering. Bis ins Jahr 2030 kumulieren sie sich auf rund 5,0 Mrd. EUR, bis ins Jahr 2050 auf 12,8 Mrd. EUR. Die durchschnittlichen jährlichen Zusatzinvestitionen belaufen sich auf ca. 330 Mio. EUR. Die **zusätzlichen Investitionen** insgesamt kumulieren sich im Prognosezeitraum auf 88,7 Mrd. EUR. (bis 2050: 211,4 Mrd. EUR).

#### **Infobox 4-2: Was die Umsetzung des Zielszenarios für einen durchschnittlichen Haushalt bedeutet**

Die mit der Umsetzung des Zielszenarios einher gehenden Veränderungen haben Konsequenzen für die privaten Haushalte. Vermehrte Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz – durch eine weiter gehende Verbesserung der energetischen Qualität von Wohngebäuden, die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien oder den Einsatz effizienter Elektrogeräte – sind oft mit Zusatzinvestitionen verbunden, denen verringerte Ausgaben für Energieträger gegenüber stehen. Laufende Ausgaben werden durch Investitionen ersetzt.

Was das für einzelne ausgewählte Haushaltstypen bedeutet, ließe sich anhand zahlreicher Beispiele zeigen, die je nach angenommener Situation des Haushalts – Eigentümer oder Mieter, in der Ausgangssituation gute oder schlechte Qualität des Gebäudes, Wohnen in Ballungsraum oder auf dem Land, in einem Zuzugsgebiet oder in Abwanderungsregion – zu sehr unterschiedlichen

Ergebnissen führen können.

Um diese Beliebigkeit zu vermeiden, wird hier ein anderer Weg gegangen, um die Konsequenzen aufzuzeigen.

Die im Zielszenario zusätzlichen (annuisierten) Investitionen der privaten Haushalte für Energieeinsparungen werden den eingesparten Ausgaben für Energie gegenüber gestellt. Daraus ergibt sich die für den gesamten Haushaltssektor entstehende Veränderung der finanziellen Situation im Zielszenario im Vergleich zu Referenzprognose und Trendszenario. Wie einzelne Haushalte davon betroffen sind, hängt von vielen Faktoren ab (s. oben) und ist letztlich eine Verteilungsfrage.

Insgesamt belaufen sich die Mehrausgaben im Zeitraum 2011 bis 2030 (2050) auf rund 35 (195) Mrd. EUR.<sup>22</sup> Dem stehen vermiedene Ausgaben für Energie in Höhe von etwa 11 (133) Mrd. EUR gegenüber. Daraus ergibt sich eine kumulierte Mehrbelastung der privaten Haushalte von rund 24 (62) Mrd. EUR. Das bedeutet eine durchschnittliche jährliche Zusatzbelastung von 1,3 Mrd. EUR im Zeitraum 2012 bis 2030. Über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 gemittelt, beläuft sich die jahresdurchschnittliche Zusatzbelastung auf 1,6 Mrd. EUR (Tabelle).

*Investitionen und Energieausgaben der privaten Haushalte, Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario, 2012-2050, in Mrd. EUR und EUR*

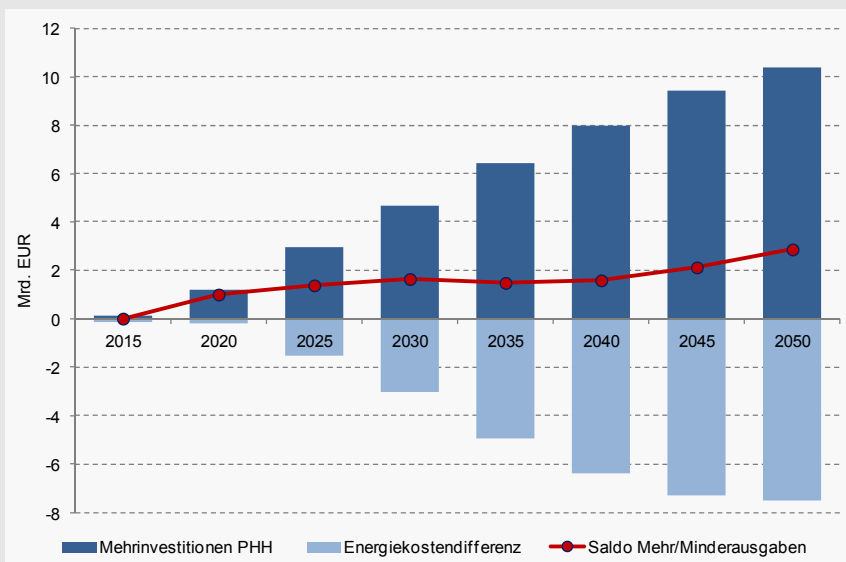
Haushalte insgesamt (in Mrd EUR)					kumuliert		Durchschnitt p.a.	
	2020	2030	2040	2050	2012 -2030	2012 -2050	2012 -2030	2012 -2050
Differenz Investitionen	1,2	4,7	8,0	10,4	35,1	195,4	2,0	5,1
Differenz Energieausgaben	-0,2	-3,0	-6,4	-7,5	-10,9	-133,1	-0,6	-3,5
<b>Saldo</b>								
<b>insgesamt (Mrd EUR)</b>	<b>1,0</b>	<b>1,6</b>	<b>1,6</b>	<b>2,9</b>	<b>24,2</b>	<b>62,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,6</b>
pro Haushalt (EUR)	41	40	39	71	592	1.522	33	40
pro Kopf (EUR)	21	21	21	39	306	811	17	21
pro Quadratmeter (EUR)	0,4	0,4	0,4	0,7	6,4	16,2	0,4	0,4

Die folgende Abbildung zeigt, dass Zusatzinvestitionen und Einsparungen im Zeitverlauf ansteigen, die Mehrausgaben aber stets überwiegen. Das lässt sich nicht schließen, dass Sanierungen nicht rentabel wären. Im Zielszenario werden Sanierungen auf einem höheren energetischen Qualitätsniveau durchgeführt als in Referenzprognose/Trendszenario. Gegenüber dem Ausgangszustand (unsaniert) können sie sich durchaus rechnen.

<sup>22</sup> Die hier genannten Investitionskosten unterscheiden sich von denen in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ausgewiesenen, weil hier – anders als dort – die von den Haushalten zu tragende Mehrwertsteuer zu berücksichtigen ist. Außerdem sind bei der Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Effekte die eigentlichen Investitionen und nicht die hier aufgeführten annuisierten Zahlungsströme entscheidend.



*Mehrinvestitionen, vermiedene Energieausgaben  
der privaten Haushalte sowie der daraus resultierende Saldo  
2015 – 2050, in Mrd. EUR*



Um die abstrakten Milliardenwerte einordnen zu können, wurden sie in Relation zur Anzahl der privaten Haushalte, zur Bevölkerung und zur Wohnfläche gesetzt:

- Die Umsetzung des Zielszenarios bedeutet für einen durchschnittlichen Haushalt eine jahresdurchschnittliche Mehrbelastung von 33 EUR im Zeitraum 2012 bis 2030 und von 40 EUR im Zeitraum 2012 bis 2050.
- Pro Kopf der Bevölkerung berechnen sich entsprechend Zusatzbelastungen von 17 EUR (2012-2030) und 21 EUR (2012-2050).
- Bezogen auf den Quadratmeter Wohnfläche beträgt die Mehrbelastung im Durchschnitt jeweils rund 0,4 EUR.

### *Instrumente zur Zielerreichung*

Die Umsetzung der oben beschriebenen Maßnahmen erfordert in vielen Fällen den **Einsatz energie- und Klimaschutzpolitischer Instrumente**. Welche Instrumente dies im Einzelnen sind, wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht untersucht. Im Folgenden werden Instrumente genannt, die in den genannten Bereichen dazu beitragen könnten, die notwendigen Maßnahmen anzustoßen.

Mögliche Instrumente zur Reduktion des Energieverbrauchs in **Neubauten**:

- Zentrales Instrument zur zusätzlichen Absenkung des Heizenergiebedarfs von Neubauten ist die weitere **Novellierungen der Energieeinsparverordnung (EnEV)** mit einer Verschärfung der energetischen Qualitätsstandards.
- Wesentlich bei diesem Instrument sind eine **konsequente Vollzugskontrolle** und eine spürbare Sanktionierung bei Nichteinhaltung der vorgegebenen Standards. Dabei kommt es weniger auf eine flächendeckende Kontrolle an als vielmehr auf wirksame Stichprobenkontrollen.
- Ein wichtiges Element für die Novellierung der Neubaustandards bildet die Einführung von **Standards für die Deckung des Kühlungsbedarfs**. Dies ist auch eine wesentliche Voraussetzung für die Reduktion des für diese Anwendung zukünftig sonst steigenden Stromverbrauchs.
- Als ergänzendes Instrument ist die **finanzielle Förderung** (Zuschüsse, zinsverbilligte Darlehen) für die Erstellung besonders energieeffizienter Gebäude von Bedeutung, z.B. im Rahmen der KfW-Gebäudeprogramme.

#### Mögliche Instrumente zur Reduktion des Energieverbrauchs im **Gebäudebestand**:

- Ein wichtiges Instrument zur Erhöhung von Sanierungsrate und Sanierungseffizienz stellt die **EnEV** dar. Einerseits können die energetischen Standards für sanierte Gebäude erhöht werden. Andererseits kann der Anwendungsbereich der EnEV ausgeweitet werden, so dass bereits weniger umfangreiche Sanierungen den EnEV-Anforderungen unterstellt werden. Dadurch nimmt der Anteil der reinen Pinselsanierungen ab.
- Wie für den Neubaubereich sind auch für den Gebäudebestand eine **Vollzugskontrolle** und eine spürbare Sanktionierung bei Nichteinhaltung der vorgegebenen Standards unabdingbar. Auch hier kommt es nicht auf eine flächendeckende Überprüfung, sondern auf wirksame Stichprobenkontrollen an.
- Zur Erhöhung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit sollte die ordnungsrechtliche Regelung im Rahmen der EnEV durch **Förderungen** flankiert werden. Finanzielle Anreize können beispielsweise im Rahmen der bestehenden Gebäudesanierungsprogramme gesetzt werden. Mit der Förderung von Sanierungen auf Passivhausstandard können zugleich sukzessive Verschärfungen der Energieverbrauchsgrenzwerte systematisch vorbereitet werden.
- Eine weitere Möglichkeit zur Setzung von finanziellen Anreizen bilden **steuerliche Entlastungen** (vgl. die Sonderabschreibungen nach § 82 a EStDV in den 1980er Jahren).

- Ein nicht unerheblicher Grund für ausbleibende energetische Erneuerungen im Mehrfamilienhaus dürften Schwierigkeiten bei der Überwälzbarkeit der Sanierungskosten auf die Mieter sein. Entsprechende **Veränderungen im Mietrecht** könnten hier Abhilfe schaffen. Finanzielle Anreize, beispielsweise in Form steuerlicher Abzüge bilden eine weitere Möglichkeit zur Entschärfung des Vermieter-Mieter-Dilemmas.
- Daneben könnten **Contracting-Modelle** dazu beitragen, die Vermieter-Mieter Problematik zu lösen. Allerdings dürfte das nur bei Vermietern von Bedeutung sein, die über einen vergleichsweise großen Wohnungsbestand verfügen.

#### Mögliche Instrumente zur **Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien** in den privaten Haushalten:

- Das im Jahr 2009 in Kraft getretene „**Erneuerbare Energien Wärmegesetz**“ (EEWärmeG) ist ein mögliches Instrument zur Steigerung des Anteils der Erneuerbaren. Der geforderte Mindestanteil erneuerbarer Energien könnte schrittweise angehoben werden. Einen weiteren Ansatzpunkt bietet die **Ausdehnung des Gesetzes auf Gebäudesanierungen**. Dadurch würde der Anteil erneuerbarer Energien im Gebäudebestand erhöht.
- Der Einbau von Heiz- und Warmwasseranlagen auf Basis erneuerbarer Energie im Neubau und im Bestand kann durch **Fördermaßnahmen** unterstützt werden, beispielsweise im Rahmen des Marktanzreizprogramms.
- Ein weiteres Instrument zum forcierten Ersatz von elektrischen Widerstandsheizungen und Ölheizungen bilden **Nachrüstverpflichtungen für alte und ineffiziente Anlagen**.

#### Mögliche Instrumente zur **Erhöhung der Effizienz von Elektrogeräten**:

- Das wirkungsvollste Instrument zur Förderung der Geräteeffizienz sind **ordnungsrechtliche Vorgaben** hinsichtlich des maximal zulässigen gerätespezifischen Stromverbrauchs. Mindesteffizienzstandards sind allerdings auf nationaler Ebene nicht durchsetzbar, es bedarf einer EU-weiten Einführung. Mit der **EU-Ökodesign-Richtlinie** und der Richtlinie zur **Energieverbrauchskennzeichnung** sind im Grundsatz die rechtlichen Voraussetzungen dazu geschaffen worden.
- Zur vollständigen Umsetzung dieser Richtlinien müssten alle relevanten Geräte erfasst und ambitionierte sowie **zu dynamisierende Grenzwerte** festgelegt werden. Beispielsweise könnten die Verbrauchswerte der jeweiligen Bestgeräte als Mindeststandards in einem Zeitraum von fünf Jahren verbind-

lich für alle anderen vergleichbaren Geräte vorgegeben werden (Top Runner-Ansatz).

- Die **Energieverbrauchskennzeichnung** könnte durch zusätzliche Angaben wie beispielsweise die **Lebenszykluskosten** ergänzt werden.
- Die schnellere Marktdurchdringung mit extrem effizienten Geräten könnte durch **finanzielle Förderung** beispielsweise aus einem Energieeffizienzfonds begünstigt werden.

#### 4.4.2.3 Endenergieverbrauch im Sektor GHD

Höhere Sanierungsraten und bessere Sanierungserfolge tragen dazu ebenso wie Einsatz und schnellere Verbreitung effizienter Technologien dazu bei, Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Sektor GHD im Zielszenario weiter abzusenken, als dies in Referenzprognose und Trendszenario der Fall ist.

Der spezifische Energieverbrauch für die **Erzeugung von Raumwärme** in Gebäuden unterschreitet im Zielszenario den entsprechenden Wert der Referenzprognose im Jahr 2030 um 5 %, im Jahr 2050 liegt er um 20% niedriger als im Trendszenario. Dadurch werden 2030 (2050) rund 15 PJ (38 PJ) zusätzlich eingespart (Tabelle 4.4.2.3-1 und Abbildung 4.4.2.3-1).

Auch den anderen Anwendungsbereichen werden im Zielszenario weitere Einsparungen realisiert:

- Für die Erzeugung von Prozesswärme wird im Zielszenario langfristig rund 3 % weniger Endenergie eingesetzt als in RP/TS. Dazu trägt die schnellere Verbreitung von Brennwertkesseln ebenso bei wie eine verstärkte Abwärmenutzung.
- Der Energieverbrauch für die Bereitstellung mechanischer Arbeit wird durch den konsequenten Einsatz elektronisch geregelter Elektromotoren sowie Prozessoptimierung z.B. bei der Druckluftherzeugung gegenüber RP/TS nochmals merklich reduziert. Zwischen 2011 und 2030 (2050) verringert sich der entsprechende Energieverbrauch im Zielszenario um 23 % (42 %) und liegt damit um 8 % (11 %) niedriger als in RP/TS.
- In den Bereichen Kühlen / Lüften / Haustechnik steigt der Energieverbrauch auch im Zielszenario an. Zwischen 2011 und 2030 erhöht er sich um 73 %, bis 2050 ist er knapp drei Mal so hoch wie 2011. Damit fällt der Zuwachs niedriger aus als in RP/TS und unterschreitet den dort erreichten Wert 2030 um 8 % und 2050 um 16 %. Zu den zusätzlichen Einsparungen tragen sowohl der breitere Einsatz effizienter Querschnittstechnologien als auch Verhaltenseffekte bei.

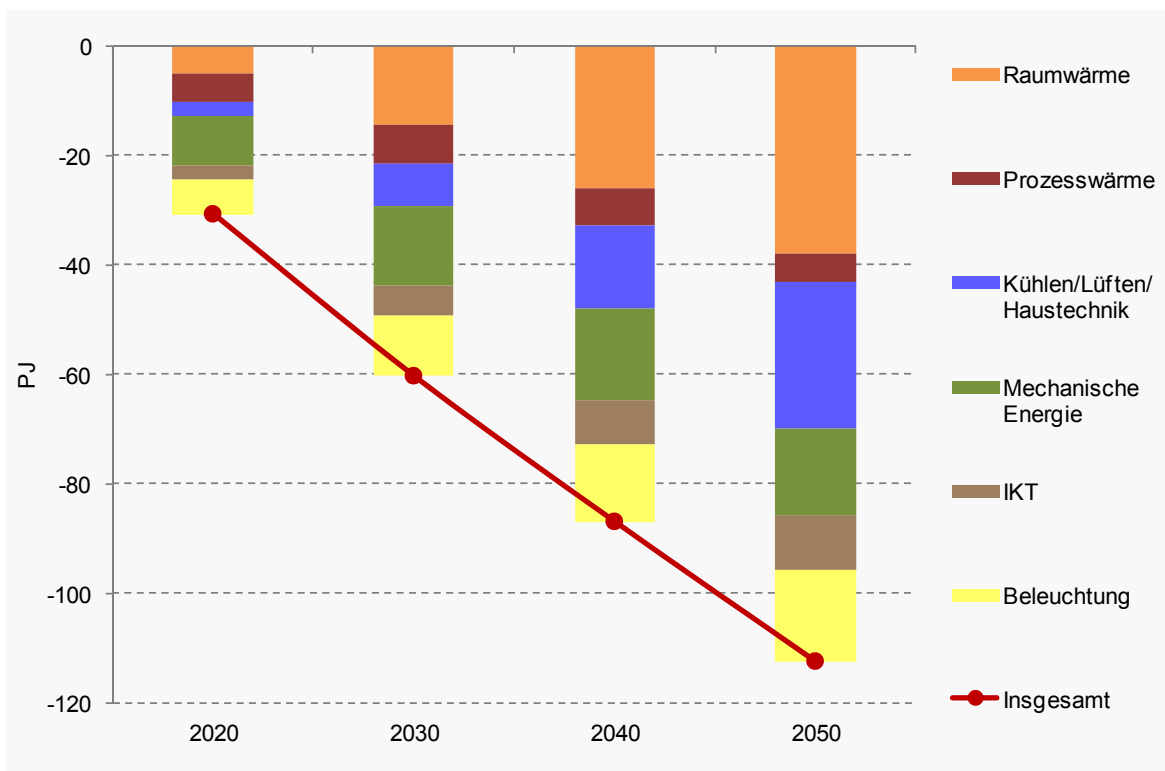
- Der Stromverbrauch für Beleuchtungszwecke verringert sich im Zielszenario weiter als in RP/TS. Im Jahr 2030 liegt der Verbrauch im Zielszenario um 7 % und 2050 um 15 % niedriger. Die schnellere Ausstattung der Brennstellen mit energie-sparender LED- und später mit OLED-Technik trägt dazu ebenso bei wie eine weiter verstärkte Berücksichtigung der gezielten Tageslichtführung für Beleuchtungszwecke bei der Planung von Neubauten.
- Zusätzliche Einsparpotenziale werden im Zielszenario auch bei Büro- und IKT-Geräten genutzt. Der konsequente Einsatz hocheffizienter Geräte führt dazu, dass der Stromverbrauch hier zwischen 2011 und 2030 um 22 % sinkt und damit um 8 % unterhalb des entsprechenden Wertes in der Referenzprog-nose liegt. Im Jahr 2050 verbrauchen Büro- und IKT-Geräten rund 36 % weniger Strom als 2011, das sind 17 % weniger als im Trendszenario.

*Tabelle 4.4.2.3-1: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Anwendungen 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Anwendungsbereich	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme	603	434	360	299	222	189	429	350	284	196	151
Prozesswärme	180	182	185	188	191	191	177	179	181	184	185
Kühlen/Lüften/Haustechnik	50	69	81	94	126	168	66	76	86	111	141
Mechanische Energie	218	198	191	184	164	142	189	179	169	148	126
IKT	80	73	70	68	65	62	70	66	63	56	52
Beleuchtung	215	178	162	148	127	114	172	153	137	112	97
<b>Insgesamt</b>	<b>1.346</b>	<b>1.133</b>	<b>1.049</b>	<b>981</b>	<b>894</b>	<b>865</b>	<b>1.103</b>	<b>1.003</b>	<b>920</b>	<b>807</b>	<b>752</b>
Veränderung ggü. 2011		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Raumwärme		-28%	-40%	-50%	-63%	-69%	-29%	-42%	-53%	-67%	-75%
Prozesswärme		1%	3%	5%	6%	6%	-2%	-1%	1%	2%	3%
Kühlen/Lüften/Haustechnik		38%	62%	88%	152%	236%	32%	52%	73%	121%	182%
Mechanische Energie		-10%	-13%	-16%	-25%	-35%	-14%	-18%	-23%	-32%	-42%
IKT		-9%	-12%	-15%	-20%	-23%	-12%	-17%	-22%	-30%	-36%
Beleuchtung		-17%	-25%	-31%	-41%	-47%	-20%	-29%	-36%	-48%	-55%
<b>Insgesamt</b>		<b>-16%</b>	<b>-22%</b>	<b>-27%</b>	<b>-34%</b>	<b>-36%</b>	<b>-18%</b>	<b>-25%</b>	<b>-32%</b>	<b>-40%</b>	<b>-44%</b>

Quelle: AGEB a, b, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.3-1: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Anwendungsbereichen, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Neben zusätzlichen Energieeinsparungen gegenüber RP/TS zeigt sich im Zielszenario auch ein in Richtung CO<sub>2</sub>-armer oder CO<sub>2</sub>-freier Energieträger veränderter **Energiemix** (Tabelle 4.4.2.3-2 und Abbildung 4.4.2.3-2). Der Einsatz fossiler Energieträger geht bis 2030 und 2050 um jeweils rund 10 %-Punkte weiter zurück als in RP/TS: bis 2030 um 57 % statt um 49 % und bis 2050 um 83 % statt um 73 %. Erneuerbare Energien werden dagegen verstärkt zur Deckung des Energiebedarfs eingesetzt. Bis 2030 vervierfacht sich die Nutzung Erneuerbarer im Zielszenario gegenüber 2011, bis 2050 verfünffacht sie sich. In RP/TS ist eine Verdreifachung (bis 2030) bzw. Vervielfachung (bis 2050) zu verzeichnen.

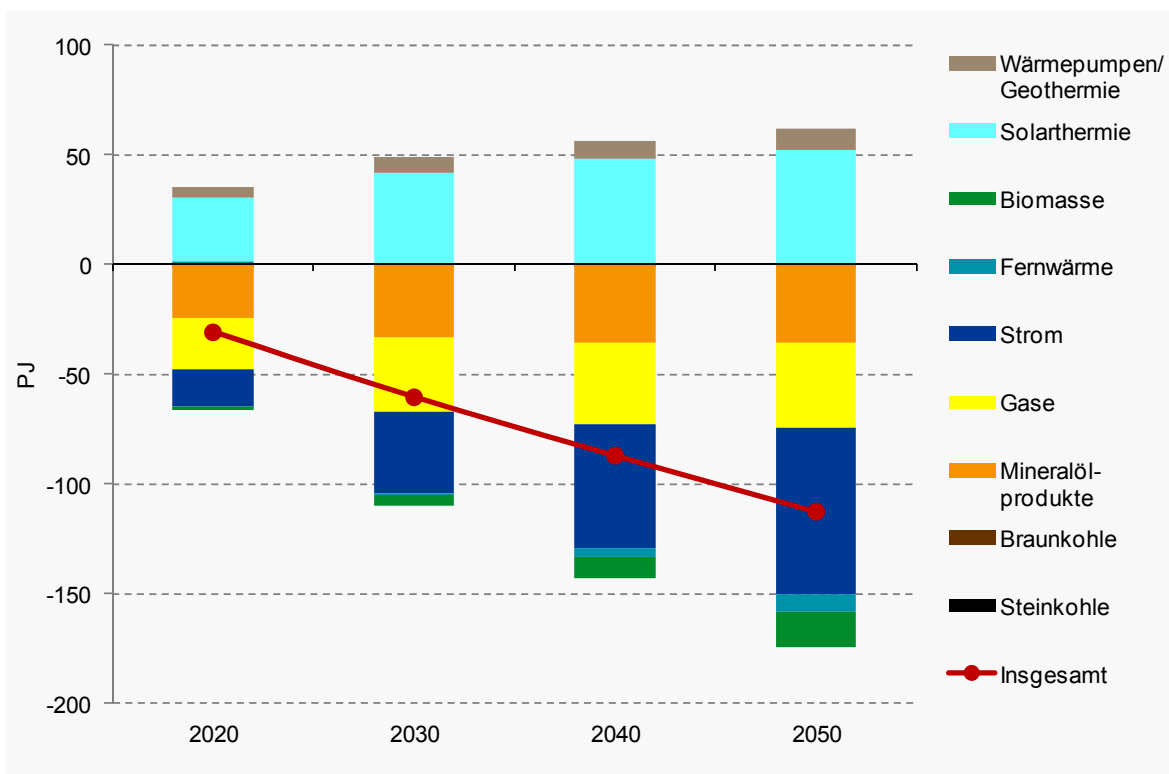
Durch diese Veränderungen tragen **fossile Energien** im Zielszenario im Jahr 2030 (2050) mit 29 % (15 %) zur Deckung des Energiebedarfs bei, in RP/TS sind es dann 34 % (21 %). Der Anteil der **erneuerbaren Energien** steigt bis 2030 (2050) auf 19 % (29 %) statt auf 13 % (20 %) in RP/TS. Wichtigster Energieträger ist auch im Zielszenario **Strom** mit einem Anteil von 46 % im Jahr 2030 und 51 % im Jahr 2050.

*Tabelle 4.4.2.3-2: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Energieträger	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	15	4	2	1	0	0	4	2	1	0	0
Braunkohle	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mineralölprodukte	302	191	156	132	100	81	167	127	99	65	46
Gase	390	292	243	200	140	105	269	213	166	102	66
Strom	507	475	466	458	451	460	458	438	421	395	383
Fernwärme	86	77	70	63	52	47	78	70	62	48	39
Erneuerbare Energien	44	94	112	127	151	173	127	153	172	197	219
Biomasse	36	52	54	55	56	56	50	51	51	50	49
Solarthermie	7	36	50	62	81	99	65	87	103	125	145
Wärmepumpen/Geothermie	1	6	9	11	14	17	11	15	18	22	25
<b>Insgesamt</b>	<b>1.346</b>	<b>1.133</b>	<b>1.049</b>	<b>981</b>	<b>894</b>	<b>865</b>	<b>1.103</b>	<b>1.003</b>	<b>920</b>	<b>807</b>	<b>752</b>
<b>Veränderung ggü. 2011</b>		<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Steinkohle		-74%	-88%	-94%	-99%	-100%	-75%	-88%	-95%	-99%	-100%
Braunkohle		-74%	-88%	-94%	-99%	-100%	-75%	-88%	-95%	-99%	-100%
Mineralölprodukte		-37%	-48%	-56%	-67%	-73%	-45%	-58%	-67%	-79%	-85%
Gase		-25%	-38%	-49%	-64%	-73%	-31%	-45%	-57%	-74%	-83%
Strom		-6%	-8%	-10%	-11%	-9%	-10%	-14%	-17%	-22%	-24%
Fernwärme		-11%	-19%	-27%	-40%	-46%	-9%	-19%	-29%	-45%	-55%
Erneuerbare Energien		112%	155%	188%	242%	292%	187%	247%	289%	348%	396%
Biomasse		42%	48%	51%	54%	55%	38%	41%	42%	39%	34%
Solarthermie		439%	650%	825%	1115%	1394%	879%	1205%	1442%	1785%	2078%
Wärmepumpen/Geothermie		439%	650%	825%	1115%	1394%	879%	1205%	1442%	1785%	2078%
<b>Insgesamt</b>		<b>-16%</b>	<b>-22%</b>	<b>-27%</b>	<b>-34%</b>	<b>-36%</b>	<b>-18%</b>	<b>-25%</b>	<b>-32%</b>	<b>-40%</b>	<b>-44%</b>

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.3-2: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario.



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Um die zusätzlichen Einsparungen gegenüber Referenzprognose/Trendszenario zu realisieren, sind im Zielszenario zusätzlich Investitionen in Höhe von 25 Mrd. EUR (36 Mrd. EUR) im Zeitraum 2011 – 2030 (2011 – 2050) erforderlich (Tabelle 4.4.2.3-3).

Tabelle 4.4.2.3-3: Zusätzliche Investitionen im Sektor GHD im Zielszenario gegenüber Referenzprognose/Trendszenario, in Mrd. EUR (reale Preise, Preisbasis 2011)

GHD (Mrd.)							Summe	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	11-30	11-50
Effizienz	0,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	15,6	26,6
Nutzung EE	0,0	0,3	0,2	0,1	-0,1	-0,3	8,8	8,0
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>	<b>1,2</b>	<b>0,9</b>	<b>0,6</b>	<b>0,3</b>	<b>24,4</b>	<b>34,6</b>

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 4.4.2.4 Endenergieverbrauch im Verkehr

Für den Verkehrssektor existiert keine sektorale Vorgabe zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. Zum nicht sektorspezifisch differenzierten allgemeinen Reduktionsziel soll ein „angemessener“ Beitrag geleistet werden. Im Zielszenario gehen wir davon aus, dass dies für den Verkehrssektor bis 2030 (2050) eine Senkung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ein Niveau von 92 Mio. t



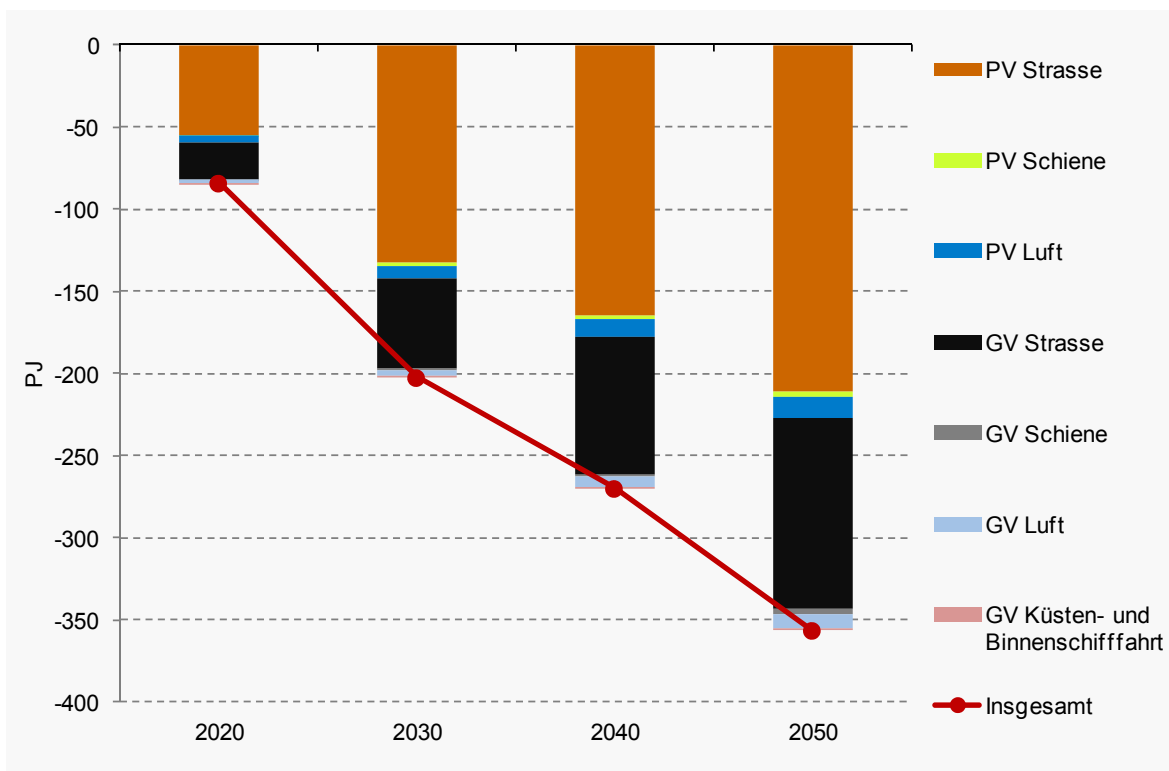
(38 Mio. t) bedeutet. In der Referenzprognose (dem Trendszenario) liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2030 (2050) um 23 Mio. t (49 Mio. t) und damit 25 % (130 %) höher als im Zielszenario.

Im Hinblick auf den **Endenergieverbrauch** gibt das Energiekonzept der Bundesregierung das Ziel vor, im Verkehr bis 2020 (2050) gegenüber 2005 Einsparungen von 10 % (40 %) zu realisieren. Im Zielszenario wird diese Vorgabe umgesetzt. Im Jahr 2030, für das kein Zielwert definiert ist, liegt der Endenergieverbrauch rund 20 % unter dem Niveau von 2005. In der Referenzprognose übersteigt der Endenergieverbrauch den Zielpfad im Jahr 2020 um 84 PJ und im Jahr 2030 um rund 203 PJ. Im Endjahr des Trendszenarios 2050 liegt er mit rund 1.904 PJ rund 23 % über dem Verbrauch im Zielszenario.

Um die Ziele zu erreichen, muss der Energieverbrauch gegenüber Referenzprognose und Trendszenario deutlich gesenkt werden. Zusätzlich ist eine Verringerung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen erforderlich. Dies wird im Zielszenario durch **niedrigere spezifische Kraftstoffverbräuche** insbesondere bei Pkw sowie bei Lkw und Sattelschleppern, eine schnellere Marktdurchdringung von **Elektro-Pkw** und durch **verstärkte Substitution** fossiler durch biogene Kraftstoffe in allen Verkehrszweigen umgesetzt.

Die zusätzlichen Energieeinsparungen nach Verkehrszweig im Zielszenario sind in Abbildung 4.4.2.4-1 dargestellt. Die absoluten Energieverbräuche nach Verkehrszweig zeigt für beide Szenarien Tabelle 4.4.2.4-1. Mit einem Anteil von rund zwei Dritteln am gesamten Verkehr haben die **Einsparungen bei Pkw den größten Anteil**. Absolut liegt der Verbrauch der Pkw im Jahr 2030 (2050) rund 130 PJ (203 PJ) niedriger als in der Referenzprognose (im Trendszenario). Auf den **Straßengüterverkehr** entfallen rund 30 % der zusätzlichen Einsparungen. Absolut werden im Straßengüterverkehr im Jahr 2030 (2050) zusätzlich 55 PJ (117 PJ) eingespart.

Abbildung 4.4.2.4-1: Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr nach Verkehrszweigen, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 4.4.2.4-1: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Verkehrszweigen, 2011 – 2050, in PJ, Veränderung in %. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario

Verkehrsart und -träger	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Personenverkehr</b>	<b>1.689</b>	<b>1.524</b>	<b>1.418</b>	<b>1.312</b>	<b>1.143</b>	<b>1.012</b>	<b>1.465</b>	<b>1.309</b>	<b>1.170</b>	<b>965</b>	<b>784</b>
Straßenverkehr	1.380	1.194	1.093	998	855	754	1.139	991	865	690	543
Schienenverkehr	43	43	43	43	42	40	43	42	42	40	38
Luftverkehr	266	287	282	271	246	217	283	276	264	235	204
<b>Güterverkehr</b>	<b>878</b>	<b>874</b>	<b>900</b>	<b>907</b>	<b>900</b>	<b>892</b>	<b>848</b>	<b>857</b>	<b>847</b>	<b>808</b>	<b>763</b>
Straßenverkehr	752	723	738	733	706	681	700	698	678	623	564
Schienenverkehr	33	36	39	42	49	55	36	38	41	47	52
Luftverkehr	80	103	112	119	131	140	102	109	116	126	132
Küsten- und Binnenschifffahrt	13	12	12	12	14	16	12	11	11	13	15
<b>Insgesamt</b>	<b>2.568</b>	<b>2.397</b>	<b>2.319</b>	<b>2.219</b>	<b>2.043</b>	<b>1.904</b>	<b>2.313</b>	<b>2.166</b>	<b>2.017</b>	<b>1.773</b>	<b>1.547</b>

Quelle: AGEB a, Prognos 2013

Bezogen auf die einzelnen im Verkehr eingesetzten **Energieträger** sind die Differenzen zwischen den beiden Szenarien in Abbildung 4.4.2.4-2 dargestellt. Die Absolutwerte der Energieverbräuche nach Energieträger in den beiden Szenarien sind in Tabelle 4.4.2.4-2 angegeben.

Im Zielszenario werden **fossile Energieträger** verstärkt durch Strom und Biokraftstoffe substituiert. Dadurch können im Jahr 2030 (2050) rund 360 PJ (810 PJ) fossile Kraftstoffe eingespart werden. Relativ fällt die Nachfrage an fossilen Kraftstoffen gegenüber der Referenzprognose um ein Fünftel niedriger (im Vergleich zum Trendszenario halb so hoch) aus.

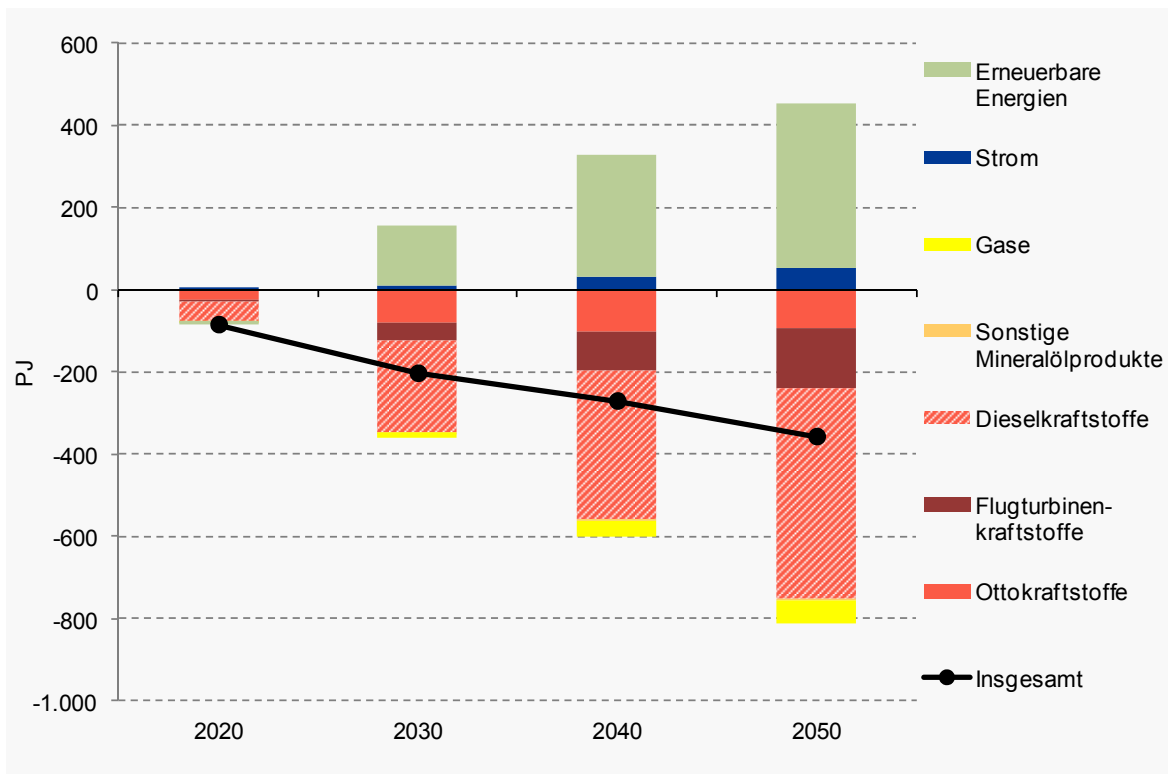
Im Gegenzug müssen im Zielszenario im Jahr 2030 (2050) zusätzlich 11 PJ (52 PJ) **Strom** bereitgestellt werden. Zur weiteren Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen werden im Zielszenario 2030 (2050) zusätzlich 145 PJ (403 PJ) **Biomasse** eingesetzt. Der biogene Anteil an flüssigen Kraftstoffen erhöht sich dadurch auf 20 % im Jahr 2030 und auf über 50 % im Jahr 2050. Zudem wird verstärkt **Biogas** eingesetzt (Tabelle 4.4.2.4-3). Dabei wird davon ausgegangen, dass mittel- und langfristig Biokraftstoffe der zweiten oder dritten Generation zur Verfügung stehen und genutzt werden. Darüber, wann und zu welchen Kosten die entsprechenden Kraftstoffe verfügbar sind, besteht zurzeit große Unsicherheit. Alternativ könnte ein verstärkter Einsatz von Biogas eine größere Rolle bei der Substitution von fossilen Kraftstoffen spielen.

*Tabelle 4.4.2.4-2: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern, 2011 – 2050, in PJ. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralölprodukte	2.382	2.076	1.963	1.823	1.545	1.319	2.000	1.734	1.476	985	565
Ottokraftstoffe	788	476	392	333	251	168	453	336	254	150	76
Flugturbinenkst.	347	351	352	348	328	304	346	328	304	234	158
Dieselkraftstoffe	1.224	1.228	1.198	1.125	949	832	1.180	1.052	902	586	317
Sonstige Mineralölprodukte	24	21	20	17	16	16	20	18	16	15	15
Gase	9	27	53	86	145	180	26	49	75	104	124
Strom	60	65	72	82	106	128	66	77	93	137	180
Wasserstoff	0	0	0	0	5	22	0	0	0	5	20
Erneuerbare Energien	117	229	230	228	242	254	221	306	373	542	657
<b>Insgesamt</b>	<b>2.568</b>	<b>2.397</b>	<b>2.319</b>	<b>2.219</b>	<b>2.043</b>	<b>1.904</b>	<b>2.313</b>	<b>2.166</b>	<b>2.017</b>	<b>1.773</b>	<b>1.547</b>

Quelle: AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.4.2.4-2: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern, 2020 – 2050, in PJ. Differenz zwischen Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 4.4.2.4-3: Biogener Anteil an flüssigen Kraftstoffen und Methan im Verkehr, 2011 – 2050. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario

	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
flüssige Kraftstoffe	5%	10%	11%	11%	13%	15%	10%	15%	20%	35%	53%
Biogas an Methan	0%	3%	4%	6%	9%	12%	3%	7%	10%	16%	23%

Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Rund 60 % der im Zielszenario gegenüber RP/TS zusätzlichen Einsparungen im Verkehrssektor entfallen auf die Pkw. Die hier zusätzlich umgesetzten Maßnahmen sind entscheidend dafür, um den Zielpfad im Verkehr zu erreichen. Der über den Bestand gemittelte **Durchschnittsverbrauch der Pkw** – umgerechnet in Dieseläquivalente – sinkt zwischen 2011 und 2030 (2050) von 7,5 l/100 km auf 4,4 l/100 km (2,8 l/100 km) (Tabelle 4.4.2.4-4). Im Vergleich zur Referenzprognose (zum Trendszenario) liegt der spezifische Verbrauch dann um 14 % (29 %) niedriger. Die deutlichen Effizienzsteigerungen werden mittelfristig u.a. durch die Optimierung der Aerodynamik, Verbesserungen im Antriebsstrang und verbrauchssenkende Verkehrsflussteuerung erreicht. Längerfristig ist der verstärkte Einsatz von effizienten Elektroantrieben im Zielszenario entscheidend, um auch nach 2030 den spezifischen Verbrauch weiter zu senken. Während Diesel-Pkw bis 2030 eine

im Vergleich zum Gesamtbestand überdurchschnittliche Effizienz aufweisen, liegt der mittlere spezifische Verbrauch des Bestandes aller zugelassenen Pkw im Jahr 2050 um rund 20 % unter dem Niveau von Dieselfahrzeugen.

*Tabelle 4.4.2.4-4: Durchschnittlicher spezifischer Verbrauch neu zugelassener Pkw und des Pkw-Bestands, insgesamt und Dieselantriebe, 2011 – 2050, in l Diesel-Äquivalent/100 km und Index, 2011=100. Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario*

Diesel-Äquivalent/100 km	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Bestand	7,5	6,2	5,6	5,1	4,4	4,0	5,9	5,1	4,4	3,5	2,8
Neuzulassungen	6,2	5,1	4,7	4,4	3,9	3,6	4,3	3,9	3,5	2,8	2,2
Bestand, Dieselantrieb	6,7	5,5	5,1	4,7	4,3	4,1	5,2	4,6	4,2	3,7	3,5
Neuzulassungen, Dieselantrieb	5,5	4,7	4,5	4,3	4,1	4,0	4,0	3,8	3,7	3,4	3,2

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Im Zielszenario liegt der **Anteil der Fahrzeuge mit Elektroantrieb** etwa doppelt so hoch wie in Referenzprognose und Trendszenario. Im Jahr 2020 wird das Ziel von einer Million Fahrzeugen annähernd erreicht (Tabelle 4.4.2.4-5). Im Jahr 2030 machen sechs Millionen Elektro-Pkw einen Anteil von 14 % am Bestand aus, im Jahr 2050 sind es mit 22 Mio. Fahrzeugen mehr als die Hälfte des Pkw-Bestandes.

Um eine den Annahmen entsprechende Verbreitung von Elektro-Pkw zu realisieren sind aus heutiger Sicht einige **Hemmnisse zu überwinden**:

- **Elektro-Pkw** sind heute noch deutlich teurer als vergleichbare Fahrzeuge mit konventionellem Antrieb. Das liegt vor allem an den hohen Kosten für Batterien.
- Die Reichweite heutiger **Elektro-Pkw** wird als zu klein empfunden und ihre Betankung dauert vergleichsweise lange. Das erfordert ggf. eine angepasste Nutzung.
- Die (Strom-) **Tankstelleninfrastruktur** ist noch weitmässig, und bei der Betankung bestehen Unsicherheiten durch die fehlende Normung von Steckern.

Neben der Überwindung dieser Hindernisse könnten **ordnungsrechtliche** Vorschriften den Kauf von Elektro-Pkw anreizen, wie z.B. innerstädtische Zonen oder Fahrspuren, die ausschließlich von Elektrofahrzeugen genutzt werden dürfen oder die sukzessive Reduzierung von Parkraum für Fahrzeuge mit konventionellen Antrieben.

Tabelle 4.4.2.4-5: Bestand an Pkw mit Elektroantrieb und Pkw insgesamt, 2011 – 2050, in Tsd.

Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario

Bestand in Tsd.	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Elektroantriebe	2,3	536	1.495	2.850	6.162	9.828	995	3.030	6.000	13.769	22.239
Pkw insgesamt	42.302	44.264	44.629	44.420	43.812	42.345	44.264	44.629	44.420	43.812	42.345

Quelle: KBA 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014

Der **durchschnittliche Verbrauch der Lkw und Sattelzüge** sinkt ausgehend von 22,4 l/100 km im Jahr 2011 im Zielszenario bis 2030 (2050) auf 16 l / 100 km (13 l / 100 km). Damit liegt er um 8 % (16 %) niedriger als in Referenzprognose und Trendszenario (Tabelle 4.4.2.4-6).

Im **Luftverkehr** sind die zusätzlichen Einsparpotenziale erheblich kleiner als im Straßenverkehr. Im Zielszenario wird bis 2030 (2050) das Verhältnis von Verbrauch und Verkehrsleistung gegenüber dem Trendszenario um zusätzliche 3 % (6 %) gesenkt.

Tabelle 4.4.2.4-6: Durchschnittlicher spezifischer Verbrauch der Lkw und Sattelzüge sowie im Luftverkehr, 2011 – 2050, in l Diesel-Äquivalent/100 km, kJ/Pkm-Äquivalente und Index, 2011=100.

Vergleich von Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario

	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Lkw u. Sattelzg (l D.-Äqu./100 km)	22,4	19,3	18,7	17,8	16,2	15,4	18,6	17,6	16,4	14,2	12,9
Luftverkehr (kJ / Pkm-Äquivalente)	4,8	4,6	4,4	4,2	3,8	3,4	4,6	4,3	4,1	3,6	3,2

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Erhöhte Elektrifizierung und zusätzliche Maßnahmen zur Senkung der spezifischen Verbräuche sind mit **zusätzlichen Investitionen** beim Kauf von Pkw im Zielszenario verbunden. Bis 2025 steigen die Mehrinvestitionen auf 6,5 Mrd. EUR p.a. an und sinken danach aufgrund von Lerneffekten bis auf weniger als eine Mrd. EUR im Jahr 2050 (Tabelle 4.4.2.4-7). Kumuliert über den Zeitraum 2011 bis 2030 (2050) belaufen sich die Mehrinvestitionen auf rund 86 Mrd. EUR (168 Mrd. EUR).

Tabelle 4.4.2.4-7: Zusätzliche Investitionen für Pkw im Zielszenario gegenüber Referenzprognose/Trendszenario, 2011 – 2050 und kumuliert bis 2030 und 2050, real, in Mrd. EUR (reale Preise, Preisbasis 2011)

Verkehr (Mrd. EUR)							Summe	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	11-30	11-50
Pkw	0,0	5,1	6,5	6,4	4,4	0,7	85,9	168,3

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Auch im Schienenverkehr, dem Verkehr der Busse und der motorisierten Zweiräder sowie der Binnenschifffahrt werden Einsparungen durch erhöhte Energieeffizienz erreicht. Wegen Ihrem geringen Anteil am Energieverbrauch im Verkehr insgesamt wird hier auf eine detaillierte Beschreibung verzichtet. Effizienzsteigerungen im Schienenverkehr und in der Binnenschifffahrt machen einen Anteil von 1-2 %, Einsparungen im Bus- und Zweiradverkehr einen Anteil von 2-4 % an den gesamten Energieeinsparungen im Verkehrssektor aus.

## 4.5 Elektrizitäts- und Fernwärmesektor

### Das Wichtigste in Kürze

Während die Referenzprognose die aus Sicht der Autoren wahrscheinlichste Entwicklung der Energiemärkte darstellt, sind für das Zielszenario weitere Maßnahmen notwendig, um den Beitrag des Umwandlungssektors zur Erreichung der energiepolitischen Ziele zu erhöhen. Die Durchsetzung dieser zusätzlichen Maßnahmen geht mit unverhältnismäßig hohen Aufwänden einher und wird daher von den Autoren als unwahrscheinlich eingestuft:

- Um die nationalen Treibhausgasemissionen auf die Zielwerte des Energiekonzepts (minus 55% bis 2030 und minus 80% bis 2050) zu reduzieren, müsste die Erzeugung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken gegenüber Referenzprognose und Trendszenario stärker gesenkt werden als dies unter den erwarteten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems der Fall wäre. Dazu wären zusätzliche nationale Maßnahmen erforderlich, die den CO<sub>2</sub>-Preis dämpfen und die Emissionen im europäischen Ausland entsprechend erhöhen würden.
- In der kurzen Frist wären zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore Windenergie neben einer Sicherung der Finanzierung des Netzausbaus auch die benötigten Planungszeiträume zu reduzieren und bei der Anpassung der Fördersysteme stärker zu berücksichtigen.
- Trotz einer stärkeren Förderung von Klein- und Mikro-KWK-Anlagen wird das KWK-Ziel in 2020 auch im Zielszenario nicht erreicht. Die Ursachen sind rückläufige residuale Elektrizitäts- sowie Wärmenachfragen und damit gegenläufige Ziele für Effizienzverbesserungen, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung.
- Gegenüber Referenzprognose und Trendszenario liegt die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken nach 2030 um über 100 TWh niedriger. Trotz einer geringeren Nachfrage steigt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien an. Zusätzlich resultiert bei Zielerreichung ein höherer Importsaldo für elektrische Energie.

#### 4.5.1 Zusätzliche Maßnahmen

Während die Referenzprognose die aus Sicht der Autoren wahrscheinlichste Entwicklung der Energiemärkte darstellt, sind für das Zielszenario weitere Maßnahmen notwendig, um die Ziele des Energiekonzepts zu erreichen. Vor dem Hintergrund, dass in Referenzprognose (bis 2030) und Trendszenario (bis 2050) mit Blick auf Zielerreichung bereits politische Eingriffe antizipiert wurden, handelt es sich bei den **zusätzlichen Maßnahmen des Zielszenarios** um Anpassungen, welche aus Sicht der Bearbeiter unter den getroffenen Annahmen als nicht wahrscheinlich einzustufen



sind, obwohl sie zur Zielerreichung nötig wären. Der Grund hierfür sind Konflikte zwischen den Zielen des Energiekonzepts und unverhältnismäßig hohe Aufwände zur Erreichung einzelner Zielmarken.

Im Folgenden werden die unterstellten zusätzlichen Maßnahmen des Zielszenarios für den Umwandlungssektor vorgestellt:

*Geringere Erzeugung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken*

Zur Zielerreichung sind im Umwandlungssektor zusätzliche Anstrengungen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen erforderlich, um die nationalen Ziele zu erreichen. Die in der Referenzprognose angenommene Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionskosten reicht dazu in der kurzen und langen Frist nicht aus. Zur Erreichung der Ziele werden zusätzliche Maßnahmen benötigt, welche einer Erhöhung der Grenzvermeidungskosten für CO<sub>2</sub> zwischen 12-20 EUR<sub>2011</sub>/t CO<sub>2</sub> entsprechen (Tabelle 4.5.1-1). Somit ergeben sich weitere Verschiebungen zugunsten emissionsärmerer Erzeugung, und es wird die Erzeugung aus fossilen Brennstoffen verstärkt durch erneuerbare Energien substituiert.

*Tabelle 4.5.1-1: Zusätzliche reale und nominale Grenzvermeidungskosten für CO<sub>2</sub> im Zielszenario, 2011 – 2050, in EUR/t CO<sub>2</sub>*

	Zielszenario					
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Zusätzliche Grenzvermeidungskosten für CO <sub>2</sub> (EUR/t CO <sub>2</sub> ) (reale Preise, Basis 2011)	0	17	16	13	12	20
Zusätzliche Grenzvermeidungskosten für CO <sub>2</sub> (EUR/t CO <sub>2</sub> ) (nominale Preise)	0	21	22	20	23	47

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Dabei könnte die Ausgestaltung der politischen Instrumente von unterschiedlicher Natur sein. Zum einen könnten nationale Maßnahmen ergriffen werden, wie dies beispielsweise in Norwegen (CO<sub>2</sub>-Steuer) oder den Niederlanden (Kohlesteuer) erfolgt, um die Emission von Treibhausgasen innerhalb der Landesgrenzen zu verteuern. Allerdings würden solche nationalen Eingriffe die Gesamtkosten der Emissionsminderung innerhalb des EU-ETS erhöhen. Die Binnenmarktcompatibilität solcher Maßnahmen wäre im Einzelfall zu prüfen.

Zum anderen könnte sich Deutschland auf europäischer Ebene für eine stärkere Verknappung von Zertifikaten einsetzen und somit den EU-weiten CO<sub>2</sub>-Preis anheben. Auch könnte die Anrechnung flexibler Mechanismen auf europäischer Ebene reduziert und damit das Preisniveau für Zertifikate gestützt werden. Diesbezüglich ist zu berücksichtigen, dass Anpassungen am Zertifikatshandel nur schwer auf europäischer Ebene umsetzbar sind. Auch würde die Beeinflussbarkeit der Erreichung deutscher energiepolitischer Ziele teilweise nach Europa abgegeben. Gerade vor dem Hinter-

grund der aktuellen Diskussionen zu den Kosten der Energiewende und der schwierigen Verhandlungen auf europäischer Ebene im vergangenen Jahr zum Backloading, schätzen wir auch die Umsetzung solcher Maßnahmen als schwierig ein.

#### *Schnellerer Ausbau von Wind Offshore*

Der zielgerechte Ausbau der Windenergie Offshore würde eine Beschleunigung des Netzausbaus erfordern. Dazu müsste die Finanzierung des Netzausbaus für Investoren attraktiver gestaltet werden. Bisher bestanden Schwierigkeiten unter anderem bei der Beschaffung des Kapitals für den umfangreichen Offshore-Netzausbau. Vor dem Hintergrund, dass die Offshore-Haftungsumlage einzig die versäumte Einspeisevergütung, nicht aber die zusätzlich notwendige Instandhaltung der Anlagen bei fehlendem Netzanschluss finanziert, spielt die Unsicherheit im Netzausbau eine zentrale Rolle bei Entscheidungen über Investitionen in Offshore Windenergieanlagen. Hinzu kommt, dass sich Projektplanungszeiträume für Offshore Windparks auf bis zu fünf Jahre belaufen und die Einspeisevergütung erst mit der ersten eingespeisten Kilowattstunde bestimmt wird. Daher sind für eine Zielerreichung neben Verbesserungen bei der Finanzierung des Netzausbaus auch die Planungshorizonte entsprechender Windparks zu verkürzen und bei der Festlegung der Einspeisevergütungen verstärkt zu berücksichtigen. Für eine Zielerreichung bis 2020 müssten dazu bereits sehr kurzfristig Anpassungen vorgenommen werden, welche zeitnah zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen würden. Angesichts der Diskussion um die Kosten der Energiewende halten wir diese Maßnahme für nur schwer umsetzbar.

#### *Mehr Nachfrageflexibilität durch Elektromobilität*

Der stärkere Zuwachs an Elektromobilität führt im Zielszenario zu mehr Nachfrageflexibilität auf dem Strommarkt.

#### *Vermehrte Verfeuerung von Biomasse in der Industrie*

Die nationalen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und die verstärkte Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung stehen grundsätzlich nicht im Gegensatz zueinander. Allerdings zeigt sich für eine gleichzeitige Zielerreichung bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Stärkung der KWK die Notwendigkeit, zunehmend Biomasse in KWK-Anlagen zu verfeuern. Aus Gründen der regionalen Verfügbarkeit sowie entsprechender Kosten halten wir eine solche Maßnahme für schwierig umsetzbar.

#### *Stärkere Förderung von KWK in der Objektversorgung*

Für eine Stärkung der KWK müsste vor dem Hintergrund abnehmender Potenziale für großtechnische KWK-Anlagen zunehmend kleinskalige KWK dezentral Anwendung finden. Dazu müssten Eigenerzeugung und Selbstverbrauch dieses verbrauchsnahe KWK-Stroms angereizt werden. Dies würde zu einer Kostenerhö-

hung und einer Ungleichbehandlung zwischen KWK- und anderen dezentralen Anlagen führen. Aus diesen Gründen sehen wir eine solche Maßnahme als problematisch an.

#### *Mehr Flächen für die Nutzung von Windenergieanlagen*

Durch Lockerung der Abstandsregelungen stehen mehr innerdeutsche Flächen für die Nutzung der Windenergie zur Verfügung. Dies führt allerdings zwangsläufig zu einer Verschlechterung der Akzeptanz des Windenergieausbaus, welcher für die Zielerreichung andererseits von großer Bedeutung ist.

#### *Geringere Anpassungen bezüglich des Eigenverbrauchs*

Die derzeitige indirekte Begünstigung des Eigenverbrauchs selbsterzeugten Stroms und die damit verbundenen negativen Kosten- und Verteilungseffekte wurden in Abschnitt 4.2.4.4 behandelt. Für eine Stärkung erneuerbarer Energien in Deutschland könnten sinnvolle Anpassungen bspw. in Bemessungsgrundlagen für Netzentgelte, welche in der Referenzprognose angenommen wurden, im Zielszenario geringer ausfallen. So würde die Begünstigung des Eigenverbrauchs länger aufrechterhalten. Die Autoren sehen dies als problematisch an.

### **4.5.2 Stromerzeugung**

Die **Bruttostromerzeugung** in Referenzprognose und Trendszenario sowie im Zielszenario ist in Tabelle 4.5.2-1 ausgewiesen. Es wird deutlich, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zielszenario deutlich stärker zunimmt als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern ist entsprechend stärker rückläufig. Der Anteil der nationalen erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch steigt im Zielszenario von gut 20 % im Jahr 2011 über 46 % (2020) und 62 % (2030) auf 79 % im Jahr 2050. Damit ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Zielszenario kurzfristig um gut 5 %-Punkte höher und ab 2030 um mehr als 10 %-Punkte höher als in der Referenzprognose und dem Trendszenario.

Tabelle 4.5.2-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern in Referenzprognose, Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, in TWh

Bruttostromerzeugung [TWh]	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	112	106	101	109	57	52	45	44	32	11	6
Braunkohle	150	156	143	140	104	31	147	119	113	64	20
Gas	83	47	61	64	97	106	54	62	47	59	45
Heizöl	7	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2
Kernenergie	108	63	0	0	0	0	63	0	0	0	0
Speicher	6	5	5	1	0	7	6	4	1	1	5
Lauf- und Speicherwasser	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Windkraft	49	100	124	143	150	209	116	141	155	163	214
onshore	48	83	90	107	112	136	92	99	111	116	150
offshore	1	17	35	36	39	73	24	42	44	46	64
PV	20	56	61	67	72	73	57	63	70	74	75
Biomasse	33	52	53	52	50	48	54	53	63	59	60
Sonstige Brennstoffe	25	14	15	15	15	14	14	15	15	15	14
<b>Gesamtsumme</b>	<b>609</b>	<b>618</b>	<b>582</b>	<b>612</b>	<b>565</b>	<b>561</b>	<b>576</b>	<b>518</b>	<b>516</b>	<b>466</b>	<b>459</b>
<b>Exportsaldo [TWh]</b>	<b>6</b>	<b>41</b>	<b>18</b>	<b>53</b>	<b>19</b>	<b>7</b>	<b>23</b>	<b>-9</b>	<b>7</b>	<b>-17</b>	<b>-16</b>
<b>Bruttostromverbrauch [TWh]</b>	<b>603</b>	<b>577</b>	<b>564</b>	<b>559</b>	<b>546</b>	<b>554</b>	<b>553</b>	<b>527</b>	<b>509</b>	<b>483</b>	<b>475</b>
<b>Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien [TWh]</b>	<b>124</b>	<b>234</b>	<b>265</b>	<b>289</b>	<b>299</b>	<b>356</b>	<b>254</b>	<b>282</b>	<b>314</b>	<b>323</b>	<b>375</b>
<b>Anteil erneuerbarer Energien am BSV [%]</b>	<b>21%</b>	<b>41%</b>	<b>47%</b>	<b>52%</b>	<b>55%</b>	<b>64%</b>	<b>46%</b>	<b>53%</b>	<b>62%</b>	<b>67%</b>	<b>79%</b>

Quelle: AGEB, Prognos/EWI/GWS 2014

Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** ist im Zielszenario in allen Stichjahren geringer als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Kurzfristig können sich Braunkohlekraftwerke auch im Zielszenario im Erzeugerwettbewerb behaupten. Bis 2050 reduziert sich die Erzeugung aus Braunkohle im Zielszenario jedoch um über 85 % gegenüber 2011 auf 20 TWh. Diese Entwicklung ist vor allem durch die zusätzlichen politischen Instrumente zur Reduktion der Stromerzeugung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Technologien (bspw. einer Erhöhung der Emissionskosten) und den niedrigeren Stromverbrauch gegenüber dem Trendszenario bedingt.

Die Verstromung von **Steinkohle** liegt im Zielszenario im Jahr 2020 um fast 60 % niedriger als in der Referenzprognose. Diese deutliche Reduktion ist auf die zusätzlichen Anstrengungen zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung und den niedrigeren Stromverbrauch im Zielszenario zurückzuführen. Die Steinkohle verliert somit kurzfristig an Wettbewerbsfähigkeit, bleibt jedoch anschließend bis 2025 im Erzeugungsmix etwa konstant. Bis 2050 sinkt die Erzeugung weiter auf 6 TWh, was einer Reduktion um ca. 95 % gegenüber 2011 entspricht.

Die **erdgasbasierte Stromerzeugung** sinkt im Zielszenario bis 2020 weniger stark als in der Referenzprognose und liegt danach im Jahr 2025 etwa auf deren Niveau. Langfristig ist die Erzeugung der Gaskraftwerke im Zielszenario aufgrund des niedrigeren Stromverbrauchs und der Stromimporte mit 45 TWh deutlich geringer als im Trendszenario. Dennoch ist Erdgas in 2050 auch im Zielszenario der mit Abstand bedeutendste konventionelle Energieträger im deutschen Stromversorgungssystem.

Der Anteil der **Windenergie** an der Bruttostromerzeugung steigt mittelfristig im Zielszenario deutlich stärker an als in Referenzprognose und Trendszenario. Bis 2040 liegt die Stromerzeugung aus Windenergie im Zielszenario somit in allen Stichjahren über den Werten von Referenzprognose und Trendszenario. Im Jahr 2050 ist die Verstromung von Windenergie in Trend- und Zielszenario etwa gleich. Da der Stromverbrauch im Zielszenario deutlich niedriger ist, wird im Zielszenario in 2050 weniger elektrische Energie in Offshore Windparks erzeugt.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaikanlagen** ist im Zielszenario in allen Stichjahren etwas höher als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Diese Differenz ist auf einen verstärkten Ausbau von Photovoltaik-Anlagen für den Eigenverbrauch zurückzuführen.

Die Stromerzeugung aus **Biomasse** ist im Zielszenario größer als in Referenzprognose und Trendszenario, da aufgrund der sehr geringen Treibhausgasemissionen biogene Brennstoffe für KWK-Anlagen attraktiver werden.

Die **Stromerzeugung aus Speichern** ist im Zielszenario wie in Referenzprognose bzw. Trendszenario rückläufig. Dies ist auf die zunehmende Flexibilisierung des Stromverbrauchs durch DSM zurückzuführen. Wie in Tabelle 4.5.2-2 dargestellt, ist die in DSM-Prozessen verschobene elektrische Energie im Zielszenario ab 2040 deutlich höher als im Trendszenario. Diese Differenz ist vor allem auf die höhere Zahl an Elektrofahrzeugen im Zielszenario zurückzuführen.

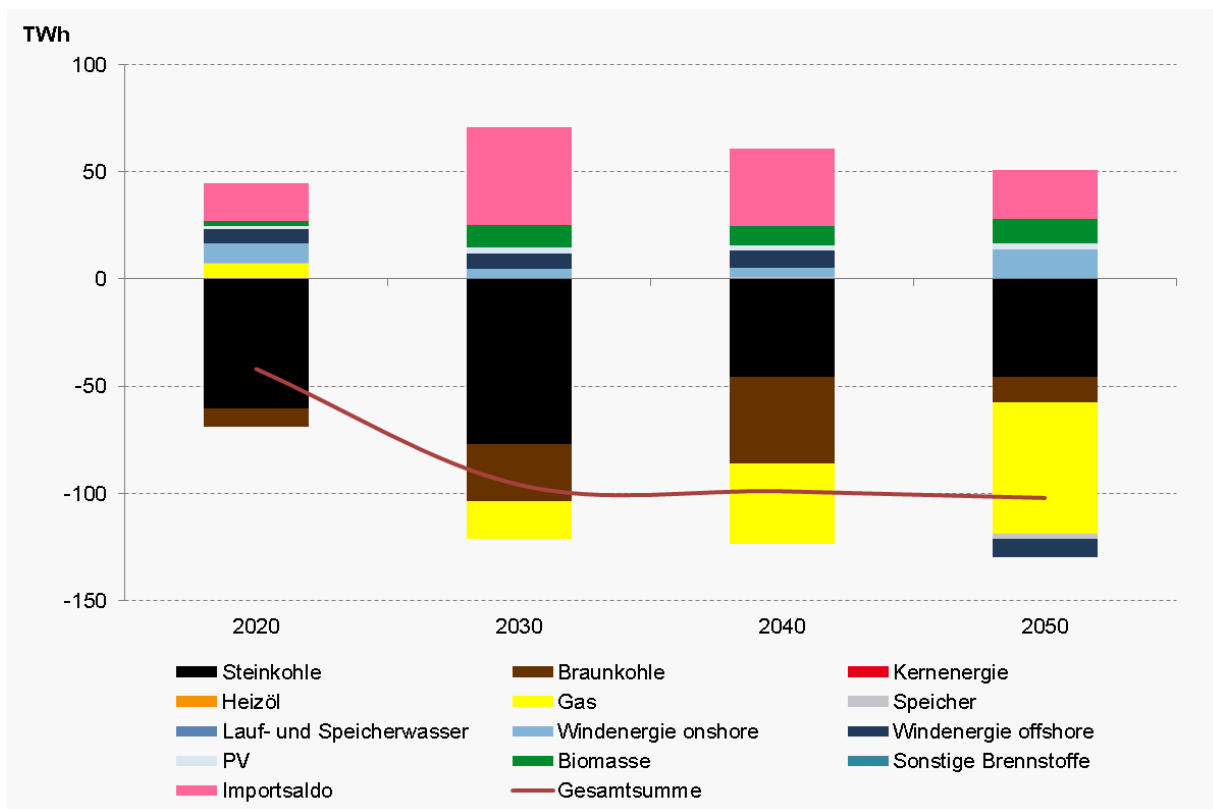
*Tabelle 4.5.2-2: Einsatz von Demand Side Management in Referenzprognose, Trendszenario und Zielszenario 2020 – 2050, in TWh*

	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
In DSM Prozessen verschobene elektrische Energie [TWh]	0	2	4	6	11	18	2	3	5	12	26

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 4.5.2-1 stellt abschließend die **Differenzen** der Bruttostromerzeugung zwischen Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario grafisch dar.

Abbildung 4.5.2-1: Differenzen in der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern zwischen Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, in TWh



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 4.5.3 Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmeerzeugung

Der Anteil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen an der gesamten Nettostromerzeugung steigt im Zielszenario gegenüber Referenzprognose und Trendszenario deutlich an. Durch eine Förderung der Anlagen in der Objektversorgung kommt es kurzfristig zu einem verstärkten Ausbau der auf Erdgas basierten Erzeugung. Langfristig gewinnt zudem eine gekoppelte Erzeugung in Biomasseanlagen in der Industrie an Bedeutung.

Tabelle 4.5.3-1: Bruttostromerzeugung und Nettostromerzeugung nach Energieträgern sowie Anteil an der Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen, Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario, 2011 – 2050, in TWh

Energieträger	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	15	17	13	30	24	21	15	12	12	6	3
Braunkohle	6	7	7	5	1	0	7	7	5	2	0
Erdgas	51	43	51	53	80	77	51	54	38	48	32
Biomasse	16	20	22	24	29	27	22	21	35	48	48
Sonstige	5	12	13	13	13	13	12	13	13	13	13
<b>Gesamte Bruttostromerzeugung KWK</b>	<b>94</b>	<b>99</b>	<b>106</b>	<b>125</b>	<b>146</b>	<b>137</b>	<b>107</b>	<b>107</b>	<b>104</b>	<b>116</b>	<b>96</b>
<b>Gesamte Nettostromerzeugung KWK</b>	<b>91</b>	<b>96</b>	<b>103</b>	<b>121</b>	<b>143</b>	<b>134</b>	<b>105</b>	<b>104</b>	<b>102</b>	<b>115</b>	<b>95</b>
<b>Anteil an der Nettostromerzeugung</b>	<b>15,9%</b>	<b>16,1%</b>	<b>18,3%</b>	<b>20,4%</b>	<b>25,6%</b>	<b>23,7%</b>	<b>18,7%</b>	<b>20,6%</b>	<b>20,1%</b>	<b>24,6%</b>	<b>19,9%</b>

Quelle: Eurostat, Umweltbundesamt, Prognos/EWI/GWS 2014

Die **Nettostromerzeugung in KWK** nimmt im Zeitraum bis 2040 leicht zu und ist danach wieder rückläufig. Insgesamt ist die Erzeugung in KWK-Anlagen im Zielszenario, abgesehen von den Stichjahren 2020 und 2025, niedriger als in Referenzprognose und Trendszenario. Der Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen an der gesamten Nettostromerzeugung steigt jedoch an, was auf die Erfüllung der Energieeffizienzziele und den damit einhergehenden Rückgang der gesamten Stromerzeugung zurück zu führen ist.

Die **gekoppelte Stromerzeugung** aus Steinkohle im Zielszenario unterscheidet sich signifikant von der Referenzprognose. Durch die zusätzlichen politischen Instrumente zur Reduktion der Erzeugung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Technologien steigt die Erzeugung im Vergleich zur Referenzprognose bzw. Trendszenario nicht an und geht langfristig auf ein Niveau unter 10 TWh zurück. Es zeigt sich deutlich eine Verschiebung der Erzeugung zu Erdgas und Biomassekraftwerken, welche gegenüber Kohlekraftwerken weniger spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen.

Auch im Zielszenario zeigt sich eine **Verfehlung des KWK-Ziels**. Dies verdeutlicht die Gegenläufigkeit des KWK-Ziels zu anderen Zielen der Energiewende, wie bspw. dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und der Reduktion der Treibhausgasemissionen. Eine gekoppelte Erzeugung in KWK-Anlagen ist zwar aufgrund des höheren Brennstoffnutzungsgrades effizienter, jedoch erfolgt die Stromerzeugung im Vergleich zu erneuerbaren Energien nicht gänzlich emissionsfrei und ist damit mit zusätzlichen Kosten für Emissionszertifikate verbunden. Zudem muss bei einer bedarfsgerechten Stromerzeugung in KWK-Anlagen sichergestellt sein, dass im System auch ausreichend Strombedarf vorhanden ist. In einem Stromsystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien wird ein großer Teil der Nachfrage schon durch diese gedeckt und der Absatzmarkt für Strom aus KWK-Anlagen reduziert sich entsprechend. Im betrachteten Zeit-

raum ist die Stromnachfrage also nicht immer ausreichend hoch, sodass eine separate Erzeugung (z.B. durch Wind/Photovoltaik und Brennwärtekessel) einer gekoppelten Erzeugung in KWK-Anlagen vorzuziehen ist.

Analog zur Referenzprognose (vgl. Abschnitt 3.2.4.2) reduziert sich der Beitrag von KWK-Technologien aufgrund deutlich gesenkter Nachfrage und größeren Anstrengungen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung. Es zeigt sich darüber hinaus, dass selbst eine verstärkte Förderung von dezentralen KWK-Technologien nur einen vergleichsweise geringen Beitrag leisten kann. So steigt die Bruttowärmeerzeugung in der Objektversorgung in 2020 von 9 PJ in der Referenzprognose auf 58 PJ im Zielszenario, kann den Anteil des KWK-Stroms dadurch aber nur marginal erhöhen.

Aufgrund der politischen Instrumente zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der daraus folgenden verminderten Kohleverstromung im Zielszenario (Tabelle 4.5.3-1) müsste zusätzliche Erzeugung in KWK-Anlagen aus Biomasse erfolgen, um das KWK-Ziel annähernd zu erreichen. Angesichts von Nutzungskonkurrenzen bei Biomasse, deren geringer Energiedichte und Grenzen regionaler Verfügbarkeit, halten wir auch im Zielszenario einen kurzfristig sehr starken Ausbau der Biomasse-KWK bis 2020 für nicht realistisch.

*Tabelle 4.5.3-2: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Sektoren in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario, 2020 – 2050, in PJ*

Sektor	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Fernwärme	397	381	359	284	230	397	367	333	252	181
Industrie	161	179	304	413	411	166	176	260	381	357
Objektversorgung	9	35	34	40	21	58	48	45	33	28
<b>Insgesamt</b>	<b>567</b>	<b>595</b>	<b>698</b>	<b>736</b>	<b>663</b>	<b>621</b>	<b>590</b>	<b>638</b>	<b>666</b>	<b>565</b>

Quelle: Prognos./EWI / GWS 2014

Der **Trend hin zu einem geringeren Wärmebedarf** ist auch in Tabelle 4.5.3-2 zu erkennen. Der langfristige Rückgang der Erzeugung in den Sektoren Fernwärme und Industrie im Vergleich zu Referenzprognose bzw. Trendszenario ist hier am auffälligsten. In der Objektversorgung kommt es hingegen zu einem starken Anstieg in der Wärmeerzeugung durch die Förderung der gekoppelten dezentralen Erzeugung. Der Anteil des Sektors Objektversorgung am gesamten Wärmebedarf ist jedoch vergleichsweise gering, weshalb sich die Förderung nur begrenzt auswirkt.



#### 4.5.4 Strombilanz

Die Strombilanzen für Deutschland in Referenzprognose bzw. Trendszenario und im Zielszenario für die Stichjahre bis 2050 zeigt Tabelle 4.5.4-1. Während der **Endenergieverbrauch Strom** (EEV Strom) im Betrachtungshorizont in Referenzprognose bzw. Trendszenario nur leicht zurück geht, sinkt der EEV Strom im Zielszenario deutlich, von 521 TWh in 2011 über 487 TWh in 2020 auf 424 TWh in 2050. Dies ist insbesondere auf den geringeren Verbrauch in Industrie und GHD Sektor (vgl. Abschnitt 4.4.1.1 und 4.4.1.3) zurück zu führen.

**Pumpstrom** ist sowohl in Referenzprognose bzw. Trendszenario als auch im Zielszenario in der mittleren Frist aufgrund der Verfügbarkeit alternativer Flexibilität, u.a. verstärkter Nutzung von Demand Side Management, rückläufig, kehrt jedoch in der langen Frist bis 2050 aufgrund zunehmender kurzfristiger Volatilität am Strommarkt auf das heutige Niveau zurück.

Die **Leistungsverluste** bleiben im Zielszenario über den gesamten Zeitraum auf einem vergleichsweise konstanten Niveau zwischen 25 und 32 TWh und liegen damit leicht unter den Werten von Referenzprognose bzw. Trendszenario. Die Leistungsverluste unterliegen leichten Variationen in Abhängigkeit von Bruttostromverbrauch und Exportsaldo.

Der **Verbrauch des Umwandlungsbereichs** ist im Zielszenario rückläufig. Dies ist auf einen deutlichen Rückgang des Kraftwerkeigenverbrauchs durch reduzierte Erzeugungsmengen aus thermischen Kraftwerken und Effizienzverbesserungen in neuen Kraftwerkstechnologien zurückzuführen. Der Rückgang des Verbrauchs im Umwandlungsbereich ist im Zielszenario stärker ausgeprägt als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Hierzu trägt auch der stärkere Ausbau der Erzeugungsanlagen auf Basis von Wind- und Solarenergie bei, deren Eigenverbrauch nicht bilanziert wird.

Der **Exportüberschuss** unterscheidet sich maßgeblich von den Ergebnissen der Referenzprognose bzw. des Trendszenarios. In 2025 wird Deutschland im Zielszenario vorübergehend Stromimporteur. Bis 2030 wird Deutschland, vor allem durch den starken Ausbau der Erzeugung aus Onshore Windkraft wieder netto Stromexporteur (7 TWh in 2030). Langfristig ist Deutschland im Zielszenario netto Stromimporteur, während sich im Trendszenario ein positiver Exportsaldo einstellt.

Tabelle 4.5.4-1: Strombilanz: Bruttostromverbrauch und Nettostromverbrauch, Stromaustausch und Nachfragedeckung in Referenzprognose bzw. Trendszenario und im Zielszenario, 2011 – 2050, in TWh

	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Bruttostromverbrauch	603	577	564	559	546	554	553	527	509	483	475
EEV Strom	521	500	495	490	485	487	487	472	459	439	424
Pumpstrom	8	7	6	1	1	9	7	5	2	2	6
Leitungsverluste	25	38	36	40	38	36	32	29	29	29	30
Verbrauch im Umwandlungsbereich	49	33	28	28	23	23	27	21	19	14	15
Kraftwerkseigenverbrauch	35	22	18	19	13	9	17	12	11	6	3
übrige Umwandlung	14	11	10	9	9	14	10	9	8	8	12
Exportsaldo	6	41	18	53	19	7	23	-9	7	-17	-16
Bruttostromerzeugung	609	618	582	612	565	561	576	518	516	466	459

Quelle: AGEB c, Prognos/EWI/GWS 2014

#### 4.5.5 Kraftwerksstruktur und Infrastrukturausbau

Die **gesamte installierte Kraftwerkskapazität** ist bis 2030 aufgrund des zusätzlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien im Zielszenario größer als in der Referenzprognose (Tabelle 4.5.5-1 sowie Abbildung 4.5.5-1). Ab 2040 ergibt sich im Zielszenario eine geringere installierte Gesamtleistung aufgrund der niedrigeren Nachfrage im Zielszenario.

Tabelle 4.5.5-1: Bruttogleistung nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario 2011 – 2050, in GW

Bruttogleistung [GW]	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	30	24	23	25	20	19	24	23	21	16	16
Braunkohle	25	22	19	19	16	5	20	17	17	16	5
Gas	24	17	31	30	36	48	17	28	25	26	35
Heizöl	6	5	2	2	1	0	5	2	2	1	0
Kernenergie	13	8	0	0	0	0	8	0	0	0	0
Speicher	11	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Lauf- und Speicherwasser		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Windkraft	29	43	50	59	62	85	50	57	64	67	89
onshore	29	38	40	48	51	64	43	45	51	54	70
offshore	0	5	10	11	11	21	7	12	13	13	18
PV	25	57	62	68	72	75	58	63	70	75	78
Biomasse	5	9	8	7	8	8	9	8	10	11	12
Sonstige Brennstoffe	6	2	2	3	3	3	2	2	3	3	3
<b>Gesamtsumme</b>	<b>175</b>	<b>198</b>	<b>208</b>	<b>223</b>	<b>230</b>	<b>255</b>	<b>206</b>	<b>212</b>	<b>223</b>	<b>227</b>	<b>249</b>
<b>Anteil erneuerbarer Energien [%]</b>		<b>57%</b>	<b>59%</b>	<b>62%</b>	<b>64%</b>	<b>67%</b>	<b>59%</b>	<b>62%</b>	<b>66%</b>	<b>69%</b>	<b>73%</b>

Quelle: AGEB c, Prognos/EWI/GWS 2014

Die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen auf Basis **erneuerbarer Energien** steigt in Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario stark an. Die Leistung von Windkraftanlagen, Photovoltaik-Anlagen sowie Biomasseanlagen ist im Zielszenario höher. Dieser Unterschied ist auf die stärkeren Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, die verstärkte Nutzung von Photovoltaik-Anlagen für Eigenerzeugung und Selbstverbrauch sowie die zusätzliche Nutzung von biogenen Brennstoffen in KWK Anlagen zurückzuführen.

**Wind Onshore** Kapazitäten sind im Zielszenario durchweg höher als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Die Differenz nimmt im Zeitverlauf leicht zu, mit einer maximalen Differenz von rund 6 GW in 2050. Die Differenz zwischen Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario hinsichtlich **Wind Offshore**-Anlagen sind vergleichsweise gering. In allen Stichjahren bis 2040 sind die installierten **Wind Offshore** Kapazitäten in Referenzprognose bzw. Trendszenario um rund 2 GW niedriger als im Zielszenario. Lediglich in 2050 sind im Trendszenario mit 21 GW rund 3 GW mehr Wind Offshore Kapazitäten installiert als im Zielszenario.

Die Differenz zwischen Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario ist bei **Photovoltaik-Anlagen** vergleichsweise gering und erreicht ein Maximum von 3 GW in 2050.

Hinsichtlich installierter **Biomassekapazitäten** ergeben sich in der langen Frist Differenzen von rund 4 GW zwischen Zielszenario und Trendszenario.

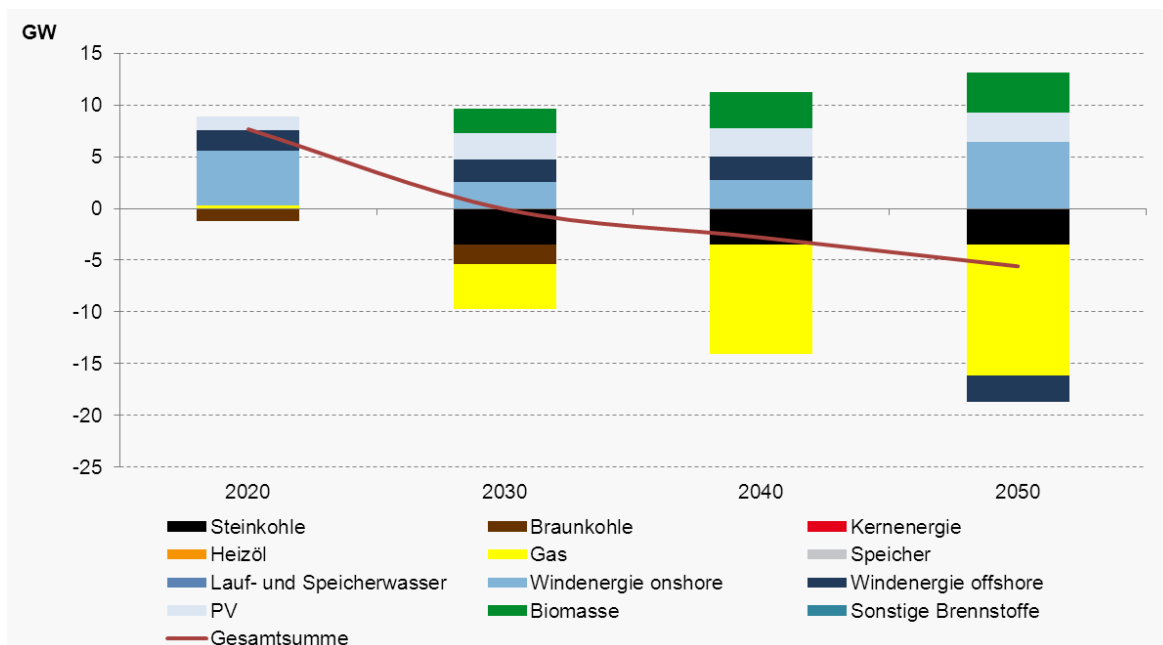
Die **gesamte installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks** ist im Zielszenario in allen Stichjahren kleiner als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Dies ist auf den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien sowie die niedrigere Stromnachfrage zurückzuführen, die eine geringere gesicherte Leistung erfordert.

Insbesondere die installierten **Gaskraftwerkskapazitäten** sind im Zielszenario niedriger als im Trendszenario. In 2040 und 2050 sind rund 10 bzw. 13 GW weniger Gaskraftwerke installiert. Dies ist unter anderem auf den geringeren Bedarf an gesicherter Leistung infolge der geringeren Nachfrage im Zielszenario zurückzuführen. In der kurzen Frist bis 2025 erfolgt im Zielszenario, analog zur Referenzprognose ein vergleichsweise starker Zubau an Gaskraftwerkskapazitäten, um den entstehenden Leistungsbedarf in Folge des Kernenergieausstiegs und des Rückgangs bestehender Kohlekraftwerkskapazitäten zu decken.

In der kurzen Frist ergeben sich nur geringere Differenzen hinsichtlich der installierten **Steinkohlekraftwerkskapazität**. In der mittleren und langen Frist (ab 2030) ist die installierte Steinkohlekraftwerkskapazität im Zielszenario niedriger als in Referenzprognose bzw. Trendszenario unter anderem in Folge der niedrigeren Nachfrage im Zielszenario. Die Differenz zwischen Trend- und Zielszenario ist in der langen Frist relativ konstant und beträgt rund 3 GW in 2050.

Hinsichtlich der installierten **Braunkohlekraftwerkskapazitäten** ergeben sich zwischen Referenzprognose bzw. Trendszenario und dem Zielszenario lediglich in der kurzen und mittleren Frist geringe Abweichungen in Höhe von rund 2 GW.

Abbildung 4.5.5-1: Installierte Bruttoleistung der Kraftwerke nach Energieträgern, Differenz zwischen Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, in GW



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die **Volllaststunden** des konventionellen Kraftwerksparks liegen im Zielszenario deutlich unterhalb der Werte von Referenzprognose und des Trendszenarios (Tabelle 4.5.5-2). Dies ist vor allem auf die Umsetzung geringerer CO<sub>2</sub>-Emissionen beispielsweise durch die Erhöhung der Emissionskosten sowie die gesteigerte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen.

Tabelle 4.5.5-2: Durchschnittliche Volllaststunden konventioneller Kraftwerke nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, in h

Durchschnittliche Volllaststunden	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	4.423	4.466	4.346	2.840	2.679	1.894	1.937	1.481	651	363
Braunkohle	7.205	7.503	7.443	6.662	6.401	7.231	6.918	6.676	4.090	4.026
Gas	2.772	1.972	2.186	2.671	2.221	3.129	2.220	1.877	2.307	1.268
Heizöl	121	384	777	1.938	5.619	121	384	777	1.938	5.619
Kernenergie	7.404					7.404				
Speicher	651	594	114	53	857	705	466	162	153	609

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 4.5.6 Strompreise

In Tabelle 4.5.6-1 sind die **Entwicklungen der Strompreise** in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie im Zielszenario vergleichend dargestellt. In Referenzprognose und Zielszenario sinkt der Großhandelspreis bis 2020 vor allem aufgrund der zunehmenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien. Der anschließende Anstieg des Großhandelspreises ist in beiden Szenarien primär durch steigende CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise bedingt.

Im Zielszenario steigt die **EEG-Umlage** bis 2020 weiter auf ein Niveau von 72 EUR<sub>2011</sub>/MWh an. Diese im Vergleich zur Referenzprognose um ca. 5 EUR<sub>2011</sub>/MWh höhere EEG-Umlage bis 2020 ist vor allem eine Folge des forcierten Ausbaus der Onshore und Offshore Windenergie in Deutschland. Der Ausbaupfad für die Photovoltaik ist nach Erreichung der 52 GW Grenze zunehmend durch Eigenverbrauch gekennzeichnet. Aufgrund von hohen Strompreisen bestehen auch nach 2020 Anreize zur Investition in Photovoltaik-Anlagen für den Eigenverbrauch. Bis 2025 bleibt die Umlage im Zielszenario nahezu konstant und sinkt anschließend. Die sinkende Tendenz der EEG-Umlage ab 2020 ist auf den steigenden Großhandelspreis zurückzuführen, welcher die Differenzkosten für Strom aus erneuerbaren Energien reduziert. Nach 2020 wirkt der höhere Großhandelspreis im Zielszenario umlagererzeugend, andererseits sind bis 2020 deutlich mehr Wind Onshore und Offshore Kapazitäten am Netz als in der Referenzprognose. Langfristig sind im Zielszenario weniger Offshore Windenergieanlagen installiert, zugleich ist die Stromnachfrage geringer. Es resultiert eine etwas geringere Umlage im Zielszenario.

Generell erfolgt der Zubau von erneuerbaren Energien nach 2020 weiterhin zunehmend kostenorientiert, vor allem bezüglich der Windkraft Onshore und Offshore. Dabei werden Wind Onshore- und Offshore-Parks bevorzugt an günstigen Standorten innerhalb des Nordseclusters zugebaut.

Der Endverbraucherpreis für **Haushaltskunden** steigt im Zielszenario gegenüber 2011 bis 2020 leicht auf 304 EUR<sub>2011</sub>/MWh (real) an. Von 2020 bis 2025 wird der starke Anstieg des Haushaltskundenstrompreises durch den ebenfalls stark ansteigenden Großhandelspreis bestimmt. Ab 2025 sinkt der Strompreis für Haushaltskunden wieder, da sich die sinkende EEG-Umlage stärker als der steigende Großhandelspreis auswirkt.

Die Strompreise für **Handel und Gewerbe** steigen bis 2025 hauptsächlich aufgrund der steigenden Großhandelspreise. Danach gehen die Preise leicht zurück. Die Strompreise für **Industriekunden** steigen bis 2025 im Zielszenario auf das höchste Niveau von 187 EUR<sub>2011</sub>/MWh an. Anschließend sinkt das Preisniveau aufgrund der sinkenden EEG-Umlage wieder ab. Für die **stromintensive Industrie** ergeben sich Anstiege entsprechend des Großhandelspreises.

Durch die etwas höheren Großhandelspreise und die mit Ausnahme des Jahres 2050 höhere EEG-Umlage liegen die Endverbraucherpreise im Zielszenario für alle Endverbrauchergruppen durchgehend etwas höher als in Referenzprognose bzw. Trend-szenario.

*Tabelle 4.5.6-1: Reale Strompreise und EEG-Umlage für unterschiedliche Verbrauchergruppen in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario,<sup>23</sup> 2011 – 2050, in EUR<sub>2011</sub>/MWh*

Real, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	51	42	60	67	83	87	45	62	70	85	90
EEG-Umlage	35	67	65	36	15	8	72	70	39	16	7
Endverbraucherpreise											
Haushaltskunden	259	292	312	284	276	268	304	323	295	285	272
Handel und Gewerbe	188	218	234	211	203	195	227	243	219	210	199
Industrie	119	159	177	157	152	147	169	187	166	159	150
stromintensive Industrie	55	49	69	78	94	100	54	73	83	99	104

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

In Tabelle 4.5.6-2 werden die Preise sowie die EEG-Umlage nominal ausgewiesen. Dazu werden die gleichen Annahmen für die Inflationsrate unterstellt wie in Abschnitt 3.2.7.

*Tabelle 4.5.6-2: Nominale Strompreise und EEG-Umlage für unterschiedliche Verbrauchergruppen in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario, 2011 – 2050*

Nominal, in EUR/MWh	Referenzprognose				Trendszenario		Zielszenario				
	2011	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	51	52	82	103	159	206	55	85	107	163	214
EEG-Umlage	35	83	90	56	28	18	88	96	60	30	16
Endverbraucherpreise											
Haushaltskunden	259	358	429	437	529	636	372	444	453	546	646
Handel und Gewerbe	188	266	322	324	388	465	278	334	337	402	473
Industrie	119	195	244	242	291	349	207	256	255	304	357
stromintensive Industrie	55	60	95	120	181	239	66	101	127	190	247

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 4.5.7 Nutzung erneuerbarer Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt im Zielszenario deutlich stärker zu als in der Referenzprognose bzw. Trendszenario. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch steigt im Zielszenario von gut 20 % im Jahr 2011 über 46 % in 2020 (+5 %-Punkte gegenüber Referenz) und 62 % in 2030 (+10 %-Punkte) auf 79 % im Jahr 2050 (+15 %-Punkte). Damit ist der Anteil der erneuerbaren Energien kurzfristig höher, da die Marke von 7 GW Wind Offshore Kapazität bis 2020 im Zielszenario erreicht wird. Ab 2030 ist der Anteil der Erneuerbaren etwa 10 %-Punkte höher als im Trendszenario. Obwohl das Ausbaziel der Wind Offshore in 2030 um 2 GW verfehlt wird, gleicht Deutschland die fehlende Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien mit anderen erneuerbaren Technologien aus.

Die installierte Kapazität von **Wasserkraft** zeigt keine Unterschiede zwischen Zielszenario und Referenzprognose bzw. Trendszenario.

<sup>23</sup> Die historischen Daten in 2011 basieren auf (BNetzA, BKartA, 2011), außer den Angaben für die stromintensive Industrie, welche (EWI, 2012) entnommen wurden. Die Preise für Handel und Gewerbe und Industrie sind ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen.

Der Anteil der Windenergie steigt mittelfristig im Zielszenario deutlich stärker an als im Trendszenario. Bis 2020 werden 5 GW mehr Wind Onshore Kapazität als in der Referenzprognose installiert. In der Erzeugung ist die **Windenergie auch im Zielszenario die wichtigste Technologie**. Auf sie fallen mittelfristig (2020-2040) zwischen 20 und 35 % der gesamten deutschen Stromerzeugung. Die Erzeugung aus Wind liegt im Zielszenario ab 2030 nur leicht über den Zahlen des Trendszenarios. Vor dem Hintergrund geringerer Endenergieverbräuche für Strom resultieren daraus für die Windenergie größere Anteile an der Deckung der Stromnachfrage.

Die Erzeugung aus **fester und flüssiger Biomasse** steigt gegenüber dem Trendszenario aufgrund der geringeren spezifischen Treibhausgasemissionen leicht an. Biogene Brennstoffe finden zusätzliche Anwendung vor allem in KWK-Anlagen.

Bei der Stromerzeugung aus **Photovoltaik** ergeben sich bis 2020 kaum Unterschiede zum Trendszenario. Ab 2025 liegt die Erzeugung im Zielszenario leicht über den Werten des Trendszenarios, da von den etwas höheren Strompreisen für Haushaltskunden zusätzliche Anreize für Investitionen in Photovoltaik-Anlagen für den **Eigenverbrauch** ausgehen. Die (dezentrale) Eigenerzeugung treibt auch den leicht höheren Ausbau der Photovoltaik im Zielszenario (zwischen 1 und 3 GW in jedem Stichjahr).

Im Zielszenario sind die Potenziale der Energieträger biogene **Abfälle und Gase** (Klär-, Deponie- und Grubengas) wie auch die **Geothermie** ebenfalls begrenzt.

Wie Tabelle 4.5.7-1 verdeutlicht, ändern sich die Volllaststunden gegenüber der Referenzprognose bzw. dem Trendszenario nur geringfügig.

*Tabelle 4.5.7-1: Volllaststunden erneuerbarer Energien nach Energieträgern in Referenzprognose bzw. Trendszenario sowie Zielszenario 2020 – 2050, in h*

Durchschnittliche Volllaststunden [h]	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Lauf- und Speicherwasser	5.031	5.031	5.031	5.031	5.031	5.031	5.031	5.031	5.031	5.031
Windkraft	2.345	2.504	2.433	2.409	2.464	2.321	2.459	2.437	2.414	2.415
onshore	2.197	2.261	2.209	2.179	2.133	2.135	2.191	2.182	2.154	2.138
offshore	3.463	3.466	3.468	3.468	3.468	3.465	3.466	3.468	3.468	3.468
PV	988	990	993	999	975	988	990	991	996	971
Biomasse	5.906	6.616	7.072	6.348	6.132	6.161	6.626	6.442	5.166	5.084
Sonstige Brennstoffe	6.327	5.972	5.607	4.979	4.475	6.327	5.972	5.607	4.979	4.475

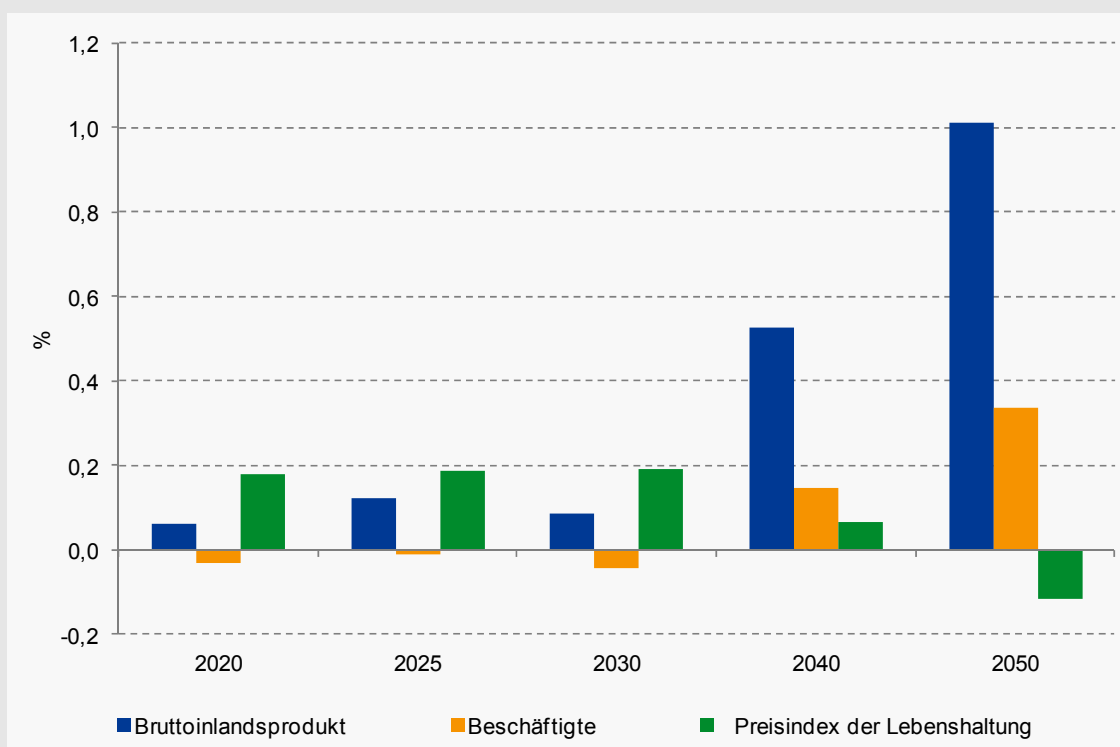
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 5 Gesamtwirtschaftliche Effekte

### Das Wichtigste in Kürze

- Gesamtwirtschaftliche Effekte des Zielszenarios werden im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario ausgewiesen. Dazu werden Differenzen zwischen beiden Szenarien u.a. bei Strompreisen und Investitionen in Energieeffizienz in ein gesamtwirtschaftliches Modell eingestellt. Die Effekte beschreiben nicht Wirkungen „der Energiewende“, sondern Differenzen, die sich ergeben, wenn über die Referenzprognose hinaus die Ziele des Energiekonzepts erreicht werden.
- Die Erreichung der energie- und klimaschutzpolitischen Ziele über Referenzprognose/Trendszenario hinaus ist mittelfristig ökonomisch verkraftbar. Bis zum Jahr 2030 bleiben die Wirkungen auf BIP, Beschäftigung und Preisniveau gering.
- Langfristig zahlen sich die Energieeinsparungen und der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien auch gesamtwirtschaftlich aus. Energieeffizienz leistet dabei den größten Beitrag. Das BIP liegt im Zielszenario im Jahr 2050 um 1,0 % über dem Trendszenario. Die Zahl der Erwerbstätigen ist dann um 118 Tausend höher.

### Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung im Zielszenario von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014



## 5.1 Definition der Kosten und Nutzen

Die eingeleitete Energiewende in Deutschland hat zu einer verstärkten Diskussion der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen geführt. Vielfach wird dabei die **eigentliche (gesamtwirtschaftliche) Bedeutung des Energieeinsatzes** ausgeklammert. Die Energiebereitstellung ist über ihren direkten Beitrag zu Umsatz und Beschäftigung hinaus die Basis für viele Produktionsprozesse und somit für Arbeitsplätze. Für die Verbraucher ist Energie notwendige Voraussetzung für Wärme, Mobilität und zahlreiche Prozesse vom Kochen bis hin zum Betrieb des Smartphone.

Stattdessen konzentriert sich die Kosten-Nutzen-Debatte auf den nicht erst mit dem Energiekonzept der Bundesregierung eingeleiteten **Transformationsprozess** hin zu einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung im Jahr 2050. Bei der langfristigen Umgestaltung des Energiesystems orientiert sich die Energiepolitik am Zieldreieck von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit.

Es gibt zwei grundsätzliche Vorgehensweisen zur Erfassung der Kosten und Nutzen. Zum einen werden **statistische Indikatoren** im Zeitverlauf betrachtet, die die ökonomische Dimension der Energiemärkte beschreiben. Der deutliche Anstieg der EEG-Umlage steht hier aktuell im Fokus, sagt aber isoliert betrachtet wenig über gesamtwirtschaftliche Kosten und Nutzen der Energiewende aus, zumal er neben den Reallokationseffekten auch Umverteilungseffekte beschreibt.

Zum anderen werden umfassende **gesamtwirtschaftliche Modellanalysen** durchgeführt, die unterschiedliche Szenarien in ihren Kosten und Nutzen vergleichen. Dabei werden auch indirekte Effekte betrachtet. Entsprechend war das Vorgehen in den Energieszenarien 2010, wobei vor allem die Kosten und Nutzen einer Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke betrachtet wurden.

Die Kostenkategorien setzen bei den **direkten Kosten** der energie- und Klimaschutzpolitischen Maßnahmen an. Die energetische Sanierung eines Gebäudes führt im Vergleich zur ohnehin notwendigen Pinselsanierung zu zusätzlichen Kosten. Die Kreditanstalt für Wiederaufbau trägt einen Teil dieser Kosten durch zinsgünstige Kredite und Zuschüsse im Rahmen ihrer Förderprogramme. Entsprechende einzelwirtschaftliche Kosten werden durch die Untersuchung verschiedener Technologien und Programme bestimmt.

Den Kosten stehen (monetäre) **einzelwirtschaftliche Nutzen** gegenüber in Form zukünftig vermiedener Energiekosten. Im Rahmen eines betriebswirtschaftlichen Investitionskalküls können Kosten und Nutzen gegenübergestellt werden, wobei zukünftige

Zahlungsströme geringer bewertet werden als heutige. Die Investitionsentscheidung fällt unter Unsicherheit, weil die Entwicklung der zukünftigen Energiepreise und damit der eingesparten Energiekosten unbekannt ist. Auch die tatsächlich eingesparte Energiemenge ist nur näherungsweise bekannt.

Teilweise werden auch lohnende Investitionen nicht ergriffen, weil der monetäre Nutzen (teilweise) nicht dem Investor zufällt (sog. Mieter-Vermieter-Dilemma im Gebäudebereich). Einen Überblick über entsprechende **Hemmnisse** bietet z.B. der World Energy Outlook (IEA 2013) (vgl. Abschnitt 4.1).

Angesichts aktuell (und auf absehbare Zeit) historisch niedriger Zinssätze, die bei sicheren Anlagen zu negativen Realzinsen (nach Abzug der Inflationsrate) führen, ist es für private Entscheider derzeit rational, zukünftige Zahlungsströme eher hoch zu bewerten. Energieeinsparinvestitionen, etwa in Gebäudesanierung, lohnen sich derzeit eher als in Zeiten durchschnittlicher Zinsen.

#### **Infobox 5-1: Diskontraten**

Die Wirtschaftlichkeit einer Investition wird maßgeblich vom Kalkulationszinssatz mitbestimmt: in der Zukunft anfallende Rückflüsse einer Investition werden abdiskontiert, da die Gelder auch alternativ angelegt hätten werden können und zukünftige Erträge brächten. Unter perfekten, in der Realität nicht zutreffenden Bedingungen, entspricht diese Diskontrate dem Marktzins und somit dem Preis für die Nutzung von Kapital.

Bei langfristigen Investitionen wird der Einfluss der Diskontierung auf die Bewertung von Kosten und Nutzen einer Investition stärker, wie das nachstehende einfache Beispiel zeigt. Die Vermeidung eines Schadens von 1 Billion EUR in 100 Jahren rechtfertigt eine Investition von 370 Mrd. EUR bei einem Zinssatz von 1 % heute; bei einem Zinssatz von 3 % sinkt dieser Wert bereits auf um die 50 Mrd. EUR (siehe auch Buchholz und Schumacher 2009).

In gewisser Hinsicht spiegelt der Zinssatz eine „Kurzsichtigkeit des Marktes“ wieder (vgl. Erdmann und Zweifel, 2010). Diese Überlegungen haben in der Klimaschutzdebatte, bei der es um die langfristige Bewertung von Klimaschäden und die Bestimmung einer sinnvollen Höhe heutiger Investitionen zur Verminderung langfristiger Schäden geht, zu der Überlegung geführt, eine soziale Diskontrate anzuwenden. Diese läge unter dem Marktzins, um die vielfältigen zusätzlichen Aspekte einer wirksamen Klimaschutzpolitik auch für die nachfolgenden Generationen zu reflektieren.

Der wohl prominenteste Vertreter eines derartigen Ansatzes ist Sir Nicolas Stern, der im Stern Report (2006) eine soziale Diskontrate von 1,4 % vorschlägt. In einer ähnlichen Größenordnung liegt die Methodenkonvention des Umweltbundesamts (2012), in der festgehalten ist: „Die soziale Diskontrate bei generationenübergreifen-

den Bewertungen setzen wir damit standardmäßig auf 1,5 Prozent.“

Die fachliche Debatte über die Höhe der Diskontrate (vgl. z.B. Weitzman 2007) ist auch sieben Jahre und etliche Publikationen und Doktorarbeiten später nicht zu einer übereinstimmenden Einschätzung gekommen. Dass die Debatte nicht abgeschlossen ist, zeigen u.a. aktuelle Beiträge von Pindyck (2013), Stern (2013) und Weitzman (2013).

Was heißt das für die Modellbildung und die gesamtwirtschaftliche Bewertung? Die Diskussion um die soziale Diskontrate ist in Modellen wichtig, in denen Wohlfahrtsfunktionen genutzt werden, um die Nutzen eines Szenarios im Vergleich zu einem anderen zu bestimmen. Die Modelle in der vorliegenden Untersuchung gehen einen etwas anderen Weg und ermitteln die Vor- (oder Nach-) teilhaftigkeit eines Szenarios gegenüber der Referenz durch den Vergleich von ökonomischen Indikatoren wie dem BIP, der Beschäftigung oder verringerter Importe in jedem Jahr. Gelten Investitionen unter Marktzinsbedingungen nicht als wirtschaftlich, können sie dennoch mit den entsprechenden Instrumenten angereizt werden. Die Wahl der Anreize liegt vor der Simulation der Szenarien. Somit spielt die Wahl von Diskonraten in der hier vorgelegten Untersuchung für die gesamtwirtschaftliche Modellierung keine bedeutende Rolle.

Auf der Nutzenseite sind die gesamtwirtschaftlich **verringerten Energiekosten** zu betrachten, wobei für eingesparte Energieimporte keine heimische Produktion reduziert wird. Für die Energiesicherheit sind reduzierte Energieimporte besonders vorteilhaft, weil mit der Abhängigkeit von internationalen Energiemärkten sich auch die Wirkungen starker Preisschwankungen auf die heimische Volkswirtschaft abschwächen und die Gefahr von Lieferengpässen zurückgeht.

Durch Effizienzmaßnahmen ausgelöste **Energieeinsparungen** reduzieren Produktion und Beschäftigung bei den Anbietern von Energie. Dagegen können die Hersteller von Investitionsgütern ihre Produktion ausweiten. Unternehmen und private Haushalte haben mehr Geld für Nicht-Energiegüter zur Verfügung. Für die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Maßnahmen ist wichtig, ob die geänderte Güterstruktur stärker aus heimischer Produktion oder aus Importen stammt.

Die gesamtwirtschaftliche Bedeutung **verminderter Energieimporte** wird mit Blick auf Deutschland durchaus kontrovers diskutiert. Löschel et al. (2012) verweisen mit Recht darauf, dass ein Land, das wie Deutschland von freiem Handel profitiert und aktuell einen Handelsbilanzüberschuss von rund 200 Mrd. EUR aufweist, nicht protektionistisch argumentieren sollte. Energieimporte kön-

nen die Preise im Inland auch senken und gesamtwirtschaftlich positiv sein.

Auf der anderen Seite stützt z.B. die IEA (2013, S. 256ff.) die Argumentation, dass verringerte Energieimporte die Handelsbilanz verbessern. Global und insbesondere auch für Deutschland ohne eigene Währung bestehen keine Mechanismen, die Handelsbilanzsalden automatisch ausgleichen.

Neben den direkten (vermiedenen) Kosten sind auch die **indirekten Kosten** der Maßnahme, die oft in Form von Verteilungseffekten auftreten, die **Transaktionskosten** einer politischen Maßnahme wie die Bereitstellung von Fördermitteln oder administrative Kosten der Umsetzung und die vermiedenen **externen Kosten** zu betrachten.

#### Infobox 5-2: Externe Effekte

Als **externen Effekt** (auch **Externalität**) bezeichnet man in der Volkswirtschaftslehre die Auswirkungen ökonomischen Handelns auf die Wohlfahrt eines unbeteiligten Dritten, für die niemand bezahlt oder einen Ausgleich erhält. Sie werden nicht in das Entscheidungskalkül des Verursachers einbezogen, weil sie sich nicht in den Marktpreisen widerspiegeln. Es liegt ein Marktversagen vor. Durch staatliches Handeln (Internalisierung) kann das Marktergebnis verbessert werden.

Klimawandel durch THG-Emissionen ist aus ökonomischer Sicht ein Beispiel für negative externe Effekte, die nicht in das ökonomische Entscheidungskalkül einbezogen werden. THG-Emissionen führen durch Klimaveränderungen zu Schadenswirkungen in der Zukunft. Durch die Trägheit des weltweiten Klimas, das auf heutige Emissionen erst mit langer Verzögerung reagieren wird, sind Verursacher- und Geschädigtengeneration des Klimawandels zum großen Teil nicht identisch.

Die ökonomische Theorie schlägt zur Internalisierung dieser Effekte Mechanismen vor, bei denen sich ein Gleichgewicht zwischen Grenzschäden, d.h. den sozialen Kosten der zusätzlichen Emission einer t CO<sub>2</sub>, und Grenzvermeidungskosten, d.h. den Kosten der Vermeidung einer zusätzlichen t CO<sub>2</sub>, finden lässt. Grundsätzlich sind in der Theorie Preis- oder Mengensteuerung, d.h. Steuern oder Zertifikate, zur Internalisierung gleichwertig. In der Praxis stellt sich die Frage, ob eher das Preisrisiko oder die Mengenunsicherheit verzerrend wirkt bzw. politisch akzeptabel ist.

Über die Höhe der externen Effekte besteht große Unsicherheit. Wesentliche Abschätzungen zu CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten und Schadenskosten wurden im NEEDS Projekt (2009) durchgeführt und von Preiß et al. (2011) aktualisiert. Die dort veröffentlichte Bandbreite umfasst Werte leicht unter null (-2 EUR) bis zu 443 EUR/t CO<sub>2</sub>.

Neben globalen Schadstoffen führen z.B. lokal wirksame Luftschadstoffe oder Lärm zu externen Effekten. Für den Verkehrsbe-  
reich legt die EU-Wegekostenrichtlinie (2011/76/EU) fest, in wel-  
chem Umfang externe Kosten für Luftverschmutzung oder Lärm  
über Gebühren, u.a. im Rahmen der Lkw-Maut, internalisiert wer-  
den können.

Die in Abschnitt 5.3 dargestellten Ergebnisse umfassen alle direk-  
ten und indirekten Kosten und Nutzen in den Kategorien der  
**Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen**. Externe Effekte  
bleiben dabei unberücksichtigt, sofern sie nicht in den CO<sub>2</sub>-Prei-  
sen (teilweise) internalisiert sind.

## 5.2 Grundlegende Wirkungszusammenhänge

**Gesamtwirtschaftliche Modellanalysen** sind eine zentrale Me-  
thode zur Beschreibung gesamtwirtschaftlicher Effekte energie-  
und Klimaschutzpolitischer Maßnahmenbündel. Zur Vorbereitung  
der 20-20-20-Ziele der EU im Jahr 2008 wurden entsprechende  
Rechnungen durchgeführt und bei der Lastenteilung zwischen den  
Mitgliedsstaaten berücksichtigt. Auch das Energiekonzept der  
Bundesregierung wurde im Jahr 2010 mit Modellrechnungen – den  
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung  
(Prognos 2010) – unterlegt.

Folgende Arbeitsschritte sind dabei umzusetzen: Ausgehend von  
einer Referenzentwicklung werden technische Einzelmaßnahmen  
oder Maßnahmenbündel definiert, in der Regel auf Basis technisch  
orientierter sog. **Bottom-up-Modelle**. Im nächsten Schritt werden  
die Einzelmaßnahmen in ökonomische Impulse übersetzt. Hinter  
Änderungen im Energieeinsatz und den damit verbundenen tech-  
nischen Veränderungen stehen monetäre Zahlungsströme. Die  
Referenzentwicklung und die Impulse werden in einem weiteren  
Schritt in ein Energiewirtschaftsmodell, ein sog. **Top-down-Mo-  
dell**, umgesetzt. Der Vergleich des Alternativszenarios mit den Im-  
puls (Zielszenario) mit der Referenzentwicklung  
(Referenzprognose/Trendszenario) im gesamtwirtschaftlichen  
Modellrahmen zeigt dann die Effekte der Maßnahmen inklusive  
verschiedener Zweitrunden- und Rückkopplungseffekte.

Die **Güte der Modellrechnungen** ist entscheidend davon abhän-  
gig, dass das Modell die gesamtwirtschaftliche und energiewirt-  
schaftliche Entwicklung angemessen erfasst, und dass die Impulse  
durch die Bottom-up-Modelle richtig beschrieben und anschlie-  
ßend passend in die ökonomische Modellwelt überführt werden.

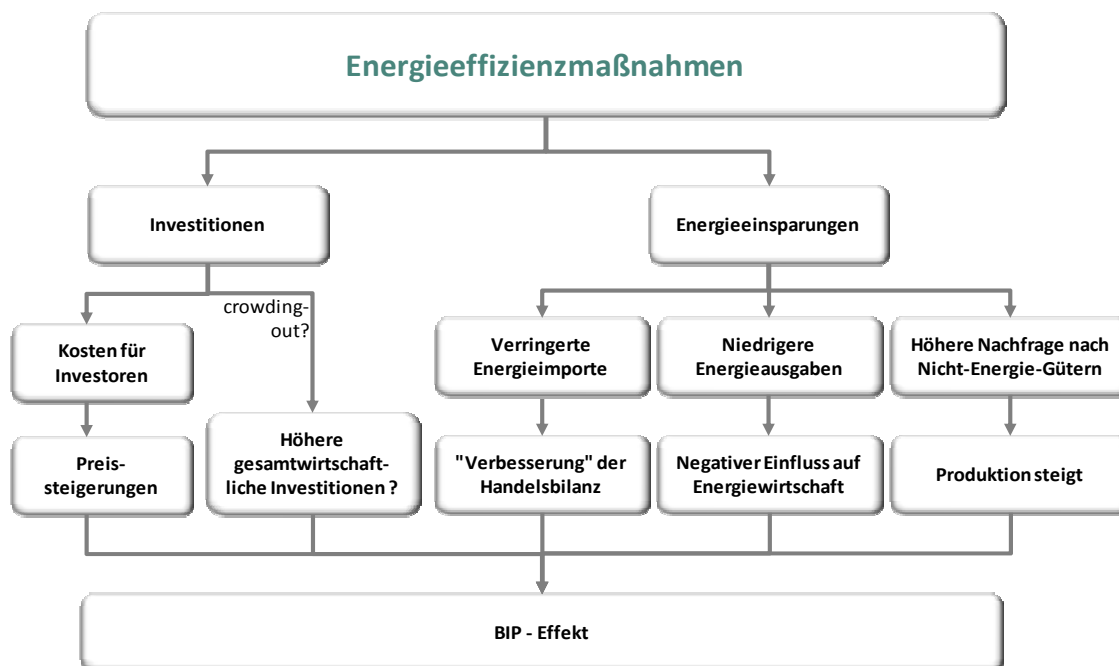
Die Impulse lösen teils **gegenläufig wirkende Effekte** aus, die  
einzelne Branchen und Personengruppen stärker treffen als an-

dere. Wirkungsrichtung und –stärke sind von verschiedenen Einflussgrößen abhängig und können sich im Zeitverlauf ändern. Die Wirkungszusammenhänge werden im Folgenden anhand der Bereiche Energieeffizienzinvestitionen und Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt genauer beschrieben. Sie lassen sich grundsätzlich auf weitere Bereiche wie erneuerbare Energien im Wärmemarkt oder alternative Antriebe unter Berücksichtigung spezifischer Gesichtspunkte übertragen.

### 5.2.1 Energieeffizienz

**Energieeffizienzmaßnahmen** sind zunächst mit Investitionen verbunden. Die Investitionen sind einerseits unmittelbar nachfragewirksam bei den Branchen, die diese Güter herstellen. Andererseits müssen die Investitionen finanziert werden. Die Kapitalkosten führen über höhere Abschreibungen zu steigenden Preisen und je nach Marktumfeld langfristig zu sinkenden Gewinnen bei den investierenden Branchen. Abbildung 5.2.1-1 beschreibt die grundlegenden Wirkungsmechanismen.

Abbildung 5.2.1-1: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Eine wichtige Frage für die gesamtwirtschaftlichen Effekte ist die mögliche **Verdrängung anderer Investitionen** durch die Effizienzmaßnahmen, das sog. „crowding out“. Zusätzliche Investitionen erhöhen die gesamtwirtschaftlichen Investitionen und damit auch das Bruttoinlandsprodukt (BIP). Da den Investitionen langfristig nicht nur Kapitalkosten, sondern auch sinkende Energieausgaben gegenüberstehen, ist ein vollständiges crowding out nicht zu erwarten. Die Expertenkommission zum Energiewendemonitoring (Löschel et al. 2012, S. Z-9) bezeichnet die Energiewende als

„langfristig angelegtes Investitionsprogramm, welches sich von einem kurzfristigen Konjunkturprogramm unterscheidet.“ Diese Aussage, die die (teilweise) **Zusätzlichkeit der Investitionen** hervorhebt, ist kein Freibrief für einzelwirtschaftlich nicht rentable Investitionen, sondern bezieht sich wie in dieser Studie auf kosteneffiziente Maßnahmen, die sich einzelwirtschaftlich lohnen.

Private Haushalte müssen bei Effizienzmaßnahmen vor allem ihre **Budgetrestriktion**, d.h. das verfügbare Einkommen, im Blick behalten. Zinsgünstige Förderprogramme, Zuschüsse und Steuererleichterungen verbessern die Einzelwirtschaftlichkeit von Maßnahmen.

Die Energieeinsparungen verschieben in der Volkswirtschaft die Nachfrage weg **von Energie hin zu anderen Gütern**. Niedrigere Energieausgaben sind schlecht für Anbieter, die (nur) Energie verkaufen. Sinkende Gewinne und Arbeitsplatzverluste der Energiewirtschaft sind Folge der politisch gewollten Energiewende im Bereich Energieeffizienz.

Auf der anderen Seite machen die niedrigeren Energieausgaben **Mittel frei für den Kauf anderer Güter**, deren Produzenten profitieren. Der Gesamteffekt ist abhängig vom Saldo der Mehrbelastung durch Investitionen und deren Finanzierung und Entlastungen durch Energiekosteneinsparungen. Die Gesamtwirkung schwankt im Zeitablauf. Damit ist auch der Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt zunächst offen.

Da Deutschland den Großteil der Energieträger, insbesondere bei Erdöl, Erdgas, Steinkohle und Uran, importiert, verbessert sich mit sinkenden Energieausgaben auch die **Handelsbilanz**. Ein nicht zu unterschätzender Nebeneffekt ist die verringerte Abhängigkeit von internationalen Energiepreisschwankungen. Angesichts der aktuell sehr hohen deutschen Handelsbilanzüberschüsse ist die Wirkung verringerter Energieimporte differenziert zu betrachten (vgl. Abschnitt 5.1).

### 5.2.2 Erneuerbare Energien

Abbildung 5.2.2-1 zeigt am Beispiel der Stromerzeugung die gesamtwirtschaftlichen Effekte, die mit dem **Umbau der Energieerzeugung** hin zu erneuerbaren Energien verbunden sind.

Ein Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu **höheren Investitionen**, wobei auch Netze mit ausgebaut werden und diese Kosten teilweise dem Ausbau erneuerbarer Energien zugerechnet werden können. Damit steigen die Netzentgelte und insbesondere die **EEG-Umlage**.

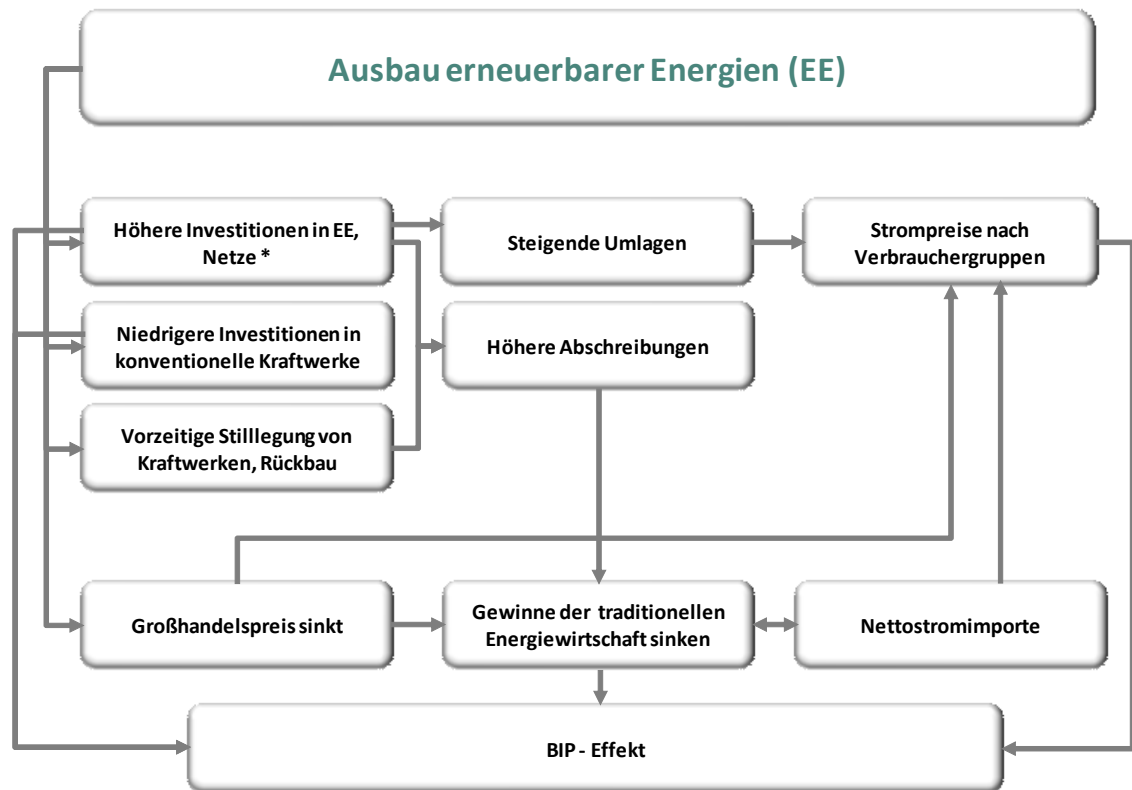
Gleichzeitig reduzieren sich die Kosten im konventionellen Erzeugungssystem. Da die fluktuierenden Erneuerbaren (Sonne und Wind) elektrische Arbeit, aber kaum gesicherte Kapazität ins System einbringen, werden durch die zusätzliche Stromeinspeisung

aus erneuerbaren Energien im konventionellen Erzeugungssystem zunächst nur Brennstoffkosten eingespart. Längerfristig werden auch Kapitalkosten eingespart, da infolge der vermehrten Stromerzeugung aus Erneuerbaren weniger in konventionelle kapitalintensive Technologien mit hoher Auslastung (Kohlekraftwerke) investiert wird, zugunsten von kostengünstigerer Kapazität, die höhere variable Kosten aufweist und weniger Stunden im Jahr betrieben wird. Bei diesen Kapazitäten handelt es sich primär um Gasturbinen, die aus Gründen der Versorgungssicherheit benötigt werden. Die insgesamt, d.h. im konventionellen und im erneuerbaren Kraftwerkspark höheren Investitionen haben wie oben beschrieben einen **kurzfristig positiven Effekt** auf die Nachfrage, sind allerdings **langfristig mit höheren Kapitalkosten** (Kapitaldienst) verbunden. Vorzeitige Stilllegungen von Kraftwerken aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit führen über erhöhte Abschreibungen ebenfalls zu höheren Kosten in der Stromwirtschaft.

Die dadurch ausgelösten Effekte auf dem Strommarkt sind vielfältig und werden im Rahmen des Projekts mit einem Strommarktmodell umfassend abgebildet. In den letzten Jahren hat der Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit dem hohen Bestand an konventionellen Kraftwerken den **Börsenstrompreis gesenkt**, während **EEG-Umlage und Verbraucherpreise**, mit der Ausnahme weitgehend EEG-befreiter Unternehmen, **gestiegen sind**. Produktion, Gewinne und Beschäftigung der traditionellen Energiewirtschaft sind zurückgegangen.



Abbildung 5.2.2-1: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung



\*soweit zurechenbar

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die Strompreiseffekte sind komplex und können sich auch wegen bestehender **Ausnahmeregelungen** zwischen Verbrauchergruppen unterscheiden. Auch die Entwicklung der Nettostromimporte spielt hierbei eine Rolle.

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte werden am stärksten von den **Änderungen der Strompreise** bestimmt. Dabei ist mit Umlagen vor allem ein Umverteilungseffekt verbunden.

## 5.3 Ergebnisse

### 5.3.1 Vorgehensweise und Methodik

Mit dem energie- und umweltökonomischen Modell PANTA RHEI wird geprüft, welche gesamtwirtschaftlichen Effekte entstehen, wenn **statt der in Referenzprognose und Trendszenario dargestellten Entwicklung das Zielszenario umgesetzt wird**. Dazu werden die in Abschnitt 5.3.2 beschriebenen Primäripulse, die einzelwirtschaftlich aus den Bottom-up-Nachfragemodellen sowie dem Strommarktmodell abgeleitet worden sind, in das gesamtwirt-

schaftliche Modell eingestellt, in dem sie zu unterschiedlichen Zweitrundeneffekten und Anpassungsreaktionen führen.

Die Nutzung eines umfassenden gesamtwirtschaftlichen Modells, das auch die Vorleistungsstruktur der Wirtschaft und die Energiewirtschaft abbildet, hat den Vorteil, dass das komplexe Zusammenwirken verschiedener Effekte vollständig in den Kategorien der amtlichen Statistik erfasst wird, also **keine Effekte unberücksichtigt bleiben**. Das Modell PANTA RHEI ist in der Vergangenheit bereits für ähnliche Fragestellungen z.B. in den Energieszenarien 2010 genutzt worden.

Die in den Untersuchungen eingesetzte **Szenariotechnik** führt dazu, dass die Wirkungen von Entwicklungen oder Maßnahmen, die bereits in Referenzprognose/Trendszenario erfolgen, in der nachfolgenden Differenzbetrachtung unberücksichtigt bleiben. Auch in der Referenzentwicklung werden zum Beispiel Effizienzstandards für Fahrzeuge, neue Gebäude oder Elektrogeräte im Inland und auf wichtigen Exportmärkten im Ausland verschärft und zwingen die Hersteller, energieeffizientere Produkte anzubieten. Daneben werden erneuerbare Energien in Deutschland und weltweit weiter ausgebaut. Der mit der Umsetzung der Treibhausgas-minderung im Zielszenario verbundene Wandel wird im langfristigen Zeitvergleich (2030 oder 2050 gegenüber 2011) deutlich größer ausfallen, als dies der Szenarienvergleich nahelegt.

Zielszenario einerseits und Referenzprognose/Trendszenario andererseits gehen grundsätzlich von gleichen sozioökonomischen Vorgaben aus, z.B. zur internationalen wirtschaftlichen Entwicklung und zur Demografie. Die Szenarien unterscheiden sich aber hinsichtlich der **Stromerzeugung** und der daraus resultierenden **Strompreise** sowie durch die in den Zielszenarien **zusätzlich notwendigen Investitionen** zur Steigerung der Energieeffizienz und zum stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien. Diese Investitionen führen langfristig im Zielszenario zu einem niedrigeren Energieverbrauch und einer Verschiebung hin zu CO<sub>2</sub>-armen oder CO<sub>2</sub>-freien Energieträgern.

### 5.3.2 Direkte ökonomische Impulse

Aus den **Bottom-up-Modellen** zur Endenergienachfrage und zum Strommarkt werden ausgewählte Ergebnisgrößen als Impulse in das Zielszenario in PANTA RHEI eingestellt. Das Zielszenario unterscheidet sich durch diese Größen von Referenzprognose/Trendszenario. Dies sind vor allem geänderte Investitionspfade im Bereich des Endenergieverbrauchs und Unterschiede im Strommarkt bei Preisen, Investitionen und Importen. Die Entwicklungen sind in Abschnitt 4 ausführlich dargestellt. Damit verbunden sind als dritter wesentlicher Impuls verringerte Energieverbräuche und damit niedrigere Importe fossiler Energieträger.

Diese **Primärimpulse**, die im Folgenden zusammengefasst werden, führen in einem gesamtwirtschaftlichen Modell zu unterschiedlichen Zweitrundeneffekten und Anpassungsreaktionen.

#### 5.3.2.1 Impulse auf der Nachfrageseite

Um die Energieeinsparungen in den Zielszenarien zu erreichen, ist die Umsetzung **zahlreicher technischer Maßnahmen** notwendig, die mit Investitionen verbunden sind. Diese Investitionen werden gemäss der Modellierungsmethodik auf die Nachfragesektoren aufgeteilt.

In den Nachfragesektoren werden die folgenden Maßnahmen umgesetzt und die zugehörigen Investitionen berechnet:

##### *Private Haushalte*

Zur Einsparung von **Raumwärme** werden Energiesparmaßnahmen an der Gebäudehülle getrennt nach Neubau und Gebäudebestand erfasst.

Im Zielszenario sind die Neubaustandards etwas schärfer als in Referenzprognose/Trendszenario. Die Umsetzung ist mit – geringen – Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario verbunden.

Der Gebäudebestand wird im Zielszenario so stark energetisch saniert, dass sich der Raumwärmebedarf im Jahr 2050 gegenüber 2011 mehr als halbiert. Hierfür werden gegenüber Referenzprognose/Trendszenario sowohl die Zahl der energetischen Sanierungen (**Sanierungsrate**) als auch deren **energetische Qualität** erhöht. Zur Ermittlung der Investitionen werden drei Fälle unterschieden:

- Diejenigen Sanierungen, die auch in der Referenz durchgeführt werden, werden **auf energetisch verbessertem Standard** ausgeführt. Dies führt zu geringfügigen Mehrinvestitionen je Flächeneinheit.
- Neben energetischen Sanierungen werden auch nicht energetische ästhetische oder werterhaltende Sanierungen (häufig als „Pinselsanierungen“ bezeichnet) durchgeführt. Die Erweiterung dieser Sanierungen zur Verbesserung der energetischen Qualität ist häufig mit geringem Aufwand möglich, da beispielsweise ohnehin ein Gerüst aufgestellt werden muss. Diese Umwandlung von **Pinselsanierungen in energetische Sanierungen** führt zu energetisch bedingten Mehrinvestitionen.
- Der über diese beiden Kategorien hinausgehende Anteil sanierter Flächen im Zielszenario wird allein aufgrund der energetischen Zielsetzungen durchgeführt (und muss durch entsprechende Motivationen und Instrumente ausgelöst werden).

den). Bei diesem Anteil werden dem Szenario die Vollkosten zugerechnet.

Auch die über die in Referenzprognose und Trendszenario hinausgehende Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser aus erneuerbaren Energien wird mit **entsprechenden Investitionskosten** bewertet.

Verbesserte Elektrogeräte und Steuerungen ermöglichen deutliche Einsparungen von Strom. Die hierfür notwendigen Investitionen werden nach der **Methode der anlegbaren Kosten** abgeschätzt. Das bedeutet, dass sich die Mehrausgaben für effizientere Geräte innerhalb von fünf bis zehn Jahren durch verringerte Ausgaben für Strom refinanzieren müssen. Damit wird eine Obergrenze für zusätzliche Investitionen festgelegt. Denn gerade bei der Unterhaltungselektronik umfasst die Investitionsrationalität sehr viele verschiedene Aspekte, von denen Energieeffizienz nur eine eher untergeordnete Rolle spielt.

#### *Industrie und Dienstleistungen*

In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen werden nur solche Effizienzmaßnahmen umgesetzt, die im Rahmen der jeweiligen Rahmenbedingungen **betriebswirtschaftlich** ihre Kosten durch Einsparungen wieder einspielen. Zahlreiche Maßnahmen sind zwar betriebswirtschaftlich sehr sinnvoll (besonders im Dienstleistungssektor, z.B. Querschnittsmaßnahmen im Bereich Kühlen, Lüften, Kälteerzeugung, Druckluft und Pumpen), werden aber aufgrund von Opportunitätsüberlegungen in der Referenzprognose nicht durchgeführt, da Energiekosten in den meisten Branchen eine untergeordnete Rolle in der Kostenstruktur spielen. In Verbindung mit anderen Kriterien wie z.B. Raumausnutzung können Effizienzmaßnahmen wie z.B. Betonkerntemperierung erheblich an Attraktivität gewinnen.

Die Abschätzung der Zusatzinvestitionen in Effizienzmaßnahmen erfolgt hier ebenfalls nach der **Methode der anlegbaren Kosten**. Sie bilden eine Obergrenze für die von den Sektoren Dienstleistungen und Industrie umsetzbaren Mehrinvestitionen.

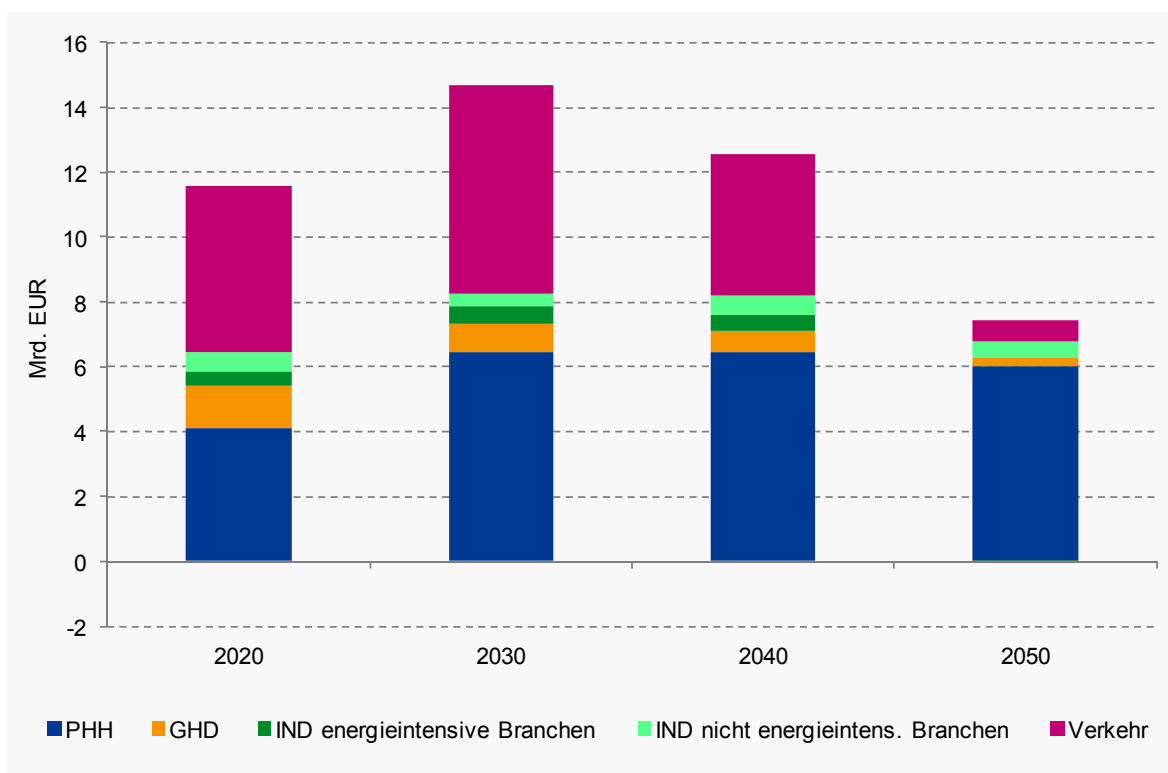
Der Einsatz **erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wärme** lässt sich mit Investitionskosten für die wesentlichen Anlagentypen hinterlegen. Hier wurden vor allem größere Anlagentypen angenommen in der Kategorie wie etwa für mittlere und große Mehrfamilienhäuser. Die prioritär durchgeführten Effizienzmaßnahmen führen hier nach 2040 in Einzelbereichen zu Minderinvestitionen gegenüber der Referenz.

#### *Verkehr*

Im Verkehrssektor werden die gegenüber Referenzprognose/Trendszenario zusätzlichen Investitionen durch die im Zielszenario veränderte Struktur der Neuzulassungen von Pkw domi-

niert. Den größten Einfluss hierauf hat die **schnellere Ausweitung der Elektromobilität** im Zielszenario. In der Anfangsphase der Einführung von Elektro-Pkw wird davon ausgegangen, dass diese gegenüber vergleichbaren Pkw mit konventionellen Verbrennungsmotoren mit Mehrinvestitionen für den Autokäufer verbunden sind, die sich im Lauf der Zeit verringern.

Abbildung 5.3.2.1-1: Investitionsdifferenzen in den Nachfragesektoren im Zielszenario im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in Mrd. EUR

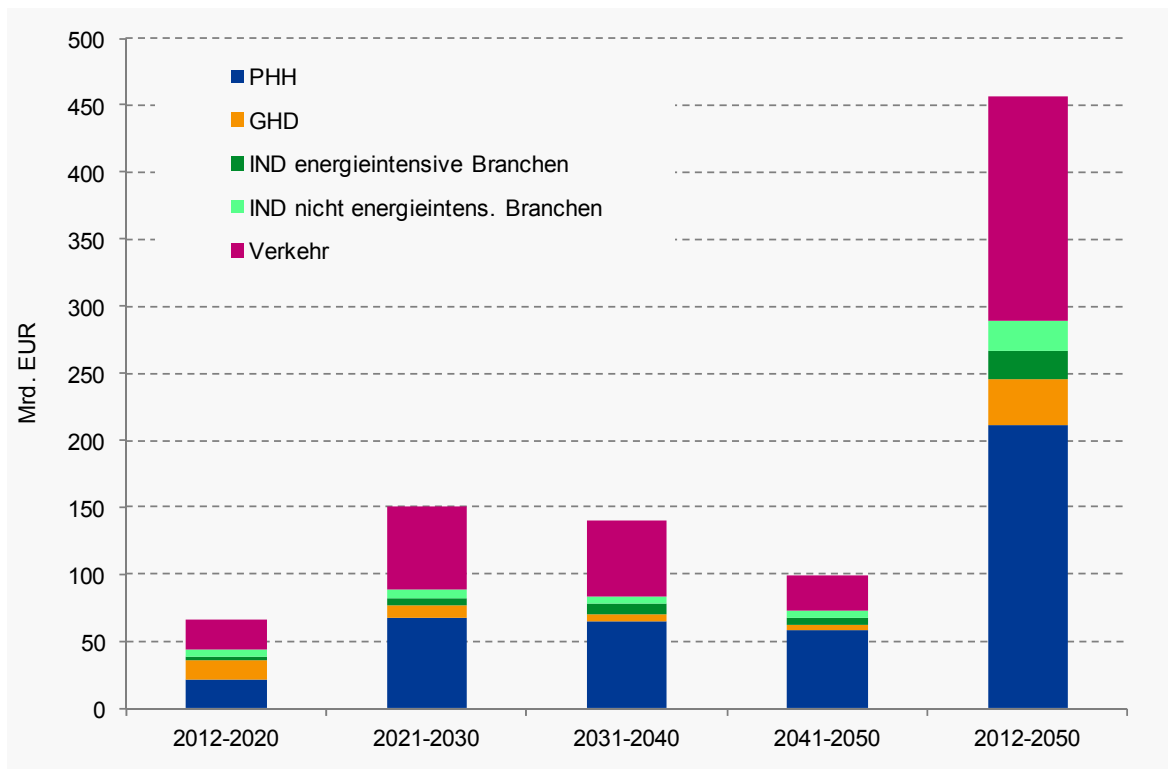


Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die verschiedenen Investitionselemente werden in Abbildung 5.3.2.1-1 im Zeitablauf dargestellt. Die **Mehrinvestitionen** in private Gebäude sowie in effiziente Fahrzeuge dominieren, wobei die zusätzlichen Verkehrsinvestitionen vor allem bis 2040 anfallen.

Die über den Zeitablauf kumulierten zusätzlichen Investitionen sind in Abbildung 5.3.2.1-2 dargestellt. Die **Mehrinvestitionen liegen im Zielszenario** in einer Größenordnung von gut 450 Mrd. EUR, was in 38 Jahren zusätzlichen jährlichen Investitionen von durchschnittlich 12 Mrd. EUR oder rund 0,3% des Bruttoinlandsprodukts entspricht. Um das Jahr 2030 erreichen die jährlichen Investitionsdifferenzen mit über 14 Mrd. EUR ihr Maximum. Bis zum Jahr 2050 geht die Investitionsdifferenz auf knapp 8 Mrd. EUR zurück.

Abbildung 5.3.2.1-2: Kumulierte Investitionsdifferenzen im Zielszenario im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2012 – 2050 in Mrd. EUR



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 5.3.2.2 Impulse im Strombereich

Im Strombereich unterscheidet sich das Zielszenario von Referenzprognose/Trendszenario bei den **Strompreisen** für die einzelnen Nachfragergruppen, bei den Investitionen für Stromerzeugungsanlagen sowie bei den Nettostromimporten (Abbildung 5.3.2.2-1).

Die Differenzen der **Strompreise nach Verbrauchergruppen** sind in Abschnitt 4.5.6 ausführlich dargestellt. Die Großhandelspreise liegen im Zielszenario durchgehend um 2 bis 3 EUR/MWh höher als in Referenzprognose/Trendszenario. Die stromintensive Industrie muss entsprechend etwa 4 bis 5 EUR/MWh mehr für Strom bezahlen. Auch die EEG-Umlage liegt im Zielszenario bis zum Jahr 2040 etwas höher, wobei die maximale Differenz zur Referenzprognose 5 EUR/MWh in den Jahren 2020 und 2025 beträgt. Dadurch liegen die Strompreise für die nicht (weitgehend) von der EEG-Umlage und anderen Umlagen befreiten Verbrauchergruppen im Zeitraum 2020 bis 2030 in einer Größenordnung von 10 bis 12 EUR/MWh höher als in der Referenzprognose, weil mit Großhandelspreis und EEG-Umlage auch Steuern und weitere Preisbestandteile zunehmen. Mit sinkender EEG-Umlage im Zielszenario geht diese Differenz bei den Strompreisen auf rund 4 EUR/MWh im Jahr 2050 zurück.

Wegen der durch die Effizienzmaßnahmen ausgelösten **Einsparungen** bleibt der Anstieg der Stromkosten für die Industrie begrenzt. Die Industrie insgesamt wird bereits im Jahr 2025 **netto entlastet**. Ab 2030 sinken die Stromkosten der Industrie gegenüber dem Trendszenario immer stärker. Dann können die dauerhaften Vorteile einer ambitionierten Effizienzpolitik realisiert werden. Dieser Zusammenhang ist wichtig für die richtige Einordnung der Effekte auf dem Strommarkt.

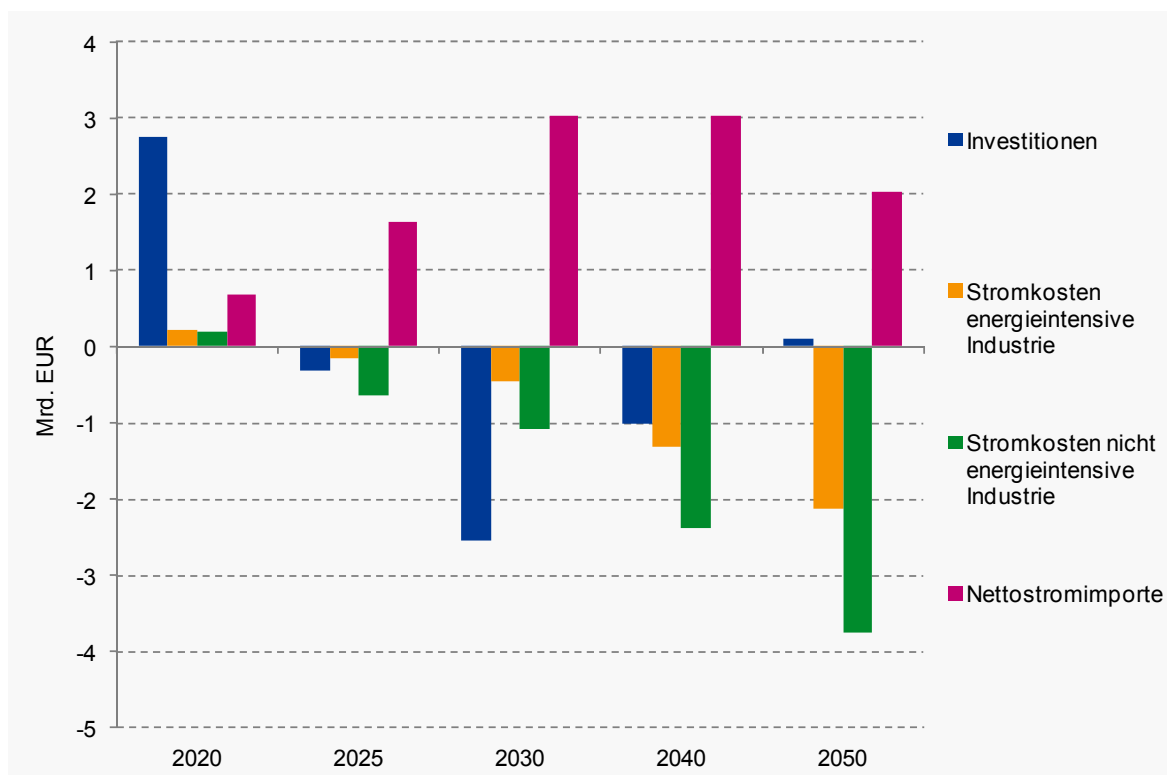
Die Kombination niedrigerer Strommengen und nur leicht steigender Preise führt zu **niedrigerer Produktion der Stromwirtschaft**. Auch Beschäftigung und Gewinne gehen zurück.

Die **Investitionen der Stromwirtschaft** liegen im Jahr 2020 um 2,8 Mrd. EUR höher als in der Referenz, wobei es sich fast ausschließlich um zusätzliche Anlagen für erneuerbare Energien handelt. In den Folgejahren sind die Investitionen niedriger als in der Referenz, so dass sie insbesondere 2030 und 2040 einen leicht negativen gesamtwirtschaftlichen Impuls auslösen.

Die **Nettostromimporte** liegen im Zielszenario durchgehend höher als in der Referenz, in den Jahren 2030 und 2040 um etwa 3 Mrd. EUR. Höhere Nettoimporte verschlechtern die Handelsbilanz und wirken gesamtwirtschaftlich unmittelbar negativ.

Indirekt können (höhere) Nettostromimporte aber die **Strompreise senken**, wenn verstärkt günstige Stromerzeugungsmöglichkeiten im Ausland genutzt werden. Über diesen Strompreiseffekt können sich höhere Nettostromimporte gesamtwirtschaftlich positiv auswirken.

Abbildung 5.3.2.2-1: Differenzen im Strombereich im Zielszenario im Vergleich zur Referenz, 2020 – 2050 in Mrd. EUR



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 5.3.3 Direkte und indirekte Effekte

#### 5.3.3.1 Energieeffizienz

Die in Abschnitt 5.3.2 beschriebenen **Primärimpulse** werden in das gesamtwirtschaftliche Modell als direkte Effekte in der oben beschriebenen Höhe eingestellt und lösen zusätzlich indirekte Wirkungen aus. Höhere Strompreise senken z.B. für stromintensive Betriebe die internationale Wettbewerbsfähigkeit, was auch für in der Wertschöpfungskette vor- und nachgelagerte Unternehmen und die Beschäftigung dort Auswirkungen haben kann.

Ähnliches gilt für **vermehrte Investitionen in Gebäudedämmung**, die vielfache Wirkungen auf die Bauwirtschaft und die Konsumentscheidung der Haushalte entfalten können.

Die Mehrinvestitionen werden von zusätzlichen Investitionen in effizientere Fahrzeuge sowie private Gebäude dominiert, die deutlich über den Umfang bisher meist KfW-geförderter Maßnahmen hinausgehen. Dies bedeutet, dass Hauseigentümer im Zielszenario **mehr Geld** vor allem zur Gebäudesanierung **aufwenden müssen**. Autofahrer müssen für den Kauf der Fahrzeuge mehr bezahlen.

Die Verbraucher haben entsprechend zunächst **weniger Geld für Konsumausgaben** zur Verfügung, wobei die Mehrkosten bei ohnehin anstehenden Sanierungen deutlich geringer sind, als wenn



die energetische Sanierung komplett zusätzlich erfolgt. Bei Elektrofahrzeugen dürften vor allem in der Anfangsphase Anreize, in welcher Form auch immer, notwendig sein, z. B. im Rahmen der EU-Abgasnorm.

Die **Mehrausgaben für Bautätigkeit sind nach Definition der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen Investitionen**, so dass die Konsumtätigkeit zurückgeht und die Investitionstätigkeit ansteigt. Für Mieter in den zusätzlich sanierten Gebäuden steigen die Kaltmieten an. Zugleich geht durch die Sanierung der Energieverbrauch dauerhaft zurück, so dass der Warmmietenteil sinkt. Nach Ablauf der Finanzierung werden langfristig wieder mehr Mittel für Konsum frei. Die Mehrinvestitionen rechnen sich einzelwirtschaftlich nur langfristig, d.h. dass die Energieeinsparung erst nach rund 15 bis 20 Jahren die Investitionskosten ausgleicht. Das Energiepreisniveau wie das Zinsniveau sind wichtig für die einzel- wie die gesamtwirtschaftliche Rentabilität der Sanierungen. Volkswirtschaftlich ist zum einen von Bedeutung, dass Bauinvestitionen einen anderen inländischen Wertschöpfungsanteil als Konsumausgaben haben, und zum anderen, dass die Energieeinsparung vor allem Importe von Öl und Erdgas reduziert. Vergleichbare Überlegungen gelten auch für andere Mehrausgaben der privaten Haushalte, beispielsweise den Kauf weniger energieintensiver Geräte oder effizienterer Fahrzeuge.

Den **Investitionen der Industrie** liegt ein gänzlich anderes Wirtschaftlichkeitskalkül zugrunde. Investitionen werden nur getätigt, wenn sie sich aus heutiger Sicht nach wenigen Jahren rechnen werden. Höhere Energieeinsparinvestitionen sind unmittelbar nachfragewirksam, erhöhen aber für mehrere Jahre einerseits die Abschreibungen und damit die Kapitalkosten und senken andererseits dauerhaft die Energiekosten. Die Preiswirkung dieser Investitionen ist angesichts der geringen Höhe begrenzt. Ein Problem für die Umsetzung von Energieeinsparinvestitionen ist oft eine Investitionskonkurrenz, wenn andere Investitionen höhere Renditen versprechen, oder Energiekosteneinsparung nicht im Fokus der Unternehmensführung steht.

Mehrinvestitionen im Verkehrsbereich fallen für **Elektromobilität** an. Die etwas höheren Kosten müssen die Nachfrager an anderer Stelle einsparen. Gleichzeitig sind nach aktueller Gesetzeslage die Stromkosten niedriger als die Kosten konventioneller Kraftstoffe. Für die Einzelwirtschaftlichkeit der Elektromobilität, aber letztlich auch für die gesamtwirtschaftlichen Effekte, spielt u.a. eine Rolle, in welchem Umfang staatliche Abgaben und Förderungen in diesem Bereich erhoben bzw. geleistet werden.

#### 5.3.3.2 Strommarkt

Im Strombereich unterscheiden sich die **Effekte in den einzelnen Verbrauchergruppen** je nach Abhängigkeit vom Großhandelspreis und Zahlung der EEG-Umlage. Die Differenzen bei den Großhandelspreisen machen nur einen Teil der Endverbraucher-

preise aus, die auch Kosten der Verteilung, Umlagen und Steuern umfassen. Diese weiteren Kostenbestandteile sind für industrielle Großabnehmer am kleinsten und für private Haushaltskunden am größten. Insgesamt ergeben sich für die stromintensive Industrie in absoluten Zahlen etwas geringere Strompreissteigerungen als für die übrigen Verbrauchergruppen. Prozentual wird die Industrie stärker belastet als GHD und private Haushalte.

Die Nettostromimporte liegen im Zielszenario durchgehend höher als in der Referenz. Höhere Nettoimporte verschlechtern die Handelsbilanz und wirken gesamtwirtschaftlich unmittelbar negativ. Gleichzeitig senken sie die Strompreise im Inland, was gesamtwirtschaftlich positiv ist.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass der Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 insbesondere im Zielszenario durch weitere Effizienzmaßnahmen bei zunehmender Wirtschaftsleistung deutlich zurückgeht, die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der Strompreise damit im Zeitablauf sinkt.

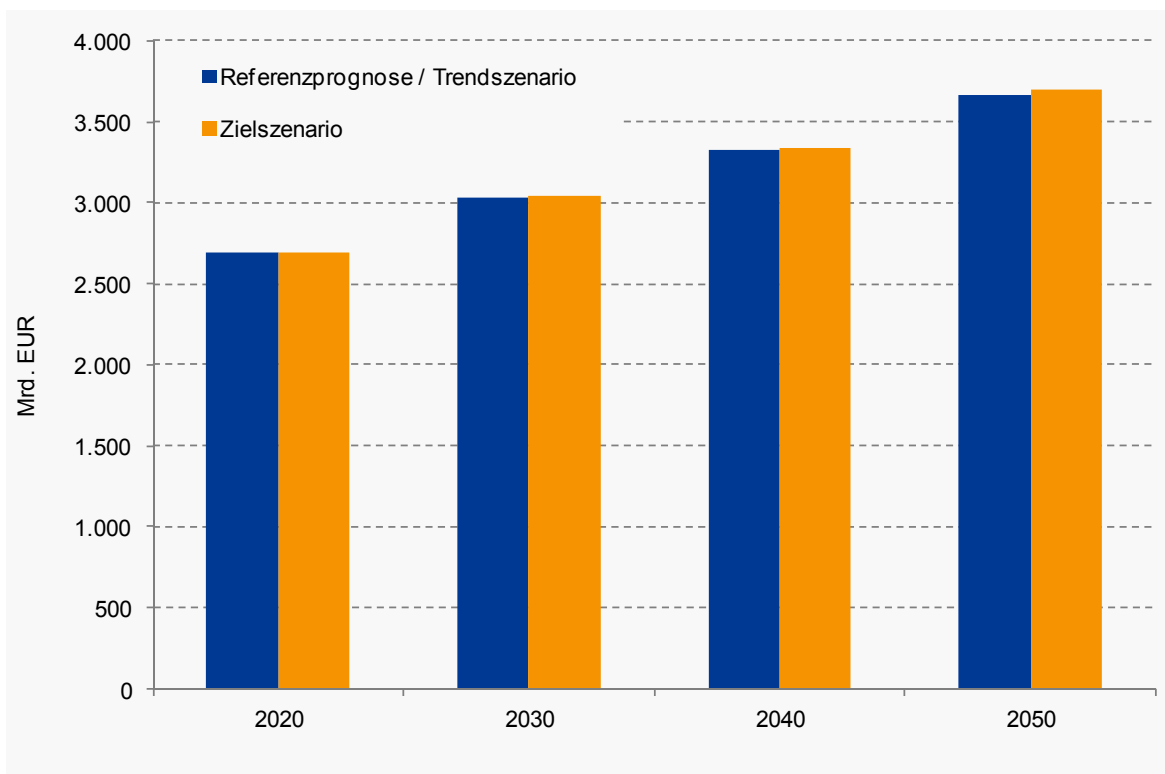
In den Jahren 2040 und vor allem 2050 machen sich im Zielszenario der im Vergleich zum Trendszenario **deutlich niedrigere Energieverbrauch** und die Veränderungen im Energiemix zunehmend bemerkbar. Der Importrückgang bei fossilen Energieträgern mindert die Gesamteinfuhren und wirkt gesamtwirtschaftlich positiv.

#### 5.3.4 Wirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP)

Die deutsche Volkswirtschaft wächst in der Referenzentwicklung bis zum Jahr 2050 mit einer durchschnittlichen Rate von etwa 1,03 % p.a. Die Entwicklung im Zielszenario unterscheidet sich mit 1,06 % p.a. davon nur wenig (vgl. Abbildung 5.3.4-1).

Vom Zielszenario gehen im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario **keine deutlich negativen Effekte** oder Verwerfungen aus. Nach 2030 zeigen sich leicht positive Effekte der Treibhausgasminderung, des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienzsteigerung, wenn bei steigenden Preisen für Energierohstoffe die Ausgaben der deutschen Volkswirtschaft für Energieimporte aufgrund der Energieeinsparungen deutlich sinken.

Abbildung 5.3.4-1: Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in Referenzprognose/Trendszenario und Zielszenario, 2020 – 2050, preisbereinigt in Mrd. EUR<sub>2005</sub>

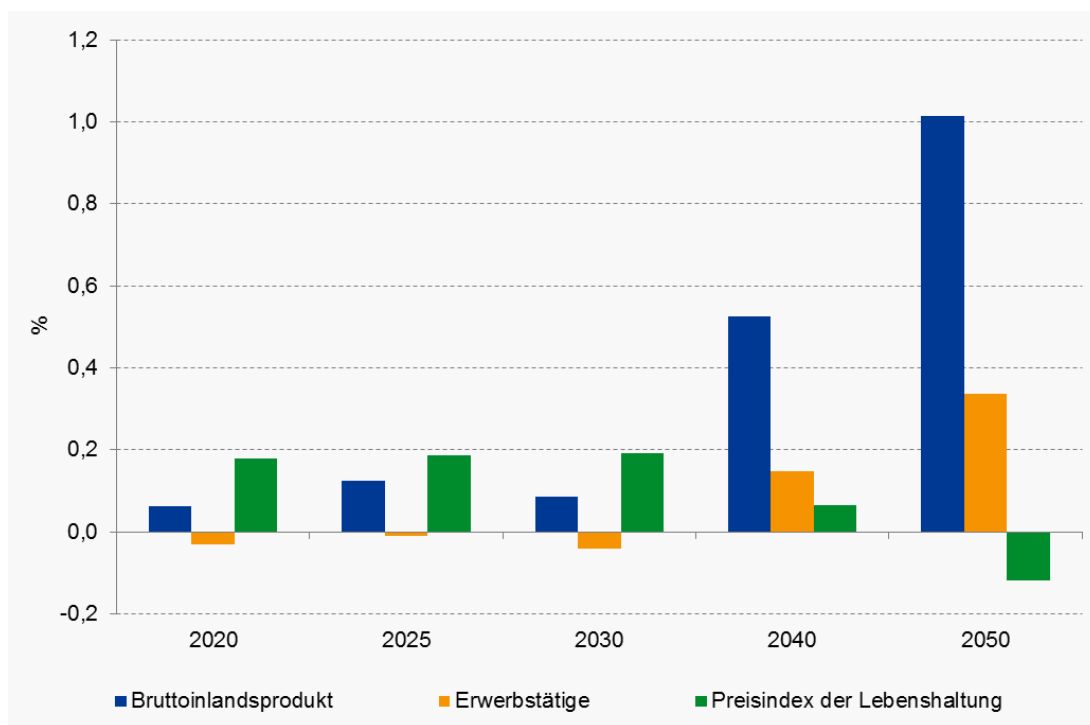


Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Bis zum Jahr 2030 bleibt die Wirkung auf das **Bruttoinlandsprodukt** sehr gering. Im Jahr 2050 liegt das Niveau des Bruttoinlandsprodukts im Zielszenario um 1,0% höher als in der Referenz (Abbildung 5.3.4-2). Hauptgrund für die positive Entwicklung im Jahr 2050 im Zielszenario ist, dass es gelingt, den Energieeinsatz langfristig zu reduzieren und den weitgehenden Umstieg auf erneuerbare Energien zu schaffen, ohne dass damit langfristig deutliche Mehrkosten gegenüber dem Trendszenario verbunden sind. Dieses Ergebnis ist vor dem Hintergrund der Szenarioannahmen zu sehen (vgl. Abschnitt 5.4).

Die Abbildung 5.3.4-2 zeigt, dass das Zielszenario über den Zeitraum der Referenzprognose bis 2030 mit geringen Wirkungen auf **BIP, Beschäftigung (Erwerbstätige) und Preise** verbunden ist. Die Beschäftigungseffekte sind im Zeitraum 2020 bis 2030 leicht negativ, der Preisindex der Lebenshaltung liegt um etwa 0,2 % sichtbar höher als in der Referenz. Ab dem Jahr 2030 machen sich die kumulierten Energieeinsparungen immer stärker bemerkbar. Das Preisniveau liegt 2050 dadurch etwas niedriger als in der Referenz. Die Beschäftigung steigt nach 2030 weniger stark als das BIP. Mehrproduktion führt zu steigenden Löhnen und zu mehr Beschäftigung, so dass die Beschäftigung weniger steigt als das BIP.

Abbildung 5.3.4-2: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung im Zielszenario von Referenzprognose / Trendszenario, 2020 – 2050 in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Auf die einzelnen **Komponenten des Bruttoinlandsprodukts** wirkt das Zielszenario unterschiedlich, wie Tabelle 5.3.4-1 zeigt. Während vor allem die Investitionen in Bauten und Ausrüstungen im Zielszenario etwas höher ausfallen als in Referenzprognose/Trendszenario, liegt der private Konsum bis zum Jahr 2030 niedriger. Der Außenhandel verändert sich bis 2030 nur wenig, weil die Preisrelationen weitgehend unverändert bleiben. Die Importausgaben sinken bei höherem BIP zum Ende des Betrachtungszeitraums erheblich, weil teure Energieimporte in den Zielszenarien in geringerem Umfang benötigt werden. Niedrigere Produktionskosten und damit Exportpreise ermöglichen nach 2030 einen Anstieg der Exporte im Vergleich zum Trendszenario.

*Tabelle 5.3.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Zielszenario im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Zielszenario - Referenzprognose / Trendszenario	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Komponenten des preisbereinigten BIP</b>	Abweichungen in Mrd. €									
Bruttoinlandsprodukt	1,7	3,5	2,6	17,5	37,1	0,1	0,1	0,1	0,5	1,0
Privater Konsum	-1,5	-1,9	-3,3	3,5	12,2	-0,1	-0,1	-0,2	0,2	0,7
Staatskonsum	0,0	0,0	-0,1	0,4	1,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Ausrüstungen	1,7	1,9	0,1	0,9	2,9	0,7	0,7	0,0	0,3	0,7
Bauten	2,2	3,6	3,3	3,8	4,2	1,0	1,5	1,4	1,7	1,9
Exporte	-0,5	-0,3	0,3	4,6	11,7	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3
Importe	0,2	-0,3	-2,5	-4,2	-5,3	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,2
<b>Preisindizes</b>	Abw. in Prozentpunkten									
Lebenshaltung	0,22	0,25	0,27	0,10	-0,20	0,18	0,19	0,19	0,07	-0,12
Produktion	0,16	0,11	0,08	-0,23	-0,52	0,13	0,09	0,06	-0,16	-0,35
Importe	-0,08	-0,25	-0,51	-1,18	-1,93	-0,07	-0,21	-0,40	-0,90	-1,43
<b>Arbeitsmarkt</b>	absolute Abweichungen									
Erwerbstätige (1.000)	-12	-4	-16	53	118	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Erwerbslose (1.000)	8	2	10	-33	-73	0,3	0,1	0,8	-1,8	-4,6

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die Entwicklungen beim BIP sind verbunden mit **Änderungen der Preisrelationen**. Die Reduktion teurer Energieimporte entlastet langfristig die Preisentwicklung im Inland. Kurzfristig steigen die Produktionspreise sowie der Preisindex der Lebenshaltung wegen der höheren Strompreise gegenüber der Referenzprognose leicht an. Der Preisindex der Importe liegt 2030 bereits deutlich unter dem Niveau der Referenzprognose. Nach 2030 dämpfen die niedrigeren Importe fossiler Energieträger die Preisentwicklung weiter.

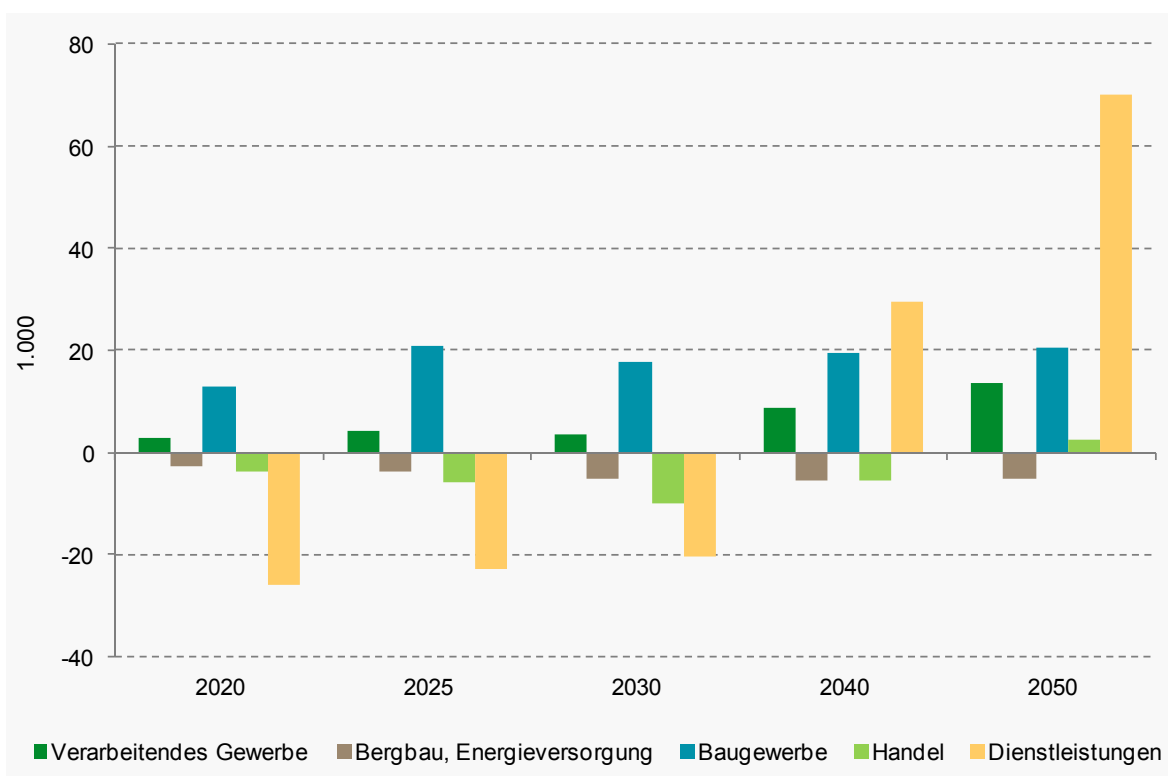
Die **Investitionen**, d.h. Bau- und Ausrüstungsinvestitionen liegen im Zielszenario mit Ausnahme des Jahres 2050 maximal 5 Mrd. EUR höher als in Referenzprognose/Trendszenario. Angesichts einer gegenüber heute eher weiter sinkenden Investitionsquote in der Referenz ist ein Engpass bei der Finanzierung der zusätzlichen Investitionen nicht zu erwarten.

### 5.3.5 Wirkungen auf die Beschäftigung

Auf dem Arbeitsmarkt sind die Gesamteffekte bis zum Jahr 2030 insgesamt begrenzt und dabei leicht negativ. Auf **Branchenebene** sind die Effekte aber durchaus nennenswert. Die Erreichung des Zielszenarios setzt im Vergleich zur Referenz höhere Investitionen, vor allem in den Gebäudebestand, aber auch in Industrie und Gewerbe, im Verkehrssektor sowie in der Stromerzeugung voraus. Zugleich profitieren die Stromverbraucher langfristig von niedrigeren Stromkosten, während sie über den gesamten Zeitraum etwas

höhere Strompreise bezahlen müssen. Zusammen genommen begünstigen diese Entwicklungen vor allem das Baugewerbe und Teile des Verarbeitenden Gewerbes sowie die damit verbundenen unternehmensnahen Dienstleistungen. Im Verarbeitenden Gewerbe profitieren besonders die Hersteller von Investitionsgütern. Entsprechend entwickeln sich Bruttowertschöpfung und Beschäftigung in diesen Bereichen überdurchschnittlich, während konsumnahe Branchen, d.h. vor allem Handel und konsumnahe Dienstleistungen, eher negativ betroffen sind. In der Energieversorgung fallen bei niedrigerem Strom- und Gasverbrauch im Zielszenario im Vergleich zur Referenz Stellen weg.

Abbildung 5.3.5-1: Abweichung der Beschäftigung im Zielszenario im Vergleich zur Referenz in ausgewählten Wirtschaftsbereichen, 2020 – 2050, in 1.000



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 5.3.6 Zerlegung der gesamtwirtschaftlichen Effekte

In Teilsimulationen lassen sich die Effekte auf BIP und Beschäftigung nach **auslösenden Faktoren zerlegen** (Abbildungen 5.3.6-1 und 5.3.6-2). Die Zerlegung ist künstlich, weil die Effekte tatsächlich simultan auftreten und zusammenwirken. Die Teileffekte können durch die Reihenfolge der Zerlegung leicht beeinflusst werden. Sie verdeutlichen aber die Größenordnungen.

Als erster Teileffekt sind die **Impulse auf dem Strommarkt** analysiert worden, die Ergebnis des EWI-Strommarktmodells sind. Darunter fallen zum einen die höheren Strompreise nach Verbrauchergruppen, die den größten Einfluss haben. Zum anderen än-

dem sich die Nettostromimporte und die Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke bzw. Anlagen für erneuerbare Energien. Veränderungen bei den Brennstoffinputs werden hier noch nicht betrachtet. Bis zum Jahr 2040 hat dieser Teilimpuls für sich betrachtet deutlich negative Wirkungen auf BIP und Beschäftigung. Im Jahr 2030 beträgt der negative Beschäftigungseffekt etwa 60.000 Arbeitsplätze, der vor allem durch die höheren Strompreise ausgelöst wird.

### **Infobox 5-3: Gesamtwirtschaftliche Effekte höherer Strompreise**

Höhere Strompreise führen unter sonst gleichen Bedingungen zu negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten. Modellrechnungen im Rahmen der Debatte um die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken in den Jahren 2009 bis 2011 haben bei allen Unterschieden im Detail als belastbare Tendenz eine Differenz des Großhandelspreises von bis zu 10 EUR/MWh ermittelt (vgl. z.B. r2b Energy Consulting/EEFA 2010 und Prognos 2011)). Entsprechende Preisunterschiede führen nach verschiedenen Modellrechnungen für unterschiedliche Auftraggeber zu jährlichen negativen Wirkungen auf das BIP im Zeitraum 2020 bis 2030 in einer Größenordnung von 0,2 bis 0,5 %, was auf dem Arbeitsmarkt grob Effekten von 20.000 bis 100.000 Beschäftigten entspricht.

Es kommt für diese gesamtwirtschaftlichen Effekte zentral darauf an, welche Bestandteile des Strompreises sich verändern und welche Verbrauchergruppen dadurch belastet werden. Ein stromintensives Industrieunternehmen, das unter Berücksichtigung aller Ausnahmen im Jahr 2011 einen Strompreis von durchschnittlich 55 EUR/MWh bezahlt hat (EWI 2012), kann bei intensivem internationalem Wettbewerb Kostensteigerungen nicht überwälzen. Wertschöpfung, Beschäftigung, Gewinne und Investitionsneigung gehen durch steigende Strompreise zurück, im schlimmsten Fall wird die Produktion aufgegeben bzw. ins Ausland verlagert. Müssten diese Unternehmen kurzfristig die volle EEG-Umlage von derzeit 62,4 EUR/MWh bezahlen, würden sich die Strompreise mehr als verdoppeln. Diese drastischen Kostensteigerungen würden teilweise zur Schließung von Produktionsanlagen führen. Damit wäre Deutschland in seinem industriellen Kern gefährdet, weil die exportstarken Industrien wie Maschinenbau, Fahrzeugbau, Chemische Industrie und Elektrotechnik Vorprodukte der stromintensiven Industrien nutzen und teils über sehr enge Produktionsverbände zusammenarbeiten. Langfristig werden auch die Strompreise für stromintensive Unternehmen im Rahmen international abgestimmter (Branchen-) Abkommen steigen müssen, um den Klimawandel zu begrenzen.

Anders ist die Situation für Kleinverbraucher wie private Haushalte sowie Handel und Gewerbe, aber auch kleinere und große, nicht stromintensive Industriebetriebe. Ein Strompreisanstieg ist mit zusätzlichen Kosten verbunden, was aber nicht mit gesamtwirt-

schaftlichen Kosten gleichzusetzen ist. Der Strompreisanstieg führt in erster Linie zu einer Umverteilung von den Stromverbrauchern zu den Stromanbietern einschließlich der Betreiber von erneuerbare Energien Anlagen (Umlagen) und dem Staat (Steuern).

Vor diesem Hintergrund ist die weitgehende Befreiung stromintensiver Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, von Umlagen und staatlichen Belastungen volkswirtschaftlich sinnvoll. Sie sichert Arbeitsplätze und Produktion in Deutschland. Vergleichbar schützt die EU entsprechende Unternehmen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems über die Carbon-Leakage Liste.

Die Energierferenzprognose und das Zielszenario verdeutlichen, dass wettbewerbsfähige Strompreise und die ambitionierten energie- und Klimaschutzpolitischen Ziele von Energiekonzept und Koalitionsvertrag nicht im Widerspruch stehen müssen.

Der zweite Teileffekt umfasst die **Änderung der Primärenergieträgereinsätze im Strombereich**, die ebenfalls aus der Strommarktmodellierung stammt. Er ist vor allem durch die Verschiebung hin zu erneuerbaren Energien geprägt. Der positive Effekt zeigt insbesondere, dass Energieimporte durch heimische Produktion ersetzt werden. Die Wirkung ist sichtbar positiv.

Die drei folgenden Teileffekte **Gebäudeinvestitionen, Treiber Industrie und Treiber Verkehr** beschreiben die Effekte der Investitionsdifferenzen in den drei Bereichen. Der Einfluss der Industrieinvestitionen auf die Gesamtergebnisse ist gering. Angesichts der Annahme sich einzelwirtschaftlich weitgehend lohnender Investitionen in Energieeffizienz ist das nicht überraschend. Teilweise zusätzliche Investitionen „schaden“ der Volkswirtschaft nicht.

Im **Gebäudebereich** wirken die Investitionsimpulse vor 2030 positiv, ab 2030 leicht negativ, wenn die Energieeinsparungen unberücksichtigt bleiben. Hintergrund ist, dass zunächst stattfindende zusätzliche Sanierungen unmittelbar positiv auf die Nachfrage wirken, während sich die Finanzierungskosten über die Jahre sukzessive aufbauen. Es ist zu bedenken, dass die Finanzierung über viele Jahre die verfügbaren Einkommen von Hausbesitzern und Mietern schmälert.

Im **Verkehr** führt die Umstellung auf Elektromobilität per se zu leicht negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten. Auch hier gilt, dass sich der Gesamteffekt bei Berücksichtigung der Einsparung konventioneller Kraftstoffe verbessert.

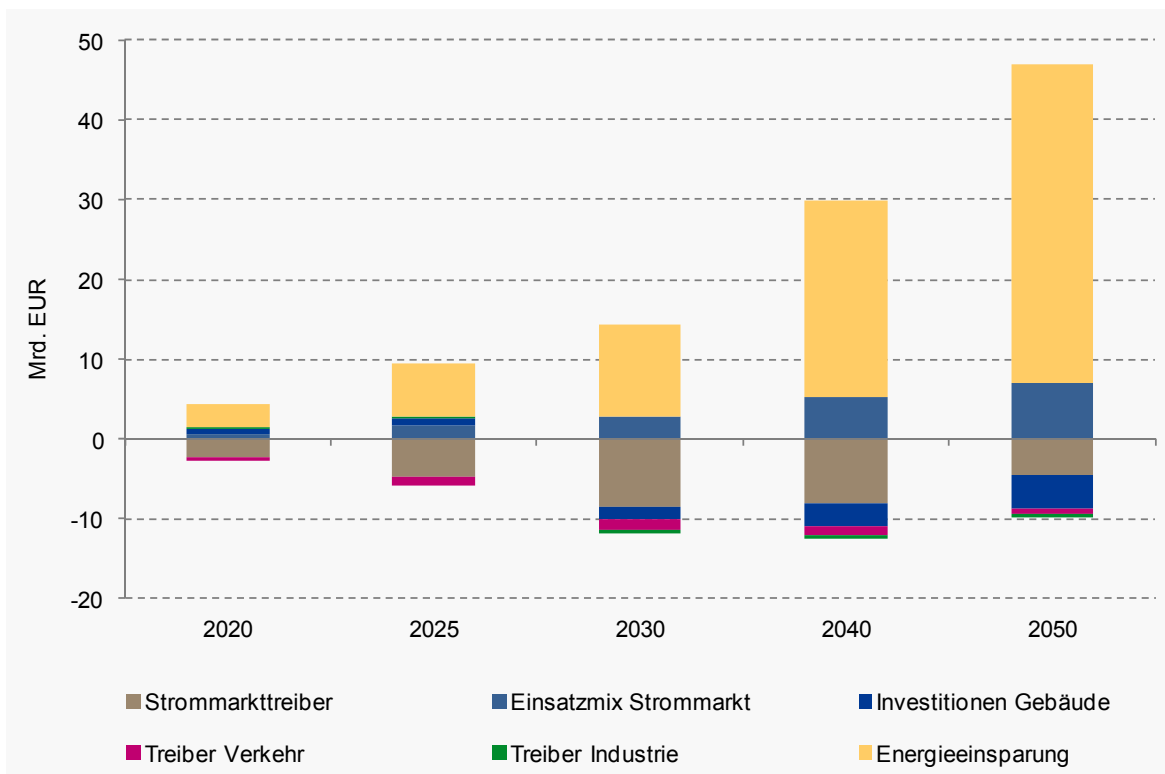
Der letzte Teileffekt umfasst **alle Energieeinsparungen**, die sich aus den Effizienzmaßnahmen in verschiedenen Bereichen ergeben, sowie Verschiebungen beim Energieträgereinsatz etwa durch Elektromobilität. Eine Trennung in auslösende Endnachfrageberei-



che ist nicht möglich. Mit großem Abstand ist die Energieeinsparung vor allem langfristig entscheidender Auslöser für die positiven gesamtwirtschaftlichen Effekte. Kurzfristig gleicht die positive Wirkung der Energieeinsparung die Effekte leicht höherer Strompreise und zusätzlicher Investitionen fast aus.

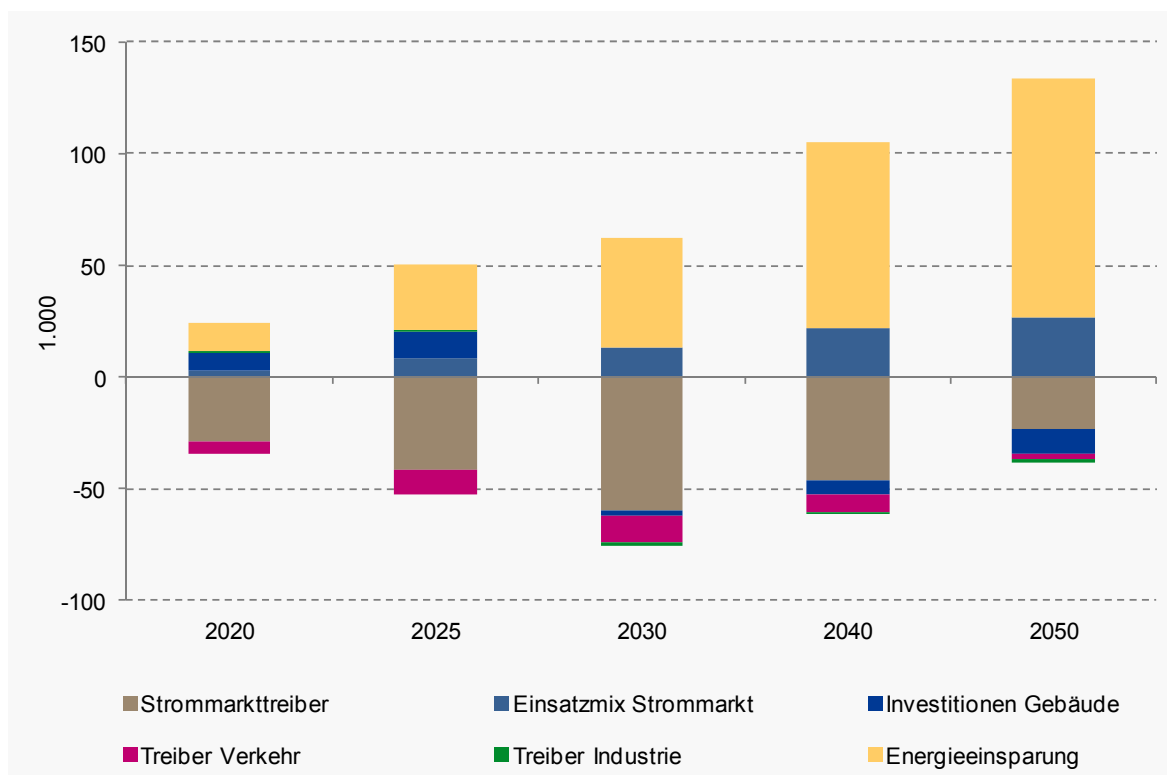
Die Zerlegung der gesamtwirtschaftlichen Effekte in die auslösenden Faktoren zeigt zwei zentrale Ergebnisse deutlich: Nur wenn es gelingt, **den Strompreisanstieg zu begrenzen und die Energieeffizienz voranzutreiben**, werden die Ziele des Energiekonzepts erreicht und wird die Zielerreichung auch gesamtwirtschaftlich ein Erfolg. Bei beidem ist mit Blick auf die Vergangenheit durchaus Skepsis geboten. Im Übrigen gelten die in Abschnitt 4.1 aufgeführten Einschränkungen.

Abbildung 5.3.6-1: Zerlegung der BIP-Effekte in den Jahren 2020 – 2050, in Mrd. EUR



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 5.3.6-2: Zerlegung der Beschäftigungseffekte in den Jahren 2020 – 2050, in 1.000



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 5.4 Einordnung der Ergebnisse

Die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse sind nur vor dem Hintergrund der **Szenarienannahmen** und der Ergebnisse der vorgeschalteten Modelle zu interpretieren. Dabei sind folgende zentrale Punkte festzuhalten:

Bereits in der Referenzprognose finden ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien und verstärkte Energieeffizienzmaßnahmen statt. Gerade im Bereich Energieeffizienz müssen Tempo und Eingriffstiefe gegenüber heute deutlich verschärft werden, um die Ergebnisse der Referenzprognose zu erreichen. Deshalb beschreibt der **Szenarienvergleich nicht die Effekte „der Energiewende“**, die bereits in der Referenzprognose zu guten Teilen umgesetzt wird, sondern nur die Effekte, die zur Erreichung des Zielszenarios über die Referenzprognose hinaus notwendig sind. Es wird kein Vergleich zwischen der Situation heute und den Zieljahren durchgeführt. Es wird auch nicht untersucht, welche Effekte zu erwarten wären, wenn die Ziele des Energiekonzepts etwa im Bereich der erneuerbaren Energien sogar übererfüllt würden.

Im Bereich Energieeffizienz wird im Zielszenario unterstellt, dass **Hemmnisse** wie das Mieter-Vermieter-Dilemma, die bisher einer weiter gehenden Ausschöpfung von CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen entgegenstehen, durch staatliches Handeln abgebaut werden. In

Abschnitt 4.1 sind verschiedene Gründe aufgeführt, warum der Abbau der Hemmnisse nicht einfach sein wird. Unterstützend würde vor diesem Hintergrund ein **globales Klimaschutzabkommen** wirken, weil der Fokus der Politik wie der einzelnen Energieverbraucher und Investoren stärker auf diese Hemmnisse gerichtet wäre und auch andere Länder verstärkt in diese Richtung wirken und neue Lösungen entwickeln würden. Im Strombereich gelingt ein weitgehender Umbau auf erneuerbare Energien, ohne dass die Strompreise deutlich steigen.

Unter den gegebenen Annahmen ist die Erreichung der energie- und klimaschutzpolitischen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung im Zielszenario, die über Referenzprognose/Trend-szenario hinausgehen, **mittelfristig ökonomisch verkraftbar**.

Langfristig zahlen sich die zusätzlichen Energieeinsparungen und der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien auch gesamtwirtschaftlich aus.

Die geringe Veränderung des Bruttoinlandsprodukts im Zielszenario im Vergleich zur Referenz verdeckt mögliche **personelle** oder **regionale Verteilungswirkungen**, die in der Studie nicht untersucht worden sind. Kosten der Gebäudesanierung werden z.B. in Ballungsräumen mit weiter wachsender Bevölkerung leichter auf die Miete bzw. die Gebäudepreise umzulegen sein als in ländlichen Regionen mit schrumpfenden Bevölkerungszahlen. Die zur Umsetzung des Zielszenarios notwendigen Maßnahmen werden das Handeln Einzelner stärker beeinflussen, als dies die gesamtwirtschaftliche Betrachtung nahelegt.

**Internationale Entwicklungen** können die Ergebnisse deutlich beeinflussen, sind aber kaum vorherzusagen und nur begrenzt von deutschem Handeln abhängig. Je besser abgestimmt das internationale Vorgehen ist, desto größer sind die Chancen, im Zielszenario durch zusätzliche deutsche Umwelttechnologie-Exporte bei gleichen Wettbewerbsbedingungen die gesamtwirtschaftlichen Effekte zu verbessern. Mögliche zusätzliche Exporte sind in den Berechnungen nicht unterstellt. Umgekehrt verdeutlicht die Sensitivität in Abschnitt 6.6, dass höhere CO<sub>2</sub>-Preise für sich gesamtwirtschaftlich negativ wirken. In diesen Punkten soll die Pariser Klimakonferenz Ende 2015 mehr Klarheit schaffen. Vor Abschluss eines umfassenden Klimaschutzabkommens sollten **energieintensive Unternehmen**, die im internationalen Wettbewerb stehen, bei national getriebenen Energiepreissteigerungen besonders berücksichtigt werden, wie dies z. B. auf EU-Ebene durch die Carbon-Leakage Liste gewährleistet ist.

Das **Bruttoinlandsprodukt** ist ein Maß für die wirtschaftliche Leistung einer Volkswirtschaft und als Wohlstandsmaß nicht unumstritten, weil es insbesondere Langfristaspekte ausblendet. Zusammen mit Beschäftigungszahlen ist es für die gesamtwirtschaftliche Bewertung des Zielszenarios aber geeignet und weiterhin die gängige Größe. Externe Effekte sind in Referenzprognose/Trend-

szenario und Zielszenario in gleicher Weise berücksichtigt, soweit sie in den CO<sub>2</sub>-Preisen internalisiert sind.

Gelingt der Netzausbau national wie in Europa nicht im unterstellten Umfang und wird die Energieeffizienz gerade beim Stromeinsatz nicht im erwarteten Maße erhöht, werden die Strompreise höher sein und die gesamtwirtschaftlichen Effekte des Zielszenarios ungünstiger ausfallen. Dasselbe gilt für den Fall, dass das europäische Ausland nicht ähnliche klimapolitische Anstrengungen einschließlich Stromeinsparungen unternimmt.

Die begrenzten Änderungen bei den Strompreisen im Zielszenario im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario sind zu trennen von den **deutlichen Energiepreissteigerungen**, die bereits in der Referenz im Zeitverlauf auftreten. Steigerungen der Strompreise für die energieintensive Industrie von über 40% bis zum Jahr 2030 in der Referenz begünstigen zusammen mit den im Vergleich zu den USA aktuell höheren Öl- und Gaspreisen in Europa die langfristige Verlagerung energieintensiver Produktion, wenn nicht vergleichbare CO<sub>2</sub>-Preisregime gelten.

## 6 Sensitivitäten

Die in der Studie angenommenen Entwicklungen sind immer auch mit Unsicherheiten behaftet. Um die Robustheit der Energiereferenzprognose zu untersuchen, werden im Weiteren Sensitivitätsrechnungen durchgeführt zu höheren und niedrigeren Brennstoffpreisen, höheren und niedrigeren Technologiekosten erneuerbarer Energien sowie zu international verstärkten Klimaschutzanstrengungen, verbunden mit höheren CO<sub>2</sub>-Preisen. Im Wesentlichen zeigt sich, dass der Einfluss dieser Parameter auf die Prognoseergebnisse vergleichsweise gering ist.

### 6.1 Methodik

In den einzelnen Sensitivitäten werden **einzelne Modellannahmen geändert**, die stark von internationalen Entwicklungen abhängen. Alle übrigen Annahmen und Zusammenhänge bleiben gegenüber der Referenzprognose unverändert. Die Ergebnisse zeigen den Einfluss der Annahmen auf die Gesamtergebnisse im Vergleich zu Referenzprognose und Trendszenario.

In den ersten beiden Sensitivitäten werden die Annahmen zu den internationalen Energiepreisen einmal nach oben und einmal nach unten variiert. In der dritten und vierten Sensitivität werden die Kostenentwicklungen der erneuerbaren Energietechnologien verändert, die wesentlich durch den internationalen Kapazitätsausbau beeinflusst werden. Abhängig von den global installierten Kapazitäten können Lernkurven schneller oder langsamer durchschritten werden. In der letzten Sensitivität werden die CO<sub>2</sub>-Preise variiert, die durch die internationalen Klimaschutzbemühungen beeinflusst werden.

### 6.2 Sensitivität: Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten

#### 6.2.1 Szenario

Die Untersuchungen dieser Studie lassen erwarten, dass die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle einen abnehmenden Beitrag in der deutschen Energieversorgung leisten. Dennoch bleibt festzuhalten, dass auch bis 2050 auf diese Brennstoffe etwas mehr als 60% des Endenergieverbrauchs und 25 % der Stromerzeugung entfallen. Daher wurde in der ersten Sensitivität das **Niveau der international gehandelten Brennstoffpreise angehoben** (Tabelle 6.2.1-1). Die Preisentwicklungen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate aus Referenzprognose bzw. Trendszenario wurden beibehalten. Unter der Annahme, dass sich Brennstoffpreise aufgrund von teilweisen Substitutionsbeziehungen langfristig in einem Gleichgewicht bewegen, wurden die Spreads zwischen den gehandelten Brennstoffen unter der Berücksichtigung von Änderun-

gen in CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen und Transportkosten über Zeit gegenüber der Energiereferenzprognose bzw. dem Trendszenario beibehalten. Durch das höhere Preisniveau gewinnen Energieeffizienz und erneuerbare Energien an Wettbewerbsfähigkeit gegenüber global gehandelten fossilen Energieträgern.

*Tabelle 6.2.1-1: Angenommene Preisentwicklungen in der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“, 2020 – 2050*

	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Preise Sensitivität</b>					
Rohölpreis nach IEA Importpreisdefinition (USD/bbl) (reale Preise, Basis 2011)	126	130	132	135	135
Erdgaspreis (NCG Hub) (EUR/MWh) (reale Preise, Basis 2011)	34	35	36	38	38
Kesselkohlenpreis (ARA Importpreis) (USD/t) (reale Preise, Basis 2011)	147	151	154	159	161
<b>Preise Referenzprognose</b>					
Rohölpreis nach IEA Importpreisdefinition (USD/bbl) (reale Preise, Basis 2011)	117	120	124	126	128
Erdgaspreis (NCG Hub) (EUR/MWh) (reale Preise, Basis 2011)	30	31	31	33	33
Kesselkohlenpreis (ARA Importpreis) (USD/t) (reale Preise, Basis 2011)	111	115	117	122	123
<b>Abweichung in %</b>					
Rohölpreis nach IEA Importpreisdefinition (USD/bbl) (reale Preise, Basis 2011)	8%	8%	7%	7%	6%
Erdgaspreis (NCG Hub) (EUR/MWh) (reale Preise, Basis 2011)	12%	12%	15%	14%	16%
Kesselkohlenpreis (ARA Importpreis) (USD/t) (reale Preise, Basis 2011)	32%	31%	31%	31%	31%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 6.2.2 Strommarkt

Die Bruttostromerzeugung sinkt aufgrund der höheren Brennstoffpreise bis 2030 um etwa 16 TWh gegenüber dem Trendszenario. Dies liegt vor allem am niedrigeren Endenergieverbrauch (vgl. Abschnitt 6.2.3), der zu einer geringeren Auslastung der vorhandenen Steinkohlekraftwerke führt. Ab 2040 liegt die Bruttostromerzeugung höher als im Trendszenario. Der Grund für diese Entwicklung ist das höhere Preisniveau von Steinkohle und Gas im Vergleich zur Braunkohle, die aufgrund des vergleichsweise niedrigen Energiegehalts förderungsnah verstromt und somit nicht international gehandelt wird. Aufgrund dieser Verschiebung verbessert sich die **Wirtschaftlichkeit der deutschen Braunkohle** ge-

genüber anderen konventionellen Erzeugungstechnologien auch im europäischen Umland, sodass die installierte Leistung der Braunkohle in der Sensitivität in 2030 um über 4 GW höher als in der Referenzprognose ist. Diese Differenz steigt bis 2050 (gegenüber dem Trendszenario) auf fast 8 GW an. Folge dieser zusätzlichen Investitionen in Braunkohlekraftwerke sind eine Verdrängung von Erzeugung aus vergleichsweise teurer Offshore Windenergie in der langen Frist (2050) sowie zusätzliche Exporte des vergleichsweise günstigen Braunkohlestroms ins benachbarte Ausland. Die installierte Leistung der offshore Windenergie liegt im Jahr 2050 um ca. 9 GW niedriger als im Trendszenario. Die Erzeugung aus Offshore Wind ist entsprechend um gut 30 TWh niedriger als im Trendszenario.

Es fällt auf, dass höhere Brennstoffpreise in der Sensitivität nicht zu einem verstärkten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führen. Dies ist in der eingeschränkten Fähigkeit zur **Bereitstellung von gesicherter Leistung** von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen begründet, da zusätzliche dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen entsprechende Backup-Kapazitäten erforderlich machen. Folglich ist Biomasse, neben minimalen Zuwächsen der Onshore Windenergie, die einzige erneuerbare Erzeugungstechnologien, die von den höheren Brennstoffpreisen leicht profitiert. Der Nettostromexport ist in der Sensitivität langfristig größer als in Referenzprognose und Trendszenario.

*Tabelle 6.2.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Höheres Preinsniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/ Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität - Referenz	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>-2</b>	<b>0</b>	<b>-16</b>	<b>33</b>	<b>2</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>-3%</b>	<b>6%</b>	<b>0%</b>
Steinkohle	-6	-7	-30	-24	-14	-6%	-7%	-28%	-42%	-27%
Braunkohle	0	4	25	58	61	0%	3%	18%	56%	194%
Gase	2	1	-13	-3	-14	5%	2%	-20%	-3%	-13%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kerneergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	-2	0	0	1	-1	-40%	-1%	-4%	151%	-11%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	0	1	1	1	-31	0%	0%	1%	1%	-15%
onshore	0	1	1	1	0	0%	1%	1%	1%	0%
offshore	0	0	0	0	-31	0%	0%	0%	0%	-43%
PV	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Biomasse	3	1	0	0	1	6%	2%	0%	0%	3%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Kraftwerksstruktur</b>	<b>Abweichungen in GW</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-9</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>-4%</b>
Steinkohle	0	0	-2	-2	-2	0%	0%	-6%	-8%	-8%
Braunkohle	1	1	4	7	8	3%	3%	24%	46%	161%
Gase	0	-1	-3	-6	-8	-2%	-4%	-12%	-18%	-16%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kernenergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	0	0	1	1	-9	0%	1%	1%	1%	-11%
onshore	0	0	1	1	0	0%	1%	1%	1%	0%
offshore	0	0	0	0	-9	0%	0%	0%	0%	-43%
PV	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Biomasse	0	0	0	0	1	0%	0%	0%	5%	12%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Strombilanz</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
Bruttostromverbrauch	-7	-4	-4	1	0	-1%	-1%	-1%	0%	0%
EEV Strom	-4	-3	-4	-4	-4	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Pumpstrom	-3	0	0	1	-1	-40%	-1%	-4%	151%	-11%
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0	0	0	4	4	-1%	-1%	0%	16%	19%
Kraftwerkseigenverbrauch	0	0	0	4	4	-2%	-2%	1%	27%	50%
übrige Umwandlung	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Exportsaldo Strom	5	3	-12	33	2	12%	19%	-24%	169%	34%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014



*Tabelle 6.2.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten*

Real, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	7	7	7	4	6
EEG-Umlage	-3	-4	-4	-1	-2
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	5	4	4	3	2
Handel und Gewerbe	4	3	3	3	1
Industrie	4	3	3	3	1
stromintensive Industrie	7	6	6	4	3
<b>Abweichung in %</b>					
Großhandel - Base	17%	11%	10%	4%	7%
EEG-Umlage	-5%	-6%	-11%	-7%	-20%
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	2%	1%	1%	1%	1%
Handel und Gewerbe	2%	1%	1%	1%	1%
Industrie	2%	2%	2%	2%	1%
stromintensive Industrie	14%	9%	8%	4%	3%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 6.2.2-2 zeigt die Abweichungen von Großhandelspreis, EEG-Umlage und Endverbraucherpreisen gegenüber Referenzprognose bzw. Trendszenario. Es zeigt sich deutlich ein **Anstieg des Großhandelspreises** um ca. 7 EUR<sub>2011</sub>/MWh bis 2030. Da sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber Referenzprognose/Trendszenario nur leicht ändert, verdeutlicht die um 3 bis 4 EUR<sub>2011</sub>/MWh geringere EEG-Umlage den Einfluss des Großhandelspreises auf die Differenzkosten für erneuerbare Energien. Die Summe aus höherem Großhandelspreis und niedrigerer EEG-Umlage ergibt die jeweiligen Differenzen in den Endverbraucherpreisen.

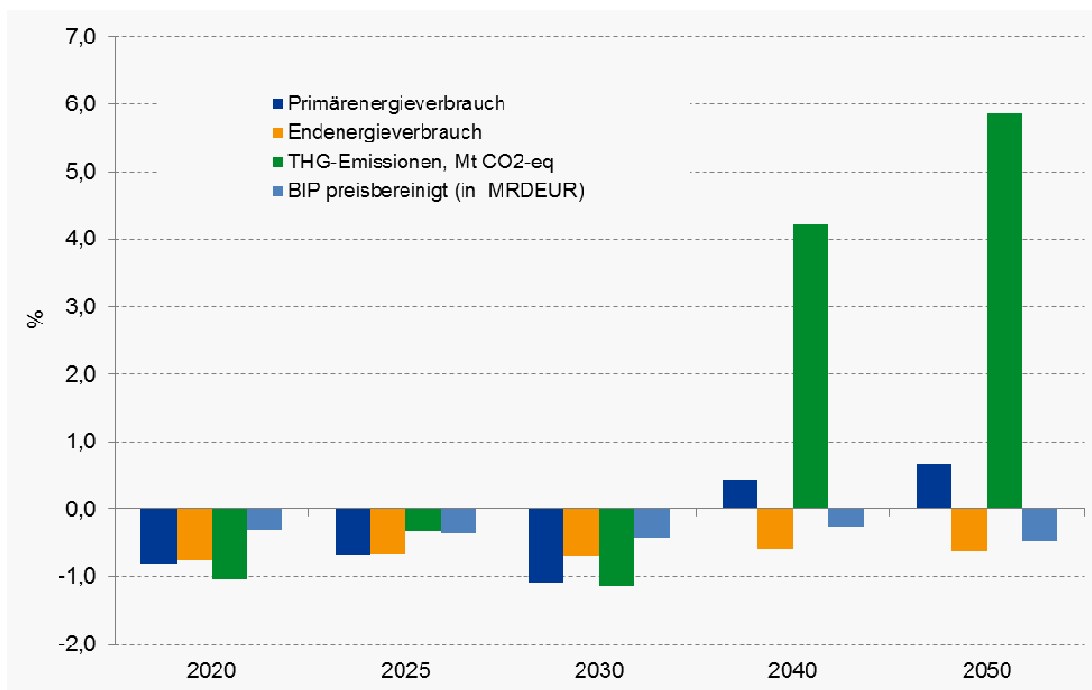
### 6.2.3 Energieverbrauch und Emissionen

Der **Endenergieverbrauch** geht gegenüber Referenzprognose/Trendszenario zurück. Hintergrund ist zum einen der Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Aktivität. Zum anderen verteuert sich der Energieeinsatz, sodass verstärkt Energieeffizienzmaßnahmen ergriffen werden.

Durch den Preisanstieg bei Energieimporten wird die deutsche Braunkohle wettbewerbsfähiger und insbesondere ab 2030 im Vergleich zu Referenzprognose /Trendszenario im Strommarkt vermehrt eingesetzt. Wegen des niedrigeren Wirkungsgrads der Braunkohle im Vergleich zu den substituierten Energieträgern liegt der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Trendszenario ab 2040 sogar höher.

Die Abhängigkeit von Energieimporten sinkt dadurch im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, obwohl die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien niedriger liegt.

Abbildung 6.2.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ von Referenzprognose/Trendszenario 2020 – 2050, in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Durch den höheren Einsatz von Braunkohle, die die höchste CO<sub>2</sub>-Intensität aller Energieträger aufweist, nehmen die **energiebedingten THG-Emissionen** im Vergleich zu Referenzprognose/ Trendszenario ab 2040 in Deutschland um bis zu 29 Mio. t im Jahr 2050 zu. Dahinter steht eine Verschiebung von Emissionen im Rahmen des ETS innerhalb Europas, die angesichts der intuitiven Erwartung, dass höhere Preise für fossile Energieträger die CO<sub>2</sub>-Emissionen senken müssten, auf den ersten Blick überraschen kann. Die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise bleiben annahmegemäß unverändert.

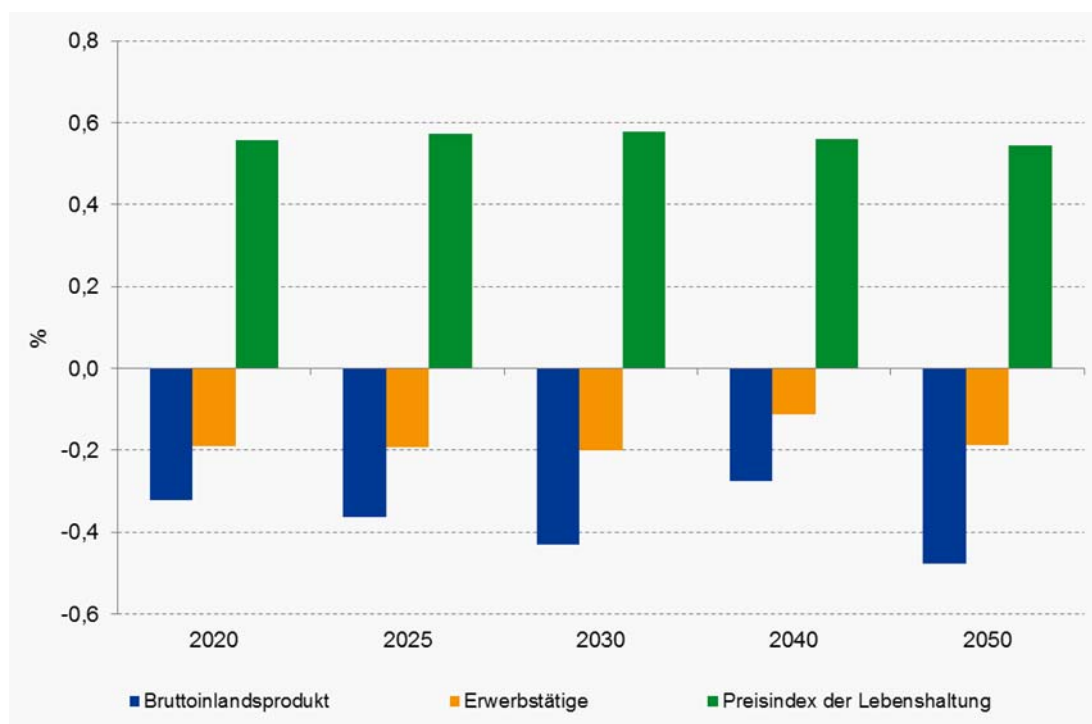
## 6.2.4 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Höhere Energieimportpreise erhöhen unmittelbar die **Energiepreise im Inland**. Je nach Preiszusammensetzung sind die prozentualen Aufschläge unterschiedlich. Die Industrie wird relativ stärker belastet als Endverbraucher. Hoch besteuerte Kraftstoffe verteuern sich relativ am wenigsten. Erdgas verteuert sich annahmegemäß stärker als Mineralöl.

Mit den Energiepreisen steigen auch die Produktionskosten und Preise anderer Güter. Der **Preisindex der Lebenshaltung** liegt knapp 0,6% höher, wodurch das **Bruttoinlandsprodukt** um 0,3 bis 0,5% niedriger liegt als in Referenzprognose/Trendszenario. Die Beschäftigung reagiert schwächer, weil ein Teil des Preisanstiegs die Lohnentwicklung bremst.

Sozioökonomische Rahmendaten wie Bevölkerung und Zahl der Haushalte bleiben annahmegemäß unverändert. Wirtschaftliche Aktivitäten wie Fahrleistungen, aber auch der private Konsum insgesamt sowie die Exporte liegen im Vergleich zur Referenz ebenfalls niedriger. Der Pkw-Bestand bleibt in der Zahl unverändert. Es wird unterstellt, dass günstigere Neufahrzeuge gekauft werden.

*Abbildung 6.2.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ von Referenzprognose/Trendszenario 2020 – 2050, in %*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Die Übersicht in Tabelle 6.2.4-2 zeigt, dass die Wirkung der höheren Brennstoffpreise auf die Ergebnisse von Referenzprognose und Trendszenario insgesamt begrenzt bleibt.

*Tabelle 6.2.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität Hochpreis Referenzprognose / Trendszenario	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Komponenten des preisbereinigten BIP</b>	Abweichungen in Mrd. €									
Bruttoinlandsprodukt	-8,7	-10,4	-13,0	-9,1	-17,5	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,5
Privater Konsum	-5,4	-6,1	-7,6	-5,3	-9,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,3	-0,5
Staatskonsum	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,7	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Ausrüstungen	-1,0	-1,1	-1,2	0,0	-2,0	-0,4	-0,4	-0,4	0,0	-0,5
Bauten	-0,1	-0,1	0,0	0,3	-0,2	0,0	-0,1	0,0	0,1	-0,1
Exporte	-4,0	-5,1	-6,4	-7,7	-9,5	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Importe	-2,5	-2,8	-2,8	-4,2	-4,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
<b>Preisindizes</b>	Abw. in Prozentpunkten									
Lebenshaltung	0,69	0,76	0,82	0,88	0,91	0,56	0,57	0,58	0,56	0,55
Produktion	0,52	0,56	0,58	0,58	0,55	0,43	0,44	0,43	0,41	0,37
Importe	0,95	0,82	0,72	0,47	0,45	0,80	0,67	0,57	0,36	0,34
<b>Arbeitsmarkt</b>	absolute Abweichungen									
Erwerbstätige in 1000	-76	-76	-77	-40	-66	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2
Erwerbslose in 1000	47	47	48	25	41	1,9	2,2	3,7	1,4	2,6

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 6.2.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/ Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität "Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten" Referenzprognose / Trendszenario	Einheit	absolute Abw. in angegebenen Einheiten			Abweichungen in %		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
<b>Internationale Preise</b>							
Ölpreis real (2011)	USD / b	7,5	6,2	4,4	6,4	5,0	3,4
Preis für CO <sub>2</sub> -Zertifikate real (2011)	EUR / t	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland</b>							
Bevölkerung	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Private Haushalte	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIP real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	-9,0	-13,0	-17,0	-0,3	-0,4	-0,5
Produktion Industrie real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	-17,0	-21,0	-23,0	-0,3	-0,4	-0,3
PKW-Bestand	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Personenverkehrsleistung insg.	Mrd. Pkm	-7,0	-7,0	-6,0	-0,6	-0,6	-0,6
Güterverkehrsleistung insg.	Mrd. Tkm	-3,0	-4,0	-4,0	-0,4	-0,5	-0,4
<b>Preise Haushalte (inkl. MwSt.), real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizöl, leicht	Euro Cent / l	4,1	3,5	2,6	4,6	3,2	1,9
Erdgas	Cent / kWh	0,3	0,4	0,4	4,0	4,7	4,3
Strom	Cent / kWh	0,4	0,4	0,2	1,4	1,4	0,7
<b>Preise Industrie (ohne MwSt.), Real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizölpreis, leicht	EUR / t	50,0	41,0	30,0	5,7	3,8	2,4
Erdgas	Cent / kWh	0,2	0,4	0,4	5,0	8,3	7,0
Strom (Industrie normal)	Cent / kWh	0,4	0,3	0,1	2,5	1,9	0,7
Strom (Industrie stromintensiv)	Cent / kWh	0,7	0,6	0,3	14,3	7,7	3,0
<b>Primärenergieverbrauch</b>							
Kernenergie	PJ	-96,0	-114,0	55,0	-0,8	-1,1	0,7
Steinkohle	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	%	-0,7	-2,1	-1,9	-5,5	-15,3	-19,2
Mineralöl	%	0,1	1,9	5,1	0,8	16,2	141,7
Gase	%	0,1	0,1	-0,4	0,3	0,3	-1,5
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,5	-0,8	-1,4	2,4	-3,6	-5,4
Erneuerbare Energien	%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	4,5
Importsaldo Strom	%	0,1	0,4	-1,5	0,6	1,9	-4,8
Importsaldo Strom	%	-0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Importabhängigkeit</b>							
	%	-0,2	-2,4	-3,6	-0,3	-4,0	-6,3
<b>Endenergieverbrauch</b>							
	PJ	-62,0	-52,0	-41,0	-0,8	-0,7	-0,6
Private Haushalte	%	0,2	0,2	0,1	0,8	0,8	0,4
GHD	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Industrie	%	-0,2	-0,2	-0,1	-0,7	-0,6	-0,3
Verkehr	%	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3
Kohle	%	-0,1	-0,1	0,0	-2,2	-2,1	0,0
Mineralölprodukte	%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0
Gase	%	0,0	-0,1	-0,1	0,0	-0,5	-0,5
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strom	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fernwärme	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare Energien	%	0,1	0,1	0,1	1,0	0,8	0,6
Anteil EE am BEEV	%	0,2	0,2	-1,4	1,0	0,7	-3,8
<b>Effizienzindikatoren</b>							
Einwohner/BEV	BEV / TJ	0,0	0,1	-0,1	0,0	1,4	-1,1
BIP real 2005 /PEV	EUR/GJ	1,0	2,0	-5,0	0,4	0,7	-1,1
BIP real 2005 /EEV	EUR/GJ	2,0	2,0	1,0	0,6	0,5	0,2
EEV/Anzahl der priv. Haushalte	GJ/Haushalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>THG-Emissionen und Indikatoren</b>							
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio. t	-8,0	-8,0	29,0	-1,3	-1,4	8,1
Änderung gegenüber 1990	%	-0,8	-0,8	2,9	0,0	0,0	0,0
THG-Emissionen/BIP real	g / EUR	-2,0	-2,0	8,0	-0,8	-1,1	8,2
THG-Emissionen/Einwohner	t / Kopf	-0,1	-0,1	0,4	-1,2	-1,4	8,2

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 6.3 Sensitivität: Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten

### 6.3.1 Szenario

In der zweiten Sensitivität (siehe Abschnitt 6.1) wird das **Preisniveau international gehandelter Brennstoffe reduziert** (siehe Tabelle 6.3.1-1). Damit ist die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen signifikant günstiger, was sich entsprechend auf die Endverbraucherpreise auswirkt. Kurzfristig wird somit die Wettbewerbsfähigkeit der konventionellen Erzeugung gegenüber erneuerbaren Energien und Energieeffizienz im Vergleich zu den Ergebnissen von Referenzprognose bzw. Trendszenario gestärkt.

*Tabelle 6.3.1-1: Angenommene Preisentwicklungen in der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“, 2020 – 2050*

	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Preise Sensitivität</b>					
Rohölpreis nach IEA Importpreisdefinition (USD/bbl) (reale Preise, Basis 2011)	109	112	113	114	114
Erdgaspreis (NCG Hub) (EUR/MWh) (reale Preise, Basis 2011)	26	26	27	28	28
Kesselkohlenpreis (ARA Importpreis) (USD/t) (reale Preise, Basis 2011)	76	78	80	83	84
<b>Preise Referenzprognose</b>					
Rohölpreis nach IEA Importpreisdefinition (USD/bbl) (reale Preise, Basis 2011)	117	120	124	126	128
Erdgaspreis (NCG Hub) (EUR/MWh) (reale Preise, Basis 2011)	30	31	31	33	33
Kesselkohlenpreis (ARA Importpreis) (USD/t) (reale Preise, Basis 2011)	111	115	117	122	123
<b>Abweichung in %</b>					
Rohölpreis nach IEA Importpreisdefinition (USD/bbl) (reale Preise, Basis 2011)	-7%	-7%	-9%	-10%	-11%
Erdgaspreis (NCG Hub) (EUR/MWh) (reale Preise, Basis 2011)	-15%	-15%	-13%	-15%	-14%
Kesselkohlenpreis (ARA Importpreis) (USD/t) (reale Preise, Basis 2011)	-31%	-32%	-32%	-32%	-32%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 6.3.2 Strommarkt

Die Bruttostromerzeugung liegt in der Sensitivität bis 2030 über den Werten der Referenzprognose, da die niedrigeren Brennstoffpreise - bei nahezu identischem Kraftwerkspark - zu einer **höheren Auslastung der Steinkohlekraftwerke** führen. Dies wird ab 2040 durch einen niedrigeren Exportsaldo und weniger Stromerzeugung aus Braunkohle kompensiert, sodass die Bruttostromerzeugung langfristig in der Sensitivität leicht unterhalb der Werte des Trendszenarios liegt. Es zeigt sich somit der gegenläufige Effekt zur Sensitivität „Höheres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“, da die niedrigeren Brennstoffpreise die Attraktivität von Steinkohle gegenüber der nicht international gehandelten Braunkohle erhöhen. In der Struktur des konventionellen Kraftwerksparks führt diese Verschiebung zu keinen großen Änderungen. Die zusätzliche Steinkohleverstromung in der Sensitivität wird also über eine höhere Auslastung der Kraftwerke realisiert.

Im Bereich der erneuerbaren Energien zeigt sich in der Sensitivität bis 2040 eine geringfügig höhere Stromerzeugung aus onshore Windenergie. In 2050 liegt die Stromerzeugung aus Offshore Wind um knapp 8 TWh oberhalb der Werte des Trendszenarios. Die **niedrigere Stromerzeugung aus Braunkohle** wird somit langfristig teilweise durch Strom aus offshore Windkraftanlagen ersetzt. Die Stromexporte liegen in der Sensitivität ab 2040 deutlich unter den Werten des Trendszenarios. Im Jahr 2050 ist Deutschland in der Sensitivität Nettostromimporteur.

*Tabelle 6.3.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität - Referenz	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>									
<b>Gesamt</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>-6</b>	<b>-3</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>-1%</b>	<b>-1%</b>
Steinkohle	10	16	15	21	7	10%	16%	14%	37%	14%
Braunkohle	0	-5	-6	-27	-8	0%	-3%	-5%	-26%	-25%
Gase	0	-1	-6	1	-12	0%	-1%	-9%	1%	-11%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kernenergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	2	0	1	0	0	43%	5%	60%	-38%	6%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	0	0	2	2	8	0%	0%	1%	1%	4%
onshore	0	0	2	2	0	0%	0%	2%	2%	0%
offshore	0	0	0	0	8	0%	0%	0%	0%	10%
PV	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Biomasse	-2	-3	0	-3	0	-4%	-6%	-1%	-6%	1%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Kraftwerksstruktur</b>	<b>Abweichungen in GW</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
Steinkohle	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Braunkohle	-1	-1	-1	0	0	-3%	-3%	-4%	0%	0%
Gase	1	1	1	1	1	8%	4%	4%	3%	2%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kernenergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	0	0	1	1	2	0%	0%	2%	2%	3%
onshore	0	0	1	1	0	0%	0%	2%	2%	0%
offshore	0	0	0	0	2	0%	0%	0%	0%	10%
PV	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Biomasse	0	0	0	-1	0	0%	-1%	-1%	-8%	0%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Strombilanz</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
Bruttostromverbrauch	8	5	5	5	6	1%	1%	1%	1%	1%
EEV Strom	4	4	4	6	5	1%	1%	1%	1%	1%
Pumpstrom	3	0	1	0	1	43%	5%	60%	-38%	6%
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Verbrauch im Umwandlungsbereich	1	1	1	0	0	3%	4%	3%	0%	-1%
Kraftwerkseigenverbrauch	1	1	1	0	0	4%	6%	4%	0%	-2%
übrige Umwandlung	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Exportsaldo Strom	2	3	0	-11	-9	5%	15%	0%	-59%	-126%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014



*Tabelle 6.3.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten*

Real, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	-8	-7	-5	-6	-8
EEG-Umlage	5	4	4	3	4
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	-4	-4	-2	-4	-4
Handel und Gewerbe	-3	-3	-1	-3	-3
Industrie	-3	-3	-2	-4	-3
stromintensive Industrie	-7	-7	-5	-6	-7
<b>Abweichung in %</b>					
Großhandel - Base	-18%	-12%	-8%	-8%	-9%
EEG-Umlage	7%	6%	10%	18%	55%
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	-1%	-1%	-1%	-2%	-1%
Handel und Gewerbe	-2%	-1%	-1%	-2%	-1%
Industrie	-2%	-2%	-1%	-2%	-2%
stromintensive Industrie	-15%	-10%	-6%	-6%	-7%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Großhandelspreis und EEG-Umlage verhalten sich in dieser Sensitivität umgekehrt zu den Ergebnissen des Abschnitts 6.2.2: Die geringeren Brennstoffpreise drücken den Großhandelspreis und erhöhen damit die Differenzkosten für erneuerbare Energien und damit die EEG-Umlage. Da der Großhandelspreis stärkere absolute Abweichungen aufweist als die EEG-Umlage **liegen die Preise in der Sensitivität für alle Verbrauchergruppen niedriger**. Dabei würden sich die stärksten Differenzen für die stromintensive Industrie ergeben.

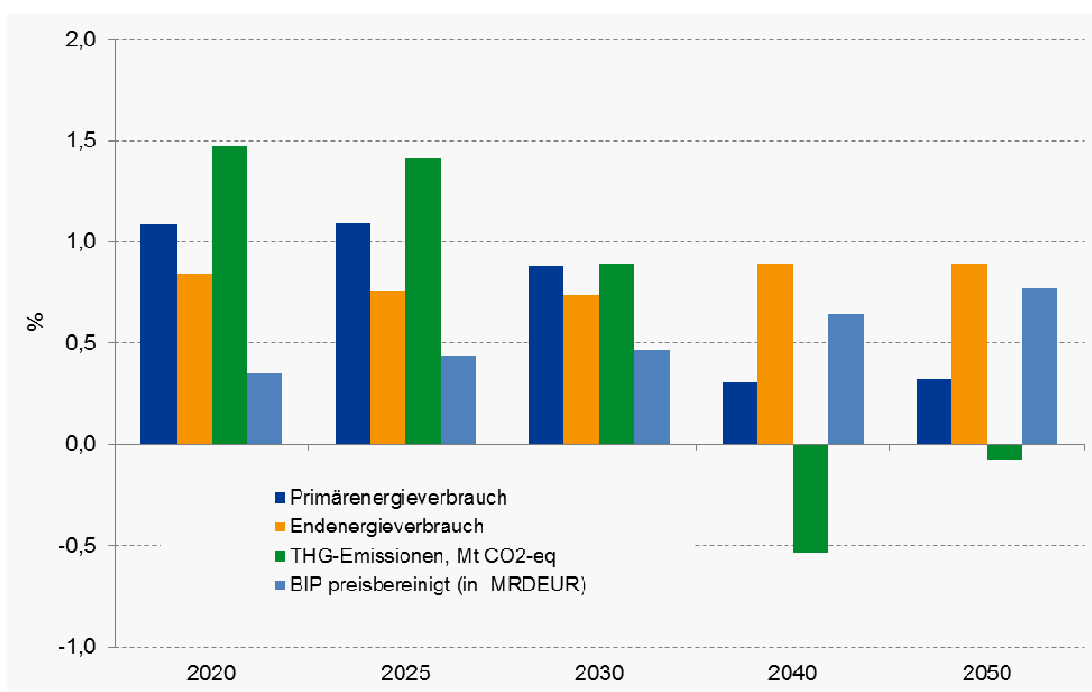
### 6.3.3 Energieverbrauch und Emissionen

Der **Endenergieverbrauch** nimmt gegenüber Referenzprognose/Trendszenario zu. Dahinter steht zum einen die Zunahme der gesamtwirtschaftlichen Aktivität. Zum anderen verbilligt sich der Energieeinsatz, sodass weniger Energieeffizienzmaßnahmen ergriffen werden. Die Industrie reagiert auf die geänderten Preise deutlich stärker als die privaten Haushalte, was sich nach Tabelle 6.3.4-2 im Endenergieverbrauch niederschlägt.

Durch den Preisrückgang bei Energieimporten verliert die deutsche Braunkohle etwas an Wettbewerbsfähigkeit und wird im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario im Strommarkt weniger eingesetzt. Dagegen gewinnen **Steinkohle** und nach 2030 auch **erneuerbare Energien** Anteile an der Stromerzeugung.

Die Abhängigkeit von Energieimporten nimmt dadurch im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario insbesondere im Jahr 2030 etwas zu.

Abbildung 6.3.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ von Referenzprognose/Trendszenario 2020 – 2050, in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Durch die höhere Bruttostromerzeugung, insbesondere durch den vermehrten Einsatz von Steinkohle, die nach der Braunkohle die zweithöchste CO<sub>2</sub>-Intensität aller Energieträger aufweist, liegen die **energiebedingten THG-Emissionen** in der Sensitivität bis 2030 höher als in Referenzprognose/Trendszenario.

Das sich im Zeitverlauf ändernde Vorzeichen bei den THG-Emissionen mag zunächst überraschen, weil die intuitive Annahme ist, dass niedrigere Preise fossiler Energieträger zu höheren THG-Emissionen führen. Dieser Zusammenhang gilt für Änderungen der CO<sub>2</sub>-Preise (vgl. Abschnitt 6.6.3), aber nicht unbedingt, wenn wie in dieser Sensitivität **Energieträgerpreisrelationen** nach anderen Mustern ändern, nach Tabelle 6.3.1-1 vor allem eine überdurchschnittliche Verringerung der Steinkohlepreise vor dem Hintergrund freier Kraftwerkskapazitäten.

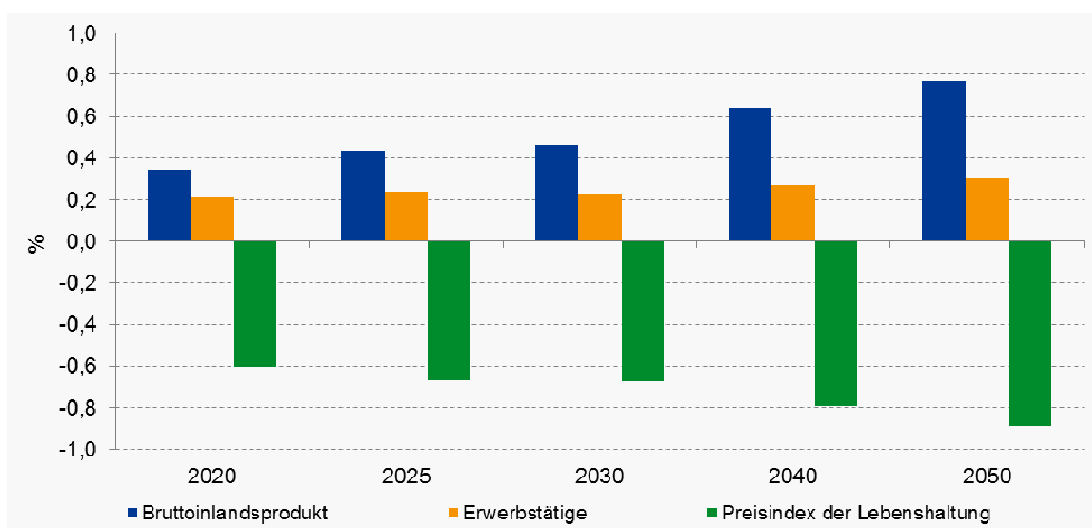
### 6.3.4 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Niedrigere Energieimportpreise senken unmittelbar die **Energiepreise im Inland**. Je nach Preiszusammensetzung sind die prozentualen Rückgänge unterschiedlich. Die Industrie wird relativ stärker entlastet als Endverbraucher. Hoch besteuerte Kraftstoffe verbilligen sich relativ am wenigsten. Erdgas verbilligt sich annahmegemäß weniger stark als Heizöl.

Mit den Energiepreisen sinken auch die Produktionskosten und Preise anderer Güter. Der **Preisindex der Lebenshaltung** liegt zunächst um 0,6 %, später sogar um 0,9 % niedriger, wodurch das **Bruttoinlandsprodukt** um 0,3 bis 0,8 % höher liegt als in Referenzprognose/Trendszenario. Die Beschäftigung reagiert schwächer, weil ein Teil des Preisrückgangs die Lohnentwicklung bremst.

Sozioökonomische Rahmendaten wie Bevölkerung und Zahl der Haushalte bleiben annahmegemäß unverändert. Wirtschaftliche Aktivitäten wie Fahrleistungen, aber auch der private Konsum insgesamt sowie die Exporte liegen im Vergleich zur Referenz ebenfalls höher. Der Pkw-Bestand bleibt in der Zahl unverändert. Es wird unterstellt, dass teurere Neufahrzeuge gekauft werden.

*Abbildung 6.3.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %*



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Auch dieser Sensitivität niedrigerer Brennstoffpreise bleiben die Änderungen gegenüber Referenzprognose und Trendszenario begrenzt (Tabelle 6.3.4-2).

*Tabelle 6.3.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität Tiefpreis Referenzprognose / Trendszenario	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Komponenten des preisbereinigten BIP</b>	Abweichungen in Mrd. €									
Bruttoinlandsprodukt	9,3	12,5	14,1	21,4	28,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8
Privater Konsum	6,1	7,5	8,3	11,6	14,3	0,4	0,5	0,5	0,7	0,8
Staatskonsum	0,6	0,7	0,6	0,9	1,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ausrüstungen	1,1	1,4	1,4	2,2	3,1	0,5	0,5	0,5	0,6	0,8
Bauten	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Exporte	4,6	6,0	7,3	11,4	15,6	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Importe	3,2	3,3	3,7	5,2	6,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Preisindizes</b>	Abw. in Prozentpunkten									
Lebenshaltung	-0,75	-0,90	-0,97	-1,24	-1,48	-0,60	-0,67	-0,68	-0,79	-0,89
Produktion	-0,57	-0,64	-0,66	-0,79	-0,81	-0,48	-0,51	-0,49	-0,55	-0,55
Importe	-1,00	-1,00	-0,97	-0,99	-1,01	-0,85	-0,82	-0,77	-0,75	-0,75
<b>Arbeitsmarkt</b>	absolute Abweichungen									
Erwerbstätige in 1000	84	93	88	96	107	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Erwerbslose in 1000	-52	-58	-54	-60	-66	-2,1	-2,7	-4,2	-3,3	-4,1

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 6.3.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität "Niedrigeres Preisniveau auf internationalen Brennstoffmärkten" Referenzprognose / Trendszenario	Einheit	absolute Abw. in angegebenen Einheiten			Abweichungen in %		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
<b>Internationale Preise</b>							
Ölpreis real (2011)	USD / b	-7,0	-9,0	-11,3	-6,0	-7,3	-8,8
Preis für CO <sub>2</sub> -Zertifikate real (2011)	EUR / t	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland</b>							
Bevölkerung	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Private Haushalte	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIP real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	9,0	14,0	29,0	0,3	0,5	0,8
Produktion Industrie real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	18,0	24,0	41,0	0,4	0,4	0,6
PKW-Bestand	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Personenverkehrsleistung insg.	Mrd. Pkm	7,0	8,0	11,0	0,6	0,7	1,0
Güterverkehrsleistung insg.	Mrd. Tkm	4,0	4,0	5,0	0,6	0,5	0,5
<b>Preise Haushalte (inkl. MwSt.), real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizöl, leicht	Euro Cent / l	-3,8	-5,1	-6,8	-4,3	-4,6	-5,1
Erdgas	Cent / kWh	-0,5	-0,4	-0,4	-6,7	-4,7	-4,3
Strom	Cent / kWh	-0,3	-0,2	-0,4	-1,0	-0,7	-1,5
<b>Preise Industrie (ohne MwSt.), Real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizölpreis, leicht	EUR / t	-45,0	-60,0	-78,0	-5,1	-5,6	-6,2
Erdgas	Cent / kWh	-0,3	-0,3	-0,2	-7,5	-6,3	-3,5
Strom (Industrie normal)	Cent / kWh	-0,2	-0,1	-0,3	-1,3	-0,6	-2,0
Strom (Industrie stromintensiv)	Cent / kWh	-0,7	-0,5	-0,6	-14,3	-6,4	-6,0
<b>Primärenergieverbrauch</b>							
	<b>PJ</b>	<b>128,0</b>	<b>93,0</b>	<b>27,0</b>	<b>1,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>
Kernenergie	%	-0,1	0,0	0,0	-1,7	0,0	0,0
Steinkohle	%	0,3	0,8	0,7	2,4	5,8	7,1
Braunkohle	%	0,1	-0,4	-0,3	0,8	-3,4	-8,3
Mineralöl	%	-0,1	-0,1	0,1	-0,3	-0,3	0,4
Gase	%	0,0	-0,1	-1,1	0,0	-0,5	-4,2
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,1	0,0	0,2	5,6	0,0	9,1
Erneuerbare Energien	%	-0,2	-0,1	0,2	-1,2	-0,5	0,6
Importsaldo Strom	%	-0,1	-0,1	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>Importabhängigkeit</b>							
	<b>%</b>	<b>0,1</b>	<b>0,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>0,0</b>
<b>Endenergieverbrauch</b>							
	<b>PJ</b>	<b>69,0</b>	<b>55,0</b>	<b>57,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>0,9</b>
Private Haushalte	%	-0,2	-0,2	-0,2	-0,8	-0,8	-0,9
GHD	%	0,1	0,0	0,1	0,7	0,0	0,7
Industrie	%	0,3	0,2	0,3	1,0	0,6	0,9
Verkehr	%	-0,1	0,0	-0,1	-0,3	0,0	-0,3
Kohle	%	0,1	0,1	0,2	2,2	2,1	4,3
Mineralölprodukte	%	-0,1	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0
Gase	%	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,1	0,1	-0,2	14,3	12,5	-22,2
Strom	%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4
Fernwärme	%	-0,1	-0,1	0,0	-2,1	-2,1	0,0
Erneuerbare Energien	%	-0,1	-0,1	-0,1	-1,0	-0,8	-0,6
Anteil EE am BEEV	%	-0,2	-0,2	0,3	-1,0	-0,7	0,8
<b>Effizienzindikatoren</b>							
Einwohner/BEV	BEV/TJ	-0,1	0,0	-0,1	-1,5	0,0	-1,1
BIP real 2005 /PEV	EUR/GJ	-2,0	-2,0	2,0	-0,9	-0,7	0,5
BIP real 2005 /EEV	EUR/GJ	-1,0	-1,0	-1,0	-0,3	-0,2	-0,2
EEV/Anzahl der priv. Haushalte	GJ/Haushalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>THG-Emissionen und Indikatoren</b>							
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio. t	12,0	7,0	0,0	1,9	1,2	0,0
Änderung gegenüber 1990	%	1,1	0,7	-0,1	0,0	0,0	0,0
THG-Emissionen/BIP real	g / EUR	3,0	2,0	-1,0	1,3	1,1	-1,0
THG-Emissionen/Einwohner	t / Kopf	0,1	0,1	0,0	1,2	1,4	0,0

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 6.4 Sensitivität: Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien

### 6.4.1 Szenario

Die Berechnungen der ersten beiden Sensitivitäten haben gezeigt, dass die Effekte unterschiedlicher Brennstoffpreisniveaus vergleichsweise gering sind. Die nachfolgende Sensitivität untersucht, wie sich **höhere Technologiekosten für erneuerbare Energien** auf den deutschen Kraftwerkspark und die Stromerzeugung auswirken. Dabei wird eine entsprechende Anpassung der Fördersätze für erneuerbare Energien an die veränderten Technologiekosten unterstellt. Es zeigt sich, dass durch die annahmegemäß teureren erneuerbaren Technologien die Entwicklung des Kraftwerksparks beeinflusst wird und die EEG-Umlage ansteigt. Für die unterschiedlichen Verbrauchergruppen bedeutet dies eine zusätzliche Kostenbelastung.

Konkret werden in dieser Sensitivität die **Investitionskosten aller erneuerbaren Energietechnologien um 20 % erhöht**. Einer solchen Entwicklung unterliegt die Annahme, dass technologiespezifischen Lernkurven entsprechend weniger steil verlaufen. Des Weiteren wird angenommen, dass die Ziele für erneuerbare Energien infolge höherer Kosten relativ zur Referenzprognose bzw. Trendszenario etwas reduziert werden.

### 6.4.2 Strommarkt

Die Effekte höherer Technologiekosten für erneuerbare Energietechnologien zeigen sich besonders deutlich in der Entwicklung der installierten Kapazität erneuerbarer Energien. Während in der Sensitivität ab 2030 die Kapazität der Braunkohlekraftwerke um 1 GW höher liegt als in Referenzprognose/Trendszenario, liegt die Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen um bis zu 13 GW unter den Ergebnissen von Referenzprognose bzw. Trendszenario. Dabei wird dieses Ergebnis bis 2040 vor allem durch die **geringere Leistung von Windkraftanlagen** Onshore bestimmt, während in 2050 die Differenz maßgeblich aus einem deutlich niedrigeren Anteil von Wind Offshore resultiert. Trägheiten aufgrund längerer Projektlaufzeiten führen trotz eines höheren Niveaus der Technologiekosten dazu, dass zumindest 10 GW Offshore Windkraftwerke errichtet werden, was die geringen Auswirkungen auf die Erzeugung der Offshore Windenergie bis 2040 verdeutlicht. Anschließend zeigt sich in 2050 eine deutliche Reduktion von installierter Leistung und Erzeugung aus Windenergie. Auch bei der Photovoltaik ergibt sich bei höheren Technologiekosten eine Reduktion der installierten Leistung.

Dieser Entwicklung entsprechend verhalten sich die Erzeugungsmengen der erneuerbaren Energien: Wind sowie Photovoltaik reduzieren ihren Beitrag zur Deckung der Bruttostromnachfrage

deutlich. Während diese Mengen in Summe bis 2050 in der Sensitivität gegenüber Referenzprognose bzw. Trendszenario um über 45 TWh abnehmen, nimmt die Erzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken in Summe ab 2030 um knapp 10 TWh zu.

Des Weiteren steigt die Erzeugung aus Gaskraftwerken in 2050 deutlich an, wobei die installierten Kapazitäten gegenüber dem Trendszenario kaum variieren. Dies ist auf die **geringere Erzeugung erneuerbarer Energien** zurückzuführen.

Die Zunahme der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken substituiert die geringeren Mengen aus erneuerbaren Energien nicht vollständig, wobei der Bruttostromverbrauch nur leicht unterhalb von Referenzprognose bzw. Trendszenario liegt. Dies verdeutlicht, dass zwischen 2030 und 2050 zusätzliche Strommengen aus konventionellen Kraftwerken in Deutschland teurer sind als Stromimport. Damit reduziert sich der Exportsaldo gegenüber Referenzprognose und Trendszenario.

*Tabelle 6.4.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität - Referenz	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>-1</b>	<b>-2</b>	<b>-9</b>	<b>-12</b>	<b>-17</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>-1%</b>	<b>-2%</b>	<b>-3%</b>
Steinkohle	0	3	3	1	0	0%	3%	3%	2%	0%
Braunkohle	0	0	6	9	9	0%	0%	4%	8%	28%
Gase	0	0	-2	1	22	-1%	0%	-4%	1%	21%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kerneergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	0	-1	0	0	-3	0%	-20%	-21%	-38%	-42%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	0	-3	-14	-19	-42	0%	-2%	-10%	-13%	-20%
onshore	0	-3	-13	-17	-6	0%	-3%	-12%	-15%	-5%
offshore	0	0	-1	-2	-35	0%	0%	-3%	-6%	-49%
PV	0	-1	-1	-4	-4	0%	-2%	-2%	-5%	-6%
Biomasse	-1	0	0	1	1	-1%	-1%	0%	1%	1%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Kraftwerksstruktur</b>	<b>Abweichungen in GW</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>0</b>	<b>-3</b>	<b>-10</b>	<b>-15</b>	<b>-18</b>	<b>0%</b>	<b>-2%</b>	<b>-4%</b>	<b>-6%</b>	<b>-7%</b>
Steinkohle	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	1%	1%
Braunkohle	0	0	1	1	1	0%	0%	4%	4%	14%
Gase	-1	-1	-1	-1	-1	-3%	-2%	-4%	-2%	-1%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kernenergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	0	-2	-8	-11	-13	0%	-3%	-13%	-17%	-16%
onshore	0	-2	-8	-10	-3	0%	-4%	-16%	-19%	-5%
offshore	0	0	0	-1	-10	0%	0%	-3%	-6%	-49%
PV	0	-1	-1	-4	-5	0%	-2%	-2%	-6%	-6%
Biomasse	0	0	0	0	0	0%	-1%	-1%	-3%	-2%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Strombilanz</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
Bruttostromverbrauch	-3	-5	-3	0	-2	0%	-1%	-1%	0%	0%
EEV Strom	-3	-4	-3	-1	0	-1%	-1%	-1%	0%	0%
Pumpstrom	0	-1	0	0	-4	0%	-20%	-21%	-38%	-42%
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0	0	1	1	1	0%	1%	3%	4%	6%
Kraftwerkseigenverbrauch	0	0	1	1	1	0%	1%	4%	6%	16%
übrige Umwandlung	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Exportsaldo Strom	2	3	-6	-11	-15	5%	18%	-11%	-60%	-213%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014



*Tabelle 6.4.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten*

Real, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	0	1	1	2	2
EEG-Umlage	7	12	11	4	2
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	9	14	11	3	-2
Handel und Gewerbe	7	12	9	3	-2
Industrie	7	12	9	2	-2
stromintensive Industrie	0	0	-2	-1	-3
<b>Abweichung in %</b>					
Großhandel - Base	-1%	1%	1%	2%	2%
EEG-Umlage	11%	18%	31%	28%	25%
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	3%	5%	4%	1%	-1%
Handel und Gewerbe	3%	5%	4%	1%	-1%
Industrie	5%	7%	6%	2%	-1%
stromintensive Industrie	0%	1%	-2%	-1%	-3%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

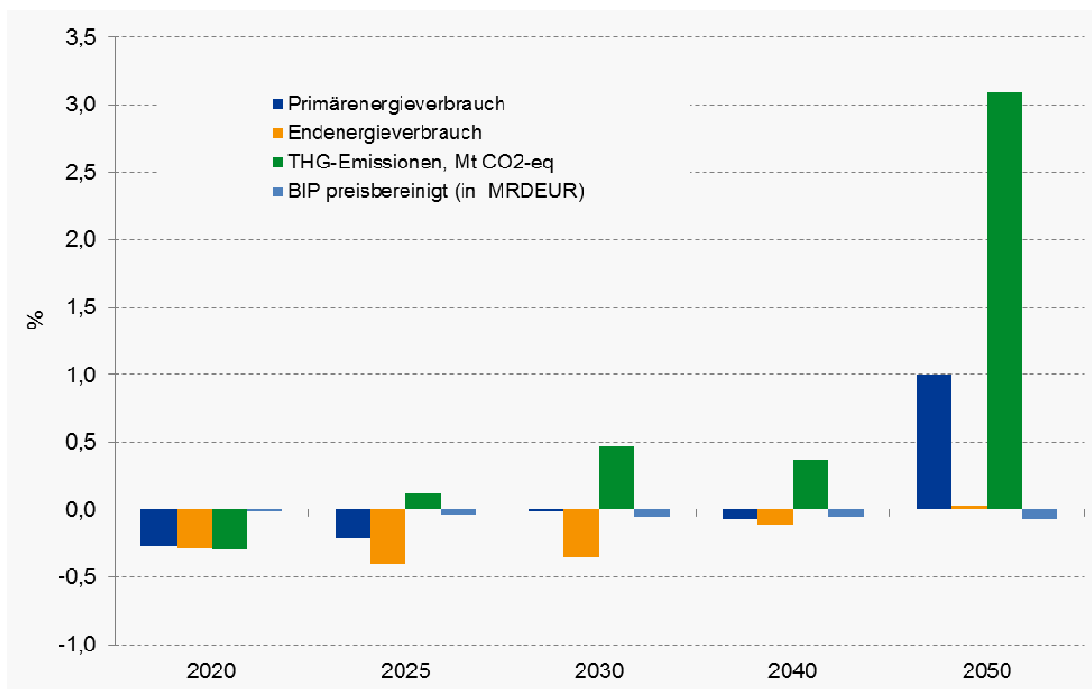
Bei höheren Technologiekosten für erneuerbare Energien **liegt die EEG-Umlage in den Jahren 2020-2030** deutlich höher als in der Referenzprognose. Bei parallel leicht steigenden Großhandelspreisen aufgrund leicht höherer konventioneller Erzeugung vor allem aus Gaskraftwerken steigt somit die Belastung für alle Verbrauchergruppen, die die wesentlichen Kosten der EEG-Umlage tragen. Trotz leicht steigender Großhandelspreise zahlen stromintensive Industrien ab 2030 und alle übrigen Verbrauchergruppen im Jahr 2050 leicht niedrigere Strompreise, was auf etwas geringere sonstige Strompreiskomponenten wie bspw. Netzentgelte zurückzuführen ist.

### 6.4.3 Energieverbrauch und Emissionen

Hohe Kosten für erneuerbare Energietechnologien im Strombereich **reduzieren den Einsatz dieser Technologien** zugunsten fossiler Energieträger. Außerdem liegen die Strompreise etwas höher als in Referenzprognose/Trendszenario. Aufgrund der höheren Strompreise sinkt zunächst vor allem in der Industrie die Endenergienachfrage leicht.

Insbesondere zum Ende des Betrachtungszeitraums nimmt der **Anteil fossiler Energieträger zur Stromerzeugung** im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario deutlich zu. Dadurch liegen auch die THG-Emissionen höher.

Abbildung 6.4.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %

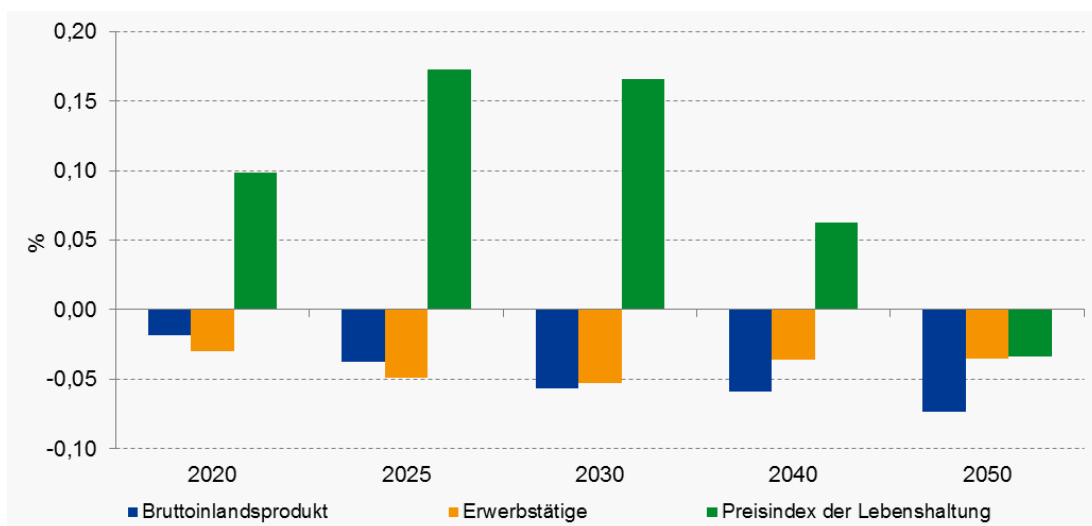


Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 6.4.4 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Höhere Technologiekosten und damit etwas höhere Strompreise wirken sich auch auf andere Güterpreise aus. Der **Preisindex der Lebenshaltung** liegt dadurch um rund 0,1 % höher, 2025 und 2030 sogar um fast 0,2 % höher als in Referenzprognose/Trendszenario. Der Preiseffekt wirkt leicht negativ auf das Bruttoinlandsprodukt und die Beschäftigung. Ab dem Jahr 2030 wird vermehrt Strom nach Deutschland importiert. Zwar ist Strom dann etwas günstiger als im Trendszenario, aber die etwas höheren (Energie-) Importe und die niedrigeren Investitionen der Stromwirtschaft führen dann trotzdem zu einem leicht negativen Effekt auf das BIP.

Abbildung 6.4.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 6.4.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ mit niedrigen Kosten der EE-Technologien im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %

Sensitivität EE-Kosten hoch Referenzprognose / Trendszenario	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Komponenten des preisbereinigten BIP</b>	Abweichungen in Mrd. €									
Bruttoinlandsprodukt	-0,5	-1,1	-1,7	-2,0	-2,7	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1
Privater Konsum	-0,4	-0,8	-1,1	-1,4	-2,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Staatskonsum	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	-0,3	-0,4	-0,5	-0,3	-0,3	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
Bauten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exporte	-0,3	-0,6	-0,6	-0,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importe	-0,5	-0,8	-0,5	0,0	0,8	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0
<b>Preisindizes</b>	Abw. in Prozentpunkten									
Lebenshaltung	0,12	0,23	0,24	0,10	-0,06	0,10	0,17	0,17	0,06	-0,03
Produktion	0,10	0,16	0,16	0,04	-0,04	0,09	0,13	0,12	0,03	-0,03
Importe	0,01	0,03	0,03	0,04	0,17	0,01	0,02	0,03	0,03	0,13
<b>Arbeitsmarkt</b>	absolute Abweichungen									
Erwerbstätige in 1000	-12	-19	-20	-13	-12	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0
Erwerbslose in 1000	7	12	13	8	8	0,3	0,6	1,0	0,4	0,5

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 6.4.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität mit „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität "Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien" Referenzprognose / Trendszenario	Einheit	absolute Abw. in angegebenen Einheiten			Abweichungen in %		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
<b>Internationale Preise</b>							
Ölpreis real (2011)	USD / b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Preis für CO <sub>2</sub> -Zertifikate real (2011)	EUR / t	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland</b>							
Bevölkerung	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Private Haushalte	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIP real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	0,0	-2,0	-2,0	0,0	-0,1	-0,1
Produktion Industrie real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	-4,0	-7,0	-4,0	-0,1	-0,1	-0,1
PKW-Bestand	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Personenverkehrsleistung insg.	Mrd. Pkm	0,0	-1,0	-1,0	0,0	-0,1	-0,1
Güterverkehrsleistung insg.	Mrd. Tkm	-1,0	-1,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0
<b>Preise Haushalte (inkl. MwSt.), real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizöl, leicht	Euro Cent / l	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	Cent / kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strom	Cent / kWh	0,8	1,2	-0,3	2,7	4,2	-1,1
<b>Preise Industrie (ohne MwSt.), Real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizölpreis, leicht	EUR / t	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	Cent / kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strom (Industrie normal)	Cent / kWh	0,7	1,0	-0,2	4,4	6,4	-1,4
Strom (Industrie stromintensiv)	Cent / kWh	0,0	-0,2	-0,3	0,0	-2,6	-3,0
<b>Primärenergieverbrauch</b>							
Kernenergie	PJ	-32,0	-2,0	85,0	-0,3	0,0	1,0
Steinkohle	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöl	%	0,0	0,5	0,6	0,0	4,3	16,7
Gase	%	0,1	-0,1	-0,3	0,3	-0,3	-1,1
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,0	-0,1	1,0	0,0	-0,5	3,8
Erneuerbare Energien	%	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	13,6
Importsaldo Strom	%	0,0	-0,3	-2,3	0,0	-1,4	-7,4
Importsaldo Strom	%	-0,1	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0
<b>Importabhängigkeit</b>							
	%	0,0	-0,2	1,7	0,0	-0,3	3,0
<b>Endenergieverbrauch</b>							
	PJ	-24,0	-26,0	2,0	-0,3	-0,3	0,0
Private Haushalte	%	0,1	0,1	0,0	0,4	0,4	0,0
GHD	%	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,8	0,0
Industrie	%	0,0	-0,1	0,1	0,0	-0,3	0,3
Verkehr	%	0,1	0,1	0,0	0,3	0,3	0,0
Kohle	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralölprodukte	%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0
Gase	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	-0,1	0,0	0,0	-14,3	0,0	0,0
Strom	%	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,4	0,0
Fernwärme	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare Energien	%	0,1	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0
Anteil EE am BEEV	%	0,0	-0,6	-2,3	0,0	-2,2	-6,2
<b>Effizienzindikatoren</b>							
Einwohner/BEV	BEV / TJ	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-1,1
BIP real 2005 /PEV	EUR/GJ	1,0	0,0	-4,0	0,4	0,0	-0,9
BIP real 2005 /EEV	EUR/GJ	1,0	2,0	-1,0	0,3	0,5	-0,2
EEV/Anzahl der priv. Haushalte	GJ/Haushalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>THG-Emissionen und Indikatoren</b>							
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio. t	-2,0	4,0	15,0	-0,3	0,7	4,2
Änderung gegenüber 1990	%	-0,3	0,4	1,5	0,0	0,0	0,0
THG-Emissionen/BIP real	g / EUR	-1,0	2,0	4,0	-0,4	1,1	4,1
THG-Emissionen/Einwohner	t / Kopf	-0,1	0,0	0,2	-1,2	0,0	4,1

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 6.5 Sensitivität: Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien

### 6.5.1 Szenario

In der folgenden Sensitivität wird angenommen, dass die **Technologiekosten erneuerbarer Energien um 20 % niedriger** liegen als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Diese geringeren Kosten können sich durch zunehmenden Marktdruck auf der Produzentenseite und steilere Lernkurven ergeben. Die niedrigeren Kosten sind annahmegemäß mit ambitionierteren Zielen für erneuerbare Energien verbunden.

### 6.5.2 Strommarkt

Analog zur Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ ergeben sich durch niedrigere Technologiekosten der erneuerbaren Energien Veränderungen bei den installierten Kapazitäten. Als bereits heute günstigste Technologie zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien **profitiert die Windenergie an Land am stärksten** von einer Reduktion der Technologiekosten um 20%. Die so gewonnene Wettbewerbsfähigkeit resultiert in mehr als 10 GW zusätzlicher installierter Leistung Onshore Wind gegenüber Referenzprognose bzw. Trendszenario in den Jahren 2025, 2030 und 2040. In 2050 betragen die zusätzlichen Windenergiekapazitäten knapp 5 GW, wobei etwa die Hälfte dieser Differenz auf Offshore Windparks entfällt. Auch die installierte Photovoltaikleistung ist in der Sensitivität etwas höher als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Im konventionellen Kraftwerkspark ergeben sich dagegen nur sehr kleine Veränderungen.

Die Stromerzeugung aus Windenergie ist in der Sensitivität aufgrund der höheren installierten Leistung ab 2025 deutlich höher als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Entsprechend der höheren installierten Leistung ist auch die **Stromerzeugung aus Photovoltaik in der Sensitivität größer**. Die Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks wird durch die zusätzliche Erzeugung der erneuerbaren Energien verringert, sodass die Erzeugung aus Steinkohle, Braunkohle und Gas ab 2025 in allen Stichjahren kleiner ist als in Referenzprognose und Trendszenario.

Die gesamte Bruttostromerzeugung ist in der Sensitivität aufgrund der höheren Erzeugung aus erneuerbaren Energien zunächst größer als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. In 2050 überkompensiert die **niedrigere Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks** die zusätzliche Erzeugung aus Erneuerbaren, sodass die Bruttostromerzeugung niedriger ist. Beim Importsaldo ergibt sich in der Sensitivität keine eindeutige Tendenz gegenüber den Ergebnissen aus Referenzprognose bzw. Trendszenario.

*Tabelle 6.5.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/ Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität - Referenz	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>1</b>	<b>14</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>-7</b>	<b>0%</b>	<b>2%</b>	<b>0%</b>	<b>2%</b>	<b>-1%</b>
Steinkohle	0	-6	-7	-3	-3	0%	-6%	-7%	-6%	-6%
Braunkohle	0	-2	-2	-5	-5	0%	-1%	-2%	-5%	-16%
Gase	0	-4	-11	-1	-13	1%	-7%	-17%	-1%	-13%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kernenergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	0	0	3	0	1	2%	2%	290%	101%	9%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	0	25	20	21	14	0%	20%	14%	14%	7%
onshore	0	25	20	21	6	0%	27%	18%	19%	5%
offshore	0	0	0	0	8	0%	0%	0%	0%	11%
PV	0	1	1	1	1	0%	2%	2%	2%	2%
Biomasse	0	0	-1	-1	-2	1%	0%	-2%	-3%	-3%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Kraftwerksstruktur</b>	<b>Abweichungen in GW</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>0</b>	<b>16</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>6</b>	<b>0%</b>	<b>8%</b>	<b>6%</b>	<b>6%</b>	<b>3%</b>
Steinkohle	0	0	0	0	0	0%	0%	-1%	-1%	-1%
Braunkohle	0	0	0	0	0	0%	-1%	-1%	0%	0%
Gase	1	0	0	-1	0	3%	0%	1%	-3%	-1%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kernenergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	0	15	12	12	5	0%	29%	20%	20%	6%
onshore	0	15	12	12	2	0%	37%	24%	24%	4%
offshore	0	0	0	0	2	0%	0%	0%	0%	11%
PV	0	1	1	1	2	0%	2%	2%	2%	2%
Biomasse	0	0	0	1	1	0%	0%	1%	9%	9%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Strombilanz</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
Bruttostromverbrauch	3	2	6	1	1	0%	0%	1%	0%	0%
EEV Strom	3	3	3	1	1	1%	1%	1%	0%	0%
Pumpstrom	0	0	3	1	1	2%	2%	290%	101%	9%
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0	-1	-1	-1	-1	0%	-2%	-3%	-3%	-4%
Kraftwerkseigenverbrauch	0	-1	-1	-1	-1	0%	-3%	-5%	-4%	-10%
übrige Umwandlung	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Exportsaldo Strom	-2	12	-4	10	-8	-4%	68%	-7%	54%	-113%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 6.5.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten*

Real, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	0	-3	-1	-1	-5
EEG-Umlage	-7	-9	-11	-5	-1
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	-8	-9	-11	-4	-5
Handel und Gewerbe	-7	-8	-9	-4	-5
Industrie	-7	-8	-9	-3	-4
stromintensive Industrie	0	1	3	2	-3
<b>Abweichung in %</b>					
Großhandel - Base	1%	-5%	-1%	-2%	-6%
EEG-Umlage	-11%	-13%	-32%	-36%	-18%
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	-3%	-3%	-4%	-2%	-2%
Handel und Gewerbe	-3%	-3%	-4%	-2%	-2%
Industrie	-4%	-4%	-6%	-2%	-3%
stromintensive Industrie	1%	2%	3%	2%	-3%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

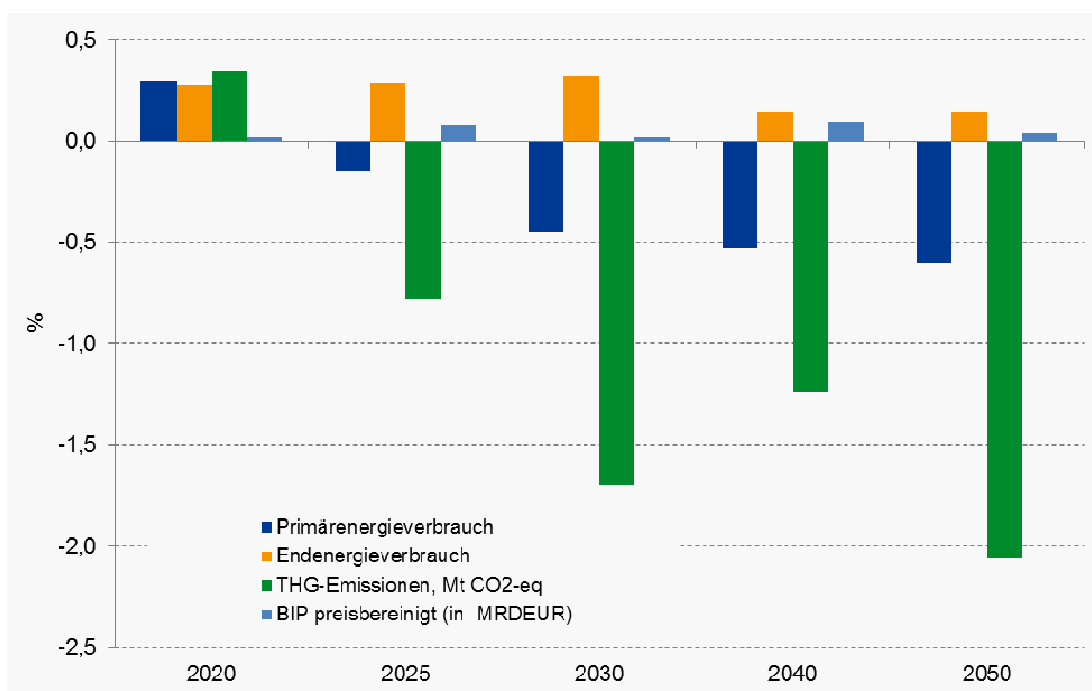
Diese Sensitivität zeigt neben den zur Sensitivität „Höhere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ symmetrischen Ergebnissen in der EEG-Umlage zusätzlich den **Merit-Order-Effekt** in der Reduktion des Großhandelspreises. So sinkt der Großhandelspreis durch die höhere Stromerzeugung aus Erneuerbaren nach 2025 um bis zu 5 EUR<sub>2011</sub>/MWh. Entsprechend reduzieren sich die Endverbraucherpreise für Haushaltskunden, Handel und Gewerbe, und Industrie. Einzig die stromintensive Industrie steht im Zeitraum 2025 bis 2040 einer leicht höheren Belastung aufgrund steigender Kosten für den Netzausbau zur Integration der erneuerbaren Energien gegenüber.

### 6.5.3 Energieverbrauch und Emissionen

Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien im Strombereich führen **zu verstärktem Einsatz dieser Technologien**. Außerdem sinken die Strompreise leicht im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario. Aufgrund der niedrigeren Strompreise nimmt vor allem in der (nicht stromintensiven) Industrie die Endenergienachfrage zu. Der Primärenergieverbrauch geht relativ zum Endenergieverbrauch zurück, weil die erneuerbaren Energien

definitiv einen Wirkungsgrad von 100 % aufweisen. Mit dem Rückgang der fossilen Energieträger, vor allem der Stein- und Braunkohle, liegen auch die THG-Emissionen niedriger als in Referenzprognose/Trendszenario.

Abbildung 6.5.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %



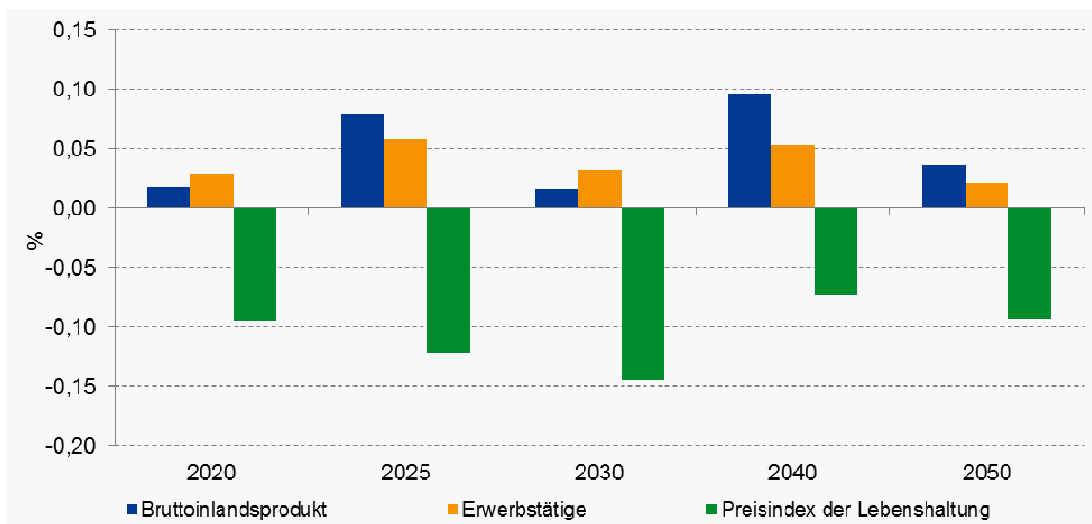
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 6.5.4 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Etwas niedrigere Strompreise wirken sich auch auf andere Güterpreise aus. Der Preisindex der Lebenshaltung liegt dadurch um rund 0,1 % niedriger als in Referenzprognose/Trendszenario. Der Preiseffekt wirkt leicht positiv auf das Bruttoinlandsprodukt und die Beschäftigung. Deutlichere gesamtwirtschaftliche Effekte werden aber dadurch verhindert, dass auch die Investitionen der Stromwirtschaft niedriger liegen als in Referenzprognose/Trendszenario. Insgesamt sind die gesamtwirtschaftlichen Effekte niedrigerer Kosten für Erneuerbare Energie-Technologien begrenzt.



Abbildung 6.5.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ mit niedrigen Kosten der EE-Technologien von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 6.5.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %

Sensitivität EE-Kosten tief Referenzprognose / Trendszenario	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Komponenten des preisbereinigten BIP</b>	Abweichungen in Mrd. €									
Bruttoinlandsprodukt	0,5	2,2	0,5	3,2	1,3	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
Privater Konsum	0,3	1,3	0,5	2,0	0,8	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
Staatskonsum	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	0,3	0,5	0,2	0,6	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0
Bauten	0,0	0,0	-0,1	0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0
Exporte	0,3	0,4	0,3	0,3	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importe	0,5	0,1	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Preisindizes</b>	Abw. in Prozentpunkten									
Lebenshaltung	-0,12	-0,16	-0,21	-0,11	-0,16	-0,09	-0,12	-0,15	-0,07	-0,09
Produktion	-0,10	-0,11	-0,14	-0,06	-0,08	-0,09	-0,08	-0,11	-0,04	-0,06
Importe	-0,01	-0,09	-0,05	-0,12	-0,10	-0,01	-0,07	-0,04	-0,09	-0,07
<b>Arbeitsmarkt</b>	absolute Abweichungen									
Erwerbstätige in 1000	12	23	12	19	7	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
Erwerbslose in 1000	-7	-14	-8	-12	-5	-0,3	-0,6	-0,6	-0,6	-0,3

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 6.5.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität „Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität "Niedrigere Kosten für erneuerbare Energietechnologien" Referenzprognose / Trendszenario	Einheit	absolute Abw. in angegebenen Einheiten			Abweichungen in %		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
<b>Internationale Preise</b>							
Ölpreis real (2011)	USD / b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Preis für CO <sub>2</sub> -Zertifikate real (2011)	EUR / t	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland</b>							
Bevölkerung	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Private Haushalte	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIP real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	1,0	1,0	2,0	0,0	0,0	0,1
Produktion Industrie real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	4,0	5,0	3,0	0,1	0,1	0,0
PKW-Bestand	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Personenverkehrsleistung insg.	Mrd. Pkm	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,1
Güterverkehrsleistung insg.	Mrd. Tkm	1,0	1,0	0,0	0,1	0,1	0,0
<b>Preise Haushalte (inkl. MwSt.), real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizöl, leicht	Euro Cent / l	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	Cent / kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strom	Cent / kWh	-0,8	-1,0	-0,6	-2,7	-3,5	-2,2
<b>Preise Industrie (ohne MwSt.), Real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizölpreis, leicht	EUR / t	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	Cent / kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strom (Industrie normal)	Cent / kWh	-0,6	-0,9	-0,5	-3,8	-5,7	-3,4
Strom (Industrie stromintensiv)	Cent / kWh	0,0	0,2	-0,2	0,0	2,6	-2,0
<b>Primärenergieverbrauch</b>							
	<b>PJ</b>	<b>35,0</b>	<b>-46,0</b>	<b>-50,0</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,6</b>
Kernenergie	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	%	0,1	-0,7	-0,2	0,8	-5,1	-2,0
Braunkohle	%	0,0	-0,2	-0,3	0,0	-1,7	-8,3
Mineralöl	%	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,4
Gase	%	0,0	-0,3	-1,0	0,0	-1,4	-3,8
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,0	0,1	0,2	0,0	5,0	9,1
Erneuerbare Energien	%	-0,1	0,9	0,9	-0,6	4,2	2,9
Importsaldo Strom	%	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0
<b>Importabhängigkeit</b>							
	<b>%</b>	<b>0,1</b>	<b>-0,8</b>	<b>-0,8</b>	<b>0,2</b>	<b>-1,3</b>	<b>-1,4</b>
<b>Endenergieverbrauch</b>							
	<b>PJ</b>	<b>22,0</b>	<b>24,0</b>	<b>9,0</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>
Private Haushalte	%	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,4
GHD	%	0,1	0,1	0,0	0,7	0,8	0,0
Industrie	%	0,1	0,0	0,1	0,3	0,0	0,3
Verkehr	%	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,3	0,0
Kohle	%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	2,1
Mineralölprodukte	%	-0,1	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0
Gase	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-11,1
Strom	%	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
Fernwärme	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare Energien	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Anteil EE am BEEV	%	-0,1	0,8	0,8	-0,5	3,0	2,2
<b>Effizienzindikatoren</b>							
Einwohner/BEV	BEV / TJ	0,0	0,1	0,0	0,0	1,4	0,0
BIP real 2005 /PEV	EUR/GJ	0,0	1,0	3,0	0,0	0,3	0,7
BIP real 2005 /EEV	EUR/GJ	0,0	-1,0	-1,0	0,0	-0,2	-0,2
EEV/Anzahl der priv. Haushalte	GJ/Haushalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>THG-Emissionen und Indikatoren</b>							
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio. t	3,0	-11,0	-10,0	0,5	-1,9	-2,8
Änderung gegenüber 1990	%	0,3	-1,2	-1,1	0,0	0,0	0,0
THG-Emissionen/BIP real	g / EUR	1,0	-4,0	-3,0	0,4	-2,1	-3,1
THG-Emissionen/Einwohner	t / Kopf	0,0	-0,2	-0,1	0,0	-2,7	-2,0

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 6.6 Sensitivität: Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen

### 6.6.1 Szenario

Entsprechend der angenommenen Entwicklung des europäischen Emissionshandelssystems (vergleiche Abschnitt 8.2.2.2) werden **flexible Mechanismen** auch weiterhin eine bedeutende Rolle für die Kosten der Treibhausgasemission spielen. Das in der Referenzprognose angenommene CO<sub>2</sub>-Preisniveau basiert auf einer zunehmenden Kopplung des EU ETS mit internationalen Emissionshandelssystemen, was durch entsprechende Effizienzvorteile für eine Dämpfung der Zertifikatspreise in Europa sorgt. In der fünften Sensitivität wird angenommen, dass es international zu stärkeren Klimaschutzanstrengungen kommt. Dies resultiert in einer größeren Nachfrage nach Emissionsreduktionen und erhöht damit das globale Niveau der Grenzvermeidungskosten.

Dadurch wird auch das Preisniveau für flexible Mechanismen, welche in den EU ETS eingebracht werden, gestützt und es folgen entsprechend **höhere CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise in Europa**. Diese Preise erhöhen nicht nur den Druck auf treibhausgasemittierende Energietechnologien, sondern erleichtern die Zielerreichung gegenüber der Entwicklung in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Der Grund hierfür ist, dass die zur (deutschen) Zielerreichung benötigten zusätzlichen Anstrengungen im Vergleich zum europäischen Ausland geringer ausfallen.

Für die Modellierungen wurde daher angenommen, dass das EU ETS Preisniveau, d.h. der CO<sub>2</sub>-Preis, in der fünften Sensitivität um 20 % höher liegt als in Referenzprognose bzw. Trendszenario. Die Preise sind in Tabelle 6.6.1-1 dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit sind zusätzlich die Zertifikatspreise in Referenzprognose und Trendszenario dargestellt.

*Tabelle 6.6.1-1: Angenommene Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises in der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“, 2020 – 2050*

CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis (EUR/t CO <sub>2</sub> ) (reale Preise, Basis 2011)	2020	2025	2030	2040	2050
Sensitivität	12	30	48	78	91
Referenzprognose/Trendszenario	10	25	40	65	76

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 6.6.2 Strommarkt

Mit steigenden Kosten für die Emission von Treibhausgasen zeigt sich eine **deutliche Wirkung auf die installierte Leistung von Steinkohlekraftwerken**. Gegenüber der Referenzprognose bzw. dem Trendszenario reduziert sich die Leistung ab 2030 um mehr als 3 GW. Gleichzeitig nimmt die Leistung vergleichsweise emissionsarmer Gaskraftwerke im gleichen Zeitraum um bis zu 3 GW zu. Außer bei den erneuerbaren Energietechnologien zeigen sich darüber hinaus keine signifikanten Änderungen in der installierten Kraftwerksleistung. Die Erzeugungsleistung aus Wind Onshore nimmt um bis zu 2 GW (2025) bzw. 1 GW (2040 und 2050) gegenüber der Referenzprognose bzw. dem Trendszenario zu. Vergleichbar steigt die Leistung der Photovoltaik bis 2050 um ca. 2 GW an.

Entsprechend der Veränderungen im Kraftwerkspark sinkt die Erzeugung aus Kohlekraftwerken deutlich. Braun- und Steinkohlekraftwerke reduzieren ihre Erzeugung um 35 TWh (2030) und ca. 50 TWh (2050) gegenüber Referenzprognose bzw. Trendszenario. Substituierend nimmt gleichzeitig die Erzeugung aus vergleichsweise CO<sub>2</sub>-armen Gaskraftwerken mit ca. 22 TWh (2030) und knapp 25 TWh (2050) zu. Vor dem Hintergrund nur **leicht höherer Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien** sowie einer nur gering niedrigeren Nachfrage resultiert damit eine Reduktion der inländischen Stromerzeugung in 2040 um ca. 45 TWh und in 2050 um noch 23 TWh. Daraus ergeben sich zunehmende Importströme und, entgegen der Ergebnisse von Referenzprognose und Trendszenario, ein negativer Exportsaldo. Dies verdeutlicht eine Abnahme der Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Kraftwerksparks gegenüber den Ergebnissen von Referenzprognose und Trendszenario.

Vergleichbar den Ergebnissen des Zielszenarios (siehe Abschnitt 4.5) zeigen sich deutliche Wirkungen des CO<sub>2</sub>-Preisniveaus auf die deutsche Energieversorgung. Während analog zum Zielszenario die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken abnimmt, steigen die Mengen aus Gaskraftwerken gegenüber dem Zielszenario aufgrund eines höheren Nachfrageniveaus an.

Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien zeigt vergleichsweise geringe Effekte. Zwar liegt bereits in 2020 die Erzeugung von Solar- und Windkraftwerken um mehr als 3 TWh über den Ergebnissen der Referenzprognose, in der der langen Frist (2050) kommt es allerdings nur zu einer Verdoppelung dieses Werts auf etwas mehr als 6 TWh. Der Grund für die **geringe Beeinflussung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien** durch höhere CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise sind der niedrigere Bruttostromverbrauch sowie zusätzliche Stromimporte, unter anderem aus Frankreich.

*Tabelle 6.6.2-1: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ für den Strommarkt im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität - Referenz	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>-14</b>	<b>-46</b>	<b>-23</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>-2%</b>	<b>-8%</b>	<b>-4%</b>
Steinkohle	-2	-3	-29	-32	-44	-2%	-3%	-27%	-56%	-85%
Braunkohle	0	-2	-7	-28	-10	0%	-2%	-5%	-27%	-31%
Gase	0	2	22	11	25	1%	3%	35%	11%	23%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kernenergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	0	0	-1	0	-1	-4%	-10%	-71%	-38%	-13%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	2	4	0	2	4	2%	3%	0%	1%	2%
onshore	2	4	0	2	0	3%	4%	0%	2%	0%
offshore	0	0	0	0	4	0%	0%	0%	1%	5%
PV	1	0	0	1	2	2%	0%	0%	2%	3%
Biomasse	1	1	0	0	0	1%	2%	0%	1%	0%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Kraftwerksstruktur</b>	<b>Abweichungen in GW</b>					<b>Abweichung in %</b>				
<b>Gesamt</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>0%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
Steinkohle	0	0	-4	-4	-4	0%	0%	-14%	-18%	-18%
Braunkohle	0	0	0	0	0	-1%	-1%	-2%	0%	0%
Gase	0	0	3	3	2	1%	0%	11%	7%	5%
Heizöl	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Kernenergie	0	0	0	0	0	0%	N/A	N/A	N/A	N/A
Speicher	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Windkraft	1	2	0	1	1	3%	4%	0%	2%	1%
onshore	1	2	0	1	0	4%	6%	0%	2%	0%
offshore	0	0	0	0	1	0%	0%	0%	1%	5%
PV	1	0	0	1	2	2%	0%	0%	2%	3%
Biomasse	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	1%	2%
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Strombilanz</b>	<b>Abweichungen in TWh</b>					<b>Abweichung in %</b>				
Bruttostromverbrauch	-1	-3	-5	-8	-9	0%	0%	-1%	-1%	-2%
EEV Strom	-1	-2	-2	-4	-4	0%	0%	0%	-1%	-1%
Pumpstrom	0	-1	-1	0	-1	-4%	-10%	-71%	-38%	-13%
Leistungsverluste	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0	0	-2	-4	-3	-1%	-1%	-8%	-17%	-15%
Kraftwerkseigenverbrauch	0	0	-2	-4	-3	-1%	-2%	-12%	-29%	-38%
übrige Umwandlung	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
Exportsaldo Strom	3	3	-9	-38	-14	8%	17%	-18%	-196%	-199%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

*Tabelle 6.6.2-2: Numerische Ergebnisse der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ für den Strommarkt, Abweichungen von Strompreisen und EEG-Umlage zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten*

Real, in EUR <sub>2011</sub> /MWh	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Großhandel - Base	1	3	3	6	5
EEG-Umlage	1	-1	-1	-2	-1
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	3	3	3	6	6
Handel und Gewerbe	2	3	2	4	4
Industrie	2	3	2	4	5
stromintensive Industrie	1	3	3	6	5
<b>Abweichung in %</b>					
Großhandel - Base	2%	4%	5%	8%	6%
EEG-Umlage	1%	-1%	-4%	-16%	-15%
Endverbraucherpreise					
Haushaltskunden	1%	1%	1%	2%	2%
Handel und Gewerbe	1%	1%	1%	2%	2%
Industrie	1%	1%	1%	3%	3%
stromintensive Industrie	2%	4%	4%	6%	5%

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

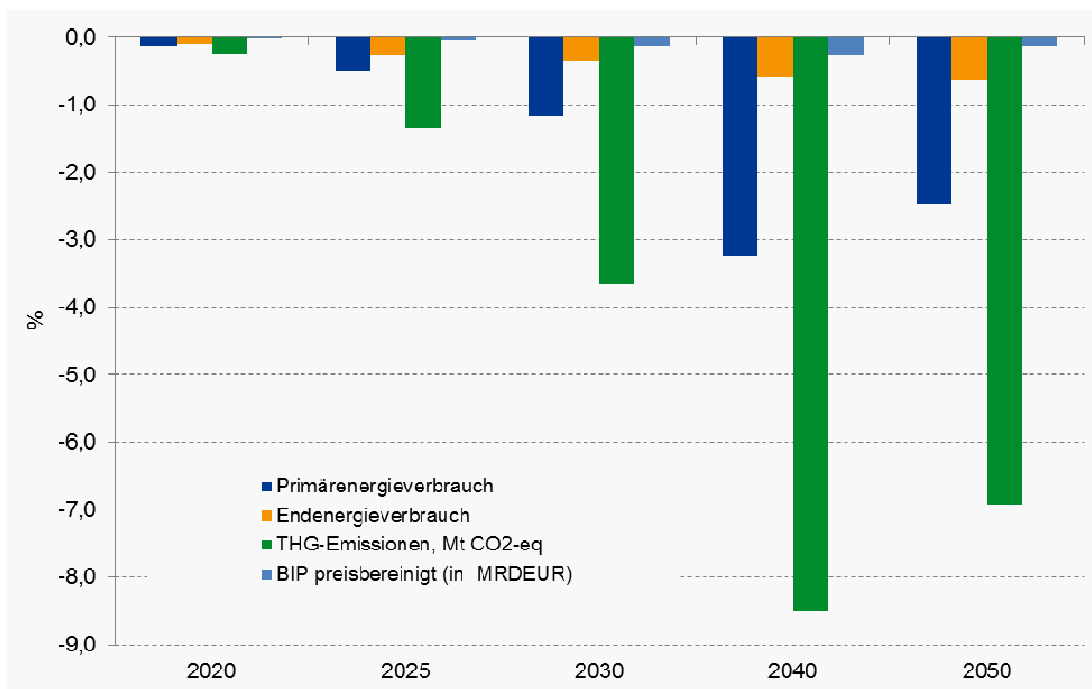
Der höhere CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis geht mit **höheren Kosten für die Stromerzeugung aus fossilen Energien** einher und hebt damit den Großhandelspreis an. Entsprechend kommt es zu einer leichten Reduktion der EEG-Umlage durch geringere Differenzkosten. Im Vergleich sind die Wirkungen auf die Endverbraucherpreise in dieser Sensitivität am geringsten und steigen gegenüber der Referenzprognose bis 2030 nur um maximal 3 EUR<sub>2011</sub>/MWh und damit um ca. 1% für die Verbrauchergruppen Haushalte, Handel und Gewerbe und Industrie.

### 6.6.3 Energieverbrauch und Emissionen

Höhere CO<sub>2</sub>-Preise führen zu einer **deutlichen Verschiebung hin zu CO<sub>2</sub>-armen und -freien Energieträgern**. Erneuerbare Energien und vor allem Gas werden verstärkt eingesetzt, während der Einsatz von Kohle, vor allem der Steinkohle, zur Stromerzeugung zurückgeht. Die Bruttostromerzeugung sinkt deutlich. Höhere Strompreise und höhere Preise für fossile Energieträger begünstigen den Rückgang des Endenergieverbrauchs. Der Primärenergieverbrauch geht deutlich stärker zurück. Nicht überraschend sinken bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen die THG-Emissionen mit bis zu

etwa 8% gegenüber Referenzprognose/Trendszenario im Jahr 2040 am stärksten. Auch die höheren CO<sub>2</sub>-Preise in der Sensitivität reichen aber nicht aus, die deutschen THG-Minderungsziele zu erreichen.

Abbildung 6.6.3-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %



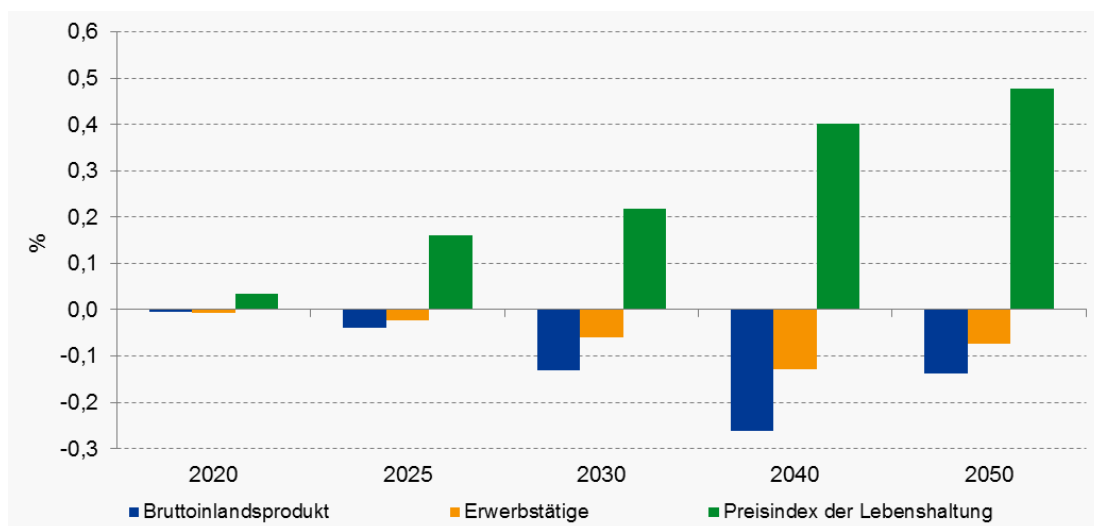
Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

#### 6.6.4 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Höhere Energiepreise wirken sich auch auf andere Güterpreise aus. Der **Preisindex der Lebenshaltung** liegt dadurch um bis zu knapp 0,5% höher als in Referenzprognose/Trendszenario. Der Preiseffekt wirkt negativ auf die wirtschaftliche Aktivität, d.h. Bruttoinlandsprodukt und Beschäftigung. Exporte, privater Konsum und Investitionen liegen niedriger als in Referenzprognose/Trendszenario. Die Zahl der Erwerbstätigen liegt um max. 46.000 im Jahr 2040 niedriger.

Bei der Interpretation der Effekte ist zu berücksichtigen, dass die absoluten Änderungen der Zertifikatspreise mit 2 EUR / t im Jahr 2020 zunächst gering sind und entsprechend auch die gesamtwirtschaftlichen Effekte begrenzt sind. In den Jahren 2030 bis 2050 nehmen die absoluten Aufschläge deutlich zu. Allerdings sinken die THG-Emissionen absolut deutlich, was die gesamtwirtschaftliche Wirkung höherer CO<sub>2</sub>-Preise langfristig begrenzt.

Abbildung 6.6.4-1: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität mit verstärkten internationalen Klimaschutzanstrengungen von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Tabelle 6.6.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ im Vergleich zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %

Sensitivität Klimaschutz Referenzprognose / Trendszenario	Absolutwerte					Abweichung in %				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Komponenten des preisbereinigten BIP</b>	Abweichungen in Mrd. €									
Bruttoinlandsprodukt	-0,1	-1,1	-4,0	-8,7	-5,1	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,1
Privater Konsum	0,0	-0,4	-1,6	-4,3	-2,4	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,1
Staatskonsum	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	-0,1	-0,2	-0,9	-1,5	-0,6	0,0	-0,1	-0,3	-0,4	-0,2
Bauten	0,0	0,0	-0,3	-0,2	0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0
Exporte	-0,2	-0,3	-0,5	-1,6	-1,8	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0
Importe	-0,2	0,2	0,6	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Preisindizes</b>	Abw. in Prozentpunkten									
Lebenshaltung	0,04	0,21	0,31	0,63	0,79	0,04	0,16	0,22	0,40	0,48
Produktion	0,04	0,07	0,09	0,14	0,15	0,03	0,05	0,07	0,10	0,10
Importe	-0,01	0,07	0,19	0,20	0,09	0,00	0,06	0,15	0,15	0,07
<b>Arbeitsmarkt</b>	absolute Abweichungen									
Erwerbstätige in 1000	-3	-9	-23	-46	-25	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1
Erwerbslose in 1000	2	5	14	29	16	0,1	0,2	1,1	1,6	1,0

Prognos/EWI/GWS 2014



*Tabelle 6.6.4-2: Numerische Annahmen und Ergebnisse der Sensitivität „Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen“ im Überblick, Abweichungen zu Referenzprognose/Trendszenario, 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %*

Sensitivität "Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen" Referenzprognose / Trendszenario	Einheit	absolute Abw. in angegebenen Einheiten			Abweichungen in %		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
<b>Internationale Preise</b>							
Ölpreis real (2011)	USD / b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Preis für CO <sub>2</sub> -Zertifikate real (2011)	EUR / t	2,0	7,9	15,3	20,4	19,9	20,1
<b>Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland</b>							
Bevölkerung	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Private Haushalte	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIP real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	0,0	-4,0	-5,0	0,0	-0,1	-0,1
Produktion Industrie real (Preisbasis 2005)	Mrd. Euro2005	-1,0	-6,0	-10,0	0,0	-0,1	-0,1
PKW-Bestand	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Personenverkehrsleistung insg.	Mrd. Pkm	0,0	-3,0	-4,0	0,0	-0,3	-0,4
Güterverkehrsleistung insg.	Mrd. Tkm	0,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	-0,1
<b>Preise Haushalte (inkl. MwSt.), real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizöl, leicht	Euro Cent / l	0,0	2,8	5,4	0,0	2,5	4,0
Erdgas	Cent / kWh	0,0	0,2	0,4	0,0	2,4	4,3
Strom	Cent / kWh	0,3	0,3	0,6	1,0	1,1	2,2
<b>Preise Industrie (ohne MwSt.), Real (Preisbasis 2011)</b>							
Heizölpreis, leicht	EUR / t	0,0	25,0	48,0	0,0	2,3	3,8
Erdgas	Cent / kWh	0,0	0,2	0,3	0,0	4,2	5,3
Strom (Industrie normal)	Cent / kWh	0,3	0,2	0,5	1,9	1,3	3,4
Strom (Industrie stromintensiv)	Cent / kWh	0,1	0,3	0,6	2,0	3,8	6,0
<b>Primärenergieverbrauch</b>							
	<b>PJ</b>	<b>-17,0</b>	<b>-122,0</b>	<b>-208,0</b>	<b>-0,1</b>	<b>-1,2</b>	<b>-2,5</b>
Kernenergie	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	%	0,0	-2,8	-3,7	0,0	-20,4	-37,4
Braunkohle	%	-0,1	-0,7	-0,6	-0,8	-6,0	-16,7
Mineralöl	%	0,1	0,3	0,5	0,3	1,0	1,8
Gase	%	0,0	2,4	1,4	0,0	10,9	5,4
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,0	0,1	0,2	0,0	5,0	9,1
Erneuerbare Energien	%	0,1	0,4	1,6	0,6	1,9	5,1
Importsaldo Strom	%	-0,1	0,3	0,6	0,0	0,0	0,0
<b>Importabhängigkeit</b>							
	<b>%</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>-1,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>	<b>-2,3</b>
<b>Endenergieverbrauch</b>							
	<b>PJ</b>	<b>-8,0</b>	<b>-26,0</b>	<b>-41,0</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,3</b>	<b>-0,6</b>
Private Haushalte	%	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,4
GHD	%	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,7
Industrie	%	0,0	-0,1	-0,1	0,0	-0,3	-0,3
Verkehr	%	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,3
Kohle	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralölprodukte	%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0
Gase	%	0,0	-0,1	-0,1	0,0	-0,5	-0,5
Sonstige nicht erneuerbare Energieträger	%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	11,1
Strom	%	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,4
Fernwärme	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare Energien	%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,6
Anteil EE am BEEV	%	0,1	0,1	1,3	0,5	0,4	3,5
<b>Effizienzindikatoren</b>							
Einwohner/BEV	BEV / TJ	0,0	0,1	0,2	0,0	1,4	2,3
BIP real 2005 /PEV	EUR/GJ	0,0	3,0	11,0	0,0	1,0	2,5
BIP real 2005 /EEV	EUR/GJ	1,0	1,0	2,0	0,3	0,2	0,4
EEV/Anzahl der priv. Haushalte	GJ/Haushalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>THG-Emissionen und Indikatoren</b>							
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio. t	-2,0	-25,0	-34,0	-0,3	-4,4	-9,5
Änderung gegenüber 1990	%	-0,2	-2,6	-3,5	0,0	0,0	0,0
THG-Emissionen/BIP real	g / EUR	-1,0	-8,0	-10,0	-0,4	-4,3	-10,2
THG-Emissionen/Einwohner	t / Kopf	-0,1	-0,3	-0,5	-1,2	-4,1	-10,2

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

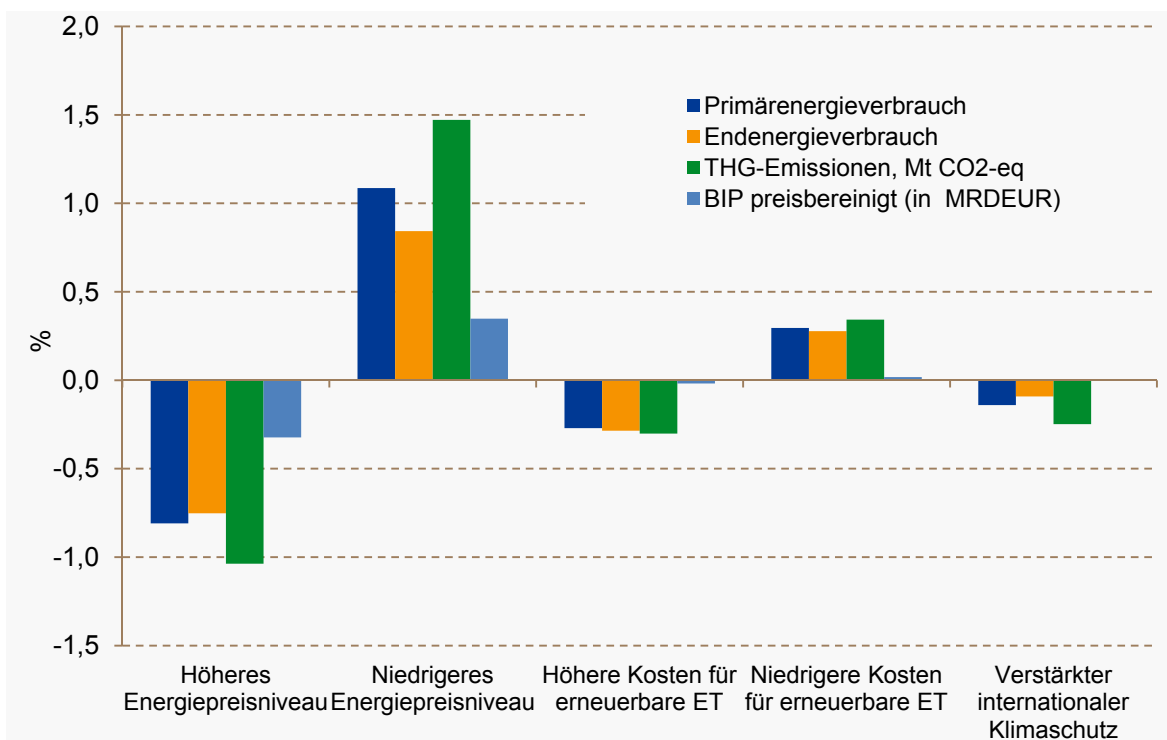
## 6.7 Vergleich der Sensitivitäten

Abschließend werden die Sensitivitäten kurz miteinander verglichen. Im Jahr 2020 führen die **Energiepreissensitivitäten** zu den mit Abstand größten Effekten, wobei die Effekte beim niedrigeren Preisniveau absolut etwas größer sind als beim hohen Preisniveau. Die Wirkungen auf **Energieverbrauch und davon abhängige THG-Emissionen** sind prozentual stärker ausgeprägt als die gesamtwirtschaftlichen Effekte. Die Wirkungen auf das BIP sind nur in diesen beiden Energiepreissensitivitäten deutlich sichtbar.

Veränderte Kosten erneuerbarer Energietechnologien führen zu Abweichungen beim Energieverbrauch und den THG-Emissionen von unter 0,5% im Jahr 2020.

Verstärkte internationale Klimaschutzanstrengungen bewirken im Jahr 2020 einen leichten Rückgang von Energieverbrauch und Emissionen.

Abbildung 6.7-1: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in den 5 Sensitivitäten von Referenzprognose/Trendszenario, 2020 in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

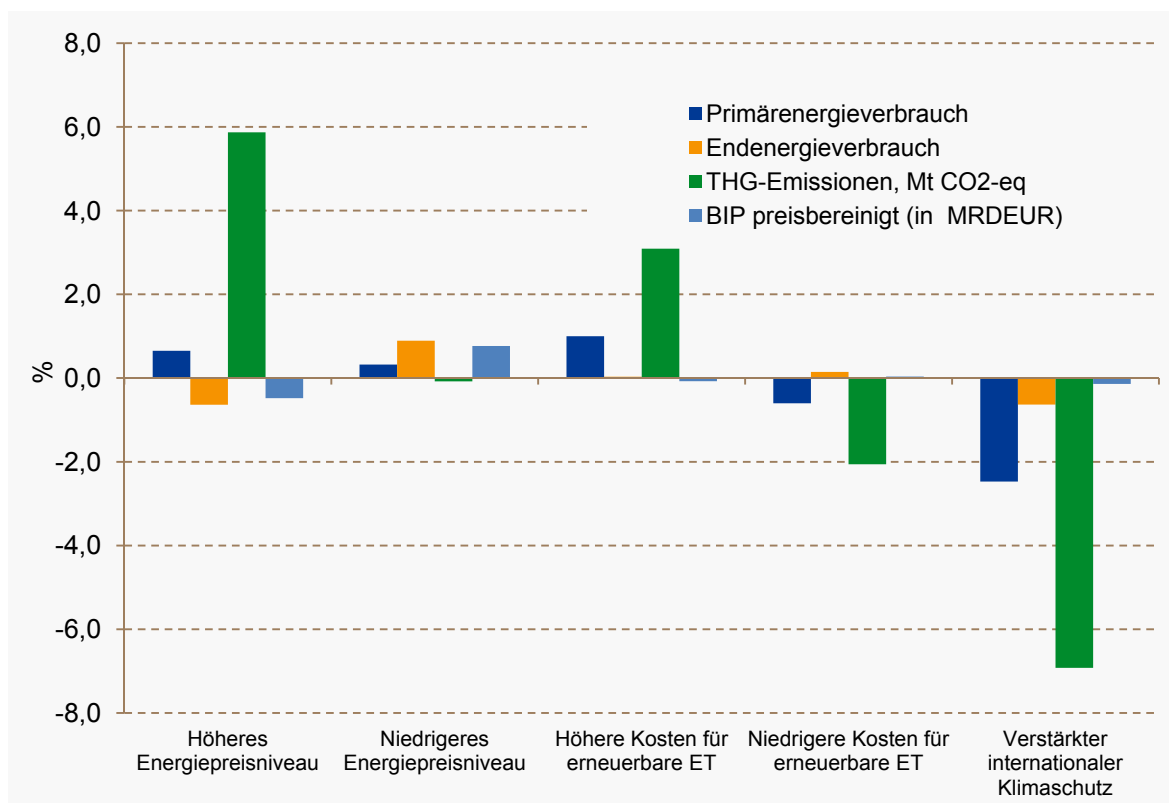
Im Jahr 2050 ergibt sich ein deutlich anderes und heterogenes Bild. Vor allem die **THG-Emissionen** weichen mit Ausnahme der Sensitivität mit niedrigerem internationalem Energiepreisniveau um mehrere Prozent von den Werten im Trendszenario ab. Dahinter

stehen insbesondere Verschiebungen im Brennstoffmix in der Stromerzeugung, die auch mit langfristigen Kapazitätsänderungen verbunden sind. Die Effekte auf Endenergieverbrauch und BIP bleiben in allen Sensitivitäten gering.

Die Resultate der Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass die Ergebnisse der Referenzprognose bzw. des Trendszenarios **robust** sind mit Blick auf die Annahmen zu internationalen Energiepreisen und Technologiekosten für erneuerbare Energien. Die **Größenordnungen der Entwicklungen** und damit auch die Verfehlungen von Zielen des Energiekonzepts bleiben in diesen vier Sensitivitäten bestehen.

**Verstärkte internationale Klimaschutzbemühungen** würden dagegen bis 2050 die ermittelten THG-Emissionen gegenüber dem Trendszenario deutlich um 7 % reduzieren. Die dahinter stehende Annahme zum internationalen Klimaschutz hat unter den im Rahmen der fünf Sensitivitäten getesteten Annahmen den größten Einfluss auf die Ergebnisse.

Abbildung 6.7-2: Abweichungen des Energieverbrauchs, der THG-Emissionen und des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), in den 5 Sensitivitäten von Referenzprognose/Trendszenario, 2050 in %



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

## 7 Einordnung der Ergebnisse

### 7.1 Energieprognose und Trendszenario

Die Ergebnisse von Referenzprognose und Trendszenario zeigen, dass die im Monitoringbericht 2012 der Bundesregierung genannten **Ziele zum überwiegenden Teil nicht erreicht** werden (Tabelle 7.1-1).

Die **Treibhausgasemissionen**, als umfassender Indikator für die energiewirtschaftliche Entwicklung, liegen 2020 um 35 % unter dem entsprechenden Wert des Jahres 1990, Ziel ist eine Reduktion um 40 %. Nach 2020 klaffen Ziel und Ergebnisse zunehmend auseinander. Im Jahr 2050, in dem die THG-Emissionen gegenüber 1990 um mindestens 80 % reduziert sein sollten, zeigt das Trendszenario einen Rückgang um 64 %.

Auch die meisten anderen Ziele aus dem Energiekonzept werden verfehlt. So liegt der **Primärenergieverbrauch** im Jahr 2020 um 17 % statt um 20 % und 2050 um 42 % statt um 50 % niedriger als 2008. Die **Energieproduktivität**, gemessen als Relation von BIP und Endenergieverbrauch steigt langsamer als angestrebt, im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2050 um 1,9 % p.a. statt um 2,1 % p.a.

Eine deutliche Zielverfehlung zeigt sich beim **Bruttostromverbrauch**. Er geht zwischen 2008 und 2020 um 6 % statt um 10 % zurück, bis 2050 um 10 %. Laut Zielkatalog der Bundesregierung hätten es bis dahin 25 % sein sollen.

**Sektorale Ziele** – soweit definiert – werden ebenfalls nur selten erreicht:

- So verringert sich zwar der (spezifische) **Energiebedarf für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser** in privaten Haushalten zwischen 2008 und 2020 wie angestrebt um 20 %. Allerdings gelingt es im Betrachtungszeitraum nicht, die **Sanierungsrate** von Gebäuden zu verdoppeln. Statt auf rund 2 % steigt sie im Durchschnitt nur auf 1,3 %.
- Im **Verkehrssektor** liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 um 7 % statt um 10 % niedriger als 2005, im Jahr 2050 sind es 26 % statt 40 %. Aus heutiger Sicht nicht wahrscheinlich ist es zudem, dass die Zahl der zugelassenen Elektrofahrzeuge (batterieelektrische Pkw und Plug-in-Hybride) wie geplant auf 1 Mio. im Jahr 2020 und 6 Mio. im Jahr 2030 steigt. In unserer Prognose erwarten wir deutlich niedrigere Werte von 0,5 Mio. (2020) und 2,8 Mio. (2030).
- Beim **Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch** stellt sich das Bild anders dar. Hier wird der für die Jahre 2020 und 2030 jeweils angestrebte Wert übertroffen (41 % statt 35 % und 52 % statt 50 %). In den

Jahren 2040 (55 % statt 65 %) und 2050 (64 % statt 80 %) dagegen wird der Zielwert deutlich verfehlt, wenn allein auf das Bundesgebiet abgestellt wird. Bezieht man das Nordsee-Cluster in die Betrachtung ein, was durch die Öffnung der nationalen Förderinstrumente nach 2020 möglich wird, werden auch in den Jahren 2040 und 2050 die Zielwerte erreicht. Es wird angenommen, dass sich Deutschland an der Finanzierung erneuerbarer Energien im Nordsee-Cluster den deutschen Zielen entsprechend beteiligt. Dies wird in der im Abschnitt 3.4 ausgewiesenen Umlage für erneuerbare Energien berücksichtigt.

Nicht erreicht wird dagegen das Ziel, im Jahr 2020 rund 25 % des Stroms in KWK zu erzeugen; der Anteil von KWK-Strom beträgt lediglich 16 %.

- Konsequenzen hat die Entwicklung der Erneuerbaren in der Stromerzeugung für den **Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV)**. Hier gehen die Werte ein, die der Abgrenzung nach dem Inlandsprinzip entsprechen. Als Folge liegt der EE-Anteil am BEEV im Jahr 2020 mit knapp 21 % über dem Zielwert von 18 %. Danach werden die Ziele nicht mehr erreicht.

Aussagekräftig **vergleichen** lassen sich die Ergebnisse der Referenzprognose (und des Trendszenarios) nur mit der relativ aktuellen **Prognose von ExxonMobil** aus dem Jahr 2012, die anstrebt, eine wahrscheinliche Entwicklung bis ins Jahr 2040 abzubilden (vgl. Abschnitt 8.4). Allerdings geht die ExxonMobil-Prognose von deutlich optimistischeren Annahmen für die BIP-Entwicklung aus als Referenzprognose und Trendszenario, wodurch die Vergleichbarkeit eingeschränkt wird. In der Prognose von ExxonMobil werden die meisten Ziele deutlicher verfehlt als in Referenzprognose und Trendszenario. Das gilt sowohl für die Reduktion des Primärenergieverbrauchs als auch für die Absenkung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Besonders groß sind die Abweichungen von den Zielwerten beim Beitrag der erneuerbaren zu Energieversorgung und Stromerzeugung.

Vor diesem Hintergrund können die in der **Referenzprognose** abgeleiteten Ergebnisse als **verhalten optimistisch** hinsichtlich der von der Bundesregierung formulierten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele gelten.

Allerdings ist es durchaus möglich, dass eine stärkere Annäherung an die angestrebten Zielwerte erreicht wird, zumindest in der längerfristigen Perspektive. Dazu bedarf es aber zusätzlicher, auch internationaler politischer Anstrengungen, denen wir – wie in Abschnitt 4.1 beschrieben – keine große Wahrscheinlichkeit zumessen.

*Tabelle 7.1-1: Vergleich ausgewählter Ergebnisse von Referenzprognose und Trendszenario mit den Zielen des Energiekonzepts*

<b>Treibhausgasemissionen</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,4%	n.v.	-40%	-55%	-70%	-80% bis -95%
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario			-36%	-43%	-54%	-65%
<b>Effizienz</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2050</b>		
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-5,4%	-4,3%	-20%	-50%		
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario			-18%	-42%		
Energieproduktivität EEV	1,6% (2008–2011)	1,1% (2008–2012)		2,1% pro Jahr (2008–2050)		
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario			1,9% (2008–2020)	1,9% (2008–2050)		
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-1,8%	-1,9%	-10%	-25%		
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario			-7%	-10%		
<b>KWK</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2050</b>		
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	15,9%		25%	-		
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario			16%			
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4%	23,5%	mind. 35%	mind. 50%	mind. 65%	mind. 80%
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario			41%	52%	54%	64%
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario (Kostenübernahme Cluster/ Europa durch Deutschland) <sup>1)</sup>				50%	65%	80%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,6%	12,7%	18%	30%	45%	60%
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario			22%	29%	33%	39%
<sup>1)</sup> Kommentar: Mit der Öffnung der nationalen Förderinstrumente für erneuerbare Energien (nach 2020 Nordsee-Cluster; nach 2035 europaweit) erfolgt der Zubau von erneuerbaren Energien zunehmend kostenorientiert in Europa bzw. für Wind-Offshore im Nordsee-Cluster. Aufgrund der unterschiedlichen Potenziale der Länder im Nordsee-Cluster/Europa kommt es zu einer zunehmenden Nutzung von Erneuerbarenpotenzialen im Ausland. Deutschland beteiligt sich an den Kosten für diesen Zubau entsprechend der nationalen Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.						

Fortsetzung Tabelle 7.1-1

Gebäudebestand	2011		2020	2050	
Wärmebedarf	k.A.	-	-20%	-	
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario	spezifisch, EEV/m <sup>2</sup>		-20%		
Primärenergiebedarf	k.A.	-	-	in der Größenordnung von -80%	
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario					
Sanierungsrate	rund 1% pro Jahr	-	-	Verdopplung auf 2% pro Jahr	
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario				1,3% Durchschnitt 2009-2050	
Verkehrsbereich	2011	2012	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,5%	-	-10%	-	-40%
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario			-7%		-26%
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	-	1 Mio.	6 Mio.	-
Ergebnis Referenzprognose / Trendszenario (Mio.)			0,5	2,8	
davon batterieelektrisch			0,3	1,8	

## 7.2 Zielszenario

Im Zielszenario werden – wie angestrebt – die **meisten Ziele erreicht**, die im Energiekonzept der Bundesregierung definiert wurden.

Die **THG-Emissionen** liegen ab 2020 auf oder unter dem festgelegten Zielpfad (Tabelle 7.2-1).

Erreicht werden auch die meisten Effizienzziele. Der **Primärenergieverbrauch** unterschreitet das Niveau von 2008 im Jahr 2020 um 21 % (Ziel 20 %) und 2050 um 52 % (Ziel 50 %). Die **Energieproduktivität**, gemessen am erwirtschafteten BIP je Einheit Endenergieverbrauch nimmt im Zeitraum 2008 bis 2050 um durchschnittlich 2,3 % p.a. zu. Eine **Zielverfehlung** zeigt sich allein beim **Bruttostromverbrauch**. Liegt dessen Pfad bis 2020 noch auf Linie, wird das Ziel 2050 mit -23 % gegenüber 2008 nicht erreicht.

In den **einzelnen Sektoren** zeigt sich mit Blick auf die angestrebten Ziele ein überwiegend positives Bild

- Der (spezifische) **Energiebedarf für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser** in Gebäuden privater Haushalte verringert sich zwischen 2008 und 2020 um

20 %. Die **Sanierungsrate** von Gebäuden verdoppelt sich etwa, ihren höchsten Wert erreicht sie 2040 mit 1,9 %.

- Im **Verkehrssektor** werden die Ziele zur Absenkung des Verbrauchs erfüllt. Die Zahl der in den Jahren 2020 bzw. 2030 zugelassenen Elektro-Pkw liegt mit 1 Mio. bzw. 6 Mio. ebenfalls auf dem Zielpfad.
- Der **Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch** liegt in den Jahren 2020 und 2030 mit 46 % und 62 % jeweils deutlich über dem angestrebten Wert. Im Jahr 2040 wird der Zielwert noch leicht überschritten, 2050 wird er knapp verfehlt (79 % statt 80 %), wenn allein auf das Bundesgebiet abgestellt wird. Bezieht man das Nordsee-Cluster in die Betrachtung ein, wird auch 2050 das Ziel erreicht (vgl. Abschnitt 7.1)

Verfehlt wird auch im Zielszenario das KWK-Ziel. Der Anteil des KWK-Stroms liegt 2020 bei knapp 19 % statt bei 25 %.

- Der Anteil **erneuerbarer Energien am BEEV** folgt bis einschließlich 2040 dem Zielpfad. Im Jahr 2050 wird das angestrebte Ziel von 60 % nicht ganz erreicht. Der Wert liegt dann bei 58 %.

Mit diesen Ergebnissen unterscheidet sich das **Zielszenario** nicht wesentlich von den **Resultaten anderer aktueller Arbeiten** mit ähnlichem Fokus (vgl. Abschnitt 8.4). Auch dort werden die von der Bundesregierung im Energiekonzept angestrebten Ziele in der Regel erreicht. Die Unterschiede bei der Entwicklung von Primärenergieverbrauch und energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind vergleichsweise klein. Auch der Beitrag erneuerbarer Energien unterscheidet sich nicht wesentlich. Optimistischer sind einige andere Zielszenarien im Hinblick auf die Absenkung des Stromverbrauchs. Zum Teil ist das auf pessimistischere Annahmen zum künftigen Wachstum von Industrie und Gesamtwirtschaft zurück zu führen.

Das in dieser Studie erarbeitete Zielszenario zeigt ebenso wie andere ähnlich gelagerte Arbeiten, dass die von der Bundesregierung angestrebten Ziele unter der Annahme weiterer Fortschritte bei Effizienz- und Umwandlungstechnologien theoretisch erreichbar sind. Aus unserer Sicht fraglich ist aber, ob in Politik und Gesellschaft der dazu erforderliche Wille und die nötige Konsequenz in der Umsetzung der zur Zielerreichung unverzichtbaren Veränderungen heute und in Zukunft vorhanden sind. Aufgrund dieser Skepsis halten wir unser **Zielszenario für wenig wahrscheinlich**. Die Wahrscheinlichkeit für das Zielszenario wäre deutlich größer, wenn es auf der Ende 2015 in Paris stattfindenden UN-Klimakonferenz zu einem Durchbruch kommt und ein Kyoto-Nachfolgeabkommen in Reichweite rückt.



Tabelle 7.2-1: Vergleich ausgewählter Ergebnisse von Zielszenario mit den Zielen des Energiekonzepts

<b>Treibhausgasemissionen</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,40%	-40%	-55%	-70%	-80% bis -95%
Ergebnis Zielszenario		-43%	-56%	-70%	-80%
<b>Effizienz</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2050</b>		
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6,00%	-20%	-50%		
Ergebnis Zielszenario		-21%	-52%		
Energieproduktivität EEV	2,0% p.a. (2008–2011)		2,1% pro Jahr (2008-2050)		
Ergebnis Zielszenario		2,1% (2008-2020)	2,3% (2008-2050)		
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,10%	-10%	-25%		
Ergebnis Zielszenario		-11%	-23%		
<b>KWK</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2050</b>		
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	15,4% (2010)	25%	-		
Ergebnis Zielszenario		19%			
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,30%	mind. 35%	mind. 50%	mind. 65%	mind. 80%
Ergebnis Zielszenario		46%	62%	67%	79%
Ergebnis Zielszenario (Kostenübernahme Cluster/Europa durch Deutschland) <sup>1)</sup>					80%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,10%	18%	30%	45%	60%
Ergebnis Zielszenario		24%	35%	46%	58%
<p>1) Kommentar: Mit der Öffnung der nationalen Förderinstrumente für erneuerbare Energien (nach 2020 Nordsee-Cluster; nach 2035 europaweit) erfolgt der Zubau von erneuerbaren Energien zunehmend kostenorientiert in Europa bzw. für Wind-Offshore im Nordsee-Cluster. Aufgrund der unterschiedlichen Potenziale der Länder im Nordsee-Cluster/Europa kommt es zu einer zunehmenden Nutzung von Erneuerbarenpotenzialen im Ausland. Deutschland beteiligt sich an den Kosten für diesen Zubau entsprechend der nationalen Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.</p>					

Fortsetzung Tabelle 7.2-1

<b>Gebäudebestand</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2050</b>	
Wärmebedarf	k.A.	-20%	-	
Ergebnis Zielszenario	spezifisch, EEV/m <sup>2</sup>	-21%		
Primärenergiebedarf	k.A.	-	in der Größenordnung von -80%	
Ergebnis Zielszenario				
Sanierungsrate	rund 1% pro Jahr		Verdopplung auf 2 % pro Jahr	
Ergebnis Zielszenario			1,8% Durchschnitt 2009-2050	
<b>Verkehrsbereich</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,5%	-10%		-40%
Ergebnis Zielszenario		-11%		-40%
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	1 Mio.	6 Mio.	
Ergebnis Zielszenario (Mio.)		1,0	6,0	
davon batterieelektrisch		0,7	3,8	

## 8 Anhang

### 8.1 Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland für Referenzprognose und Trendszenario

#### Tabellen

Tabelle 8.1-1: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2011, in PJ	382
Tabelle 8.1-2: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2020, für die Referenzprognose, in PJ	383
Tabelle 8.1-3: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2025, für die Referenzprognose, in PJ	384
Tabelle 8.1-4: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2030, für die Referenzprognose, in PJ	385
Tabelle 8.1-5: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2040, für das Trendszenario, in PJ	386
Tabelle 8.1-6: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2050, für das Trendszenario, in PJ	387

Tabelle 8.1-1: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2011, in PJ

in Petajoule	Steinkohle o. Koks	Steinkohle	Braunkohle	Roheöl	Benzine	Diesels, Flugturbinenkst.	Heizöl leicht	Heizöl extra schwer	Petrolkoks, andere Min.	Raffinerie-/Flüssiggas	Kokerei- u. Stadtgas	Gichtgas u. Konvertergas	Naturgase	Wasserkraft, Wind, Photovoltaik	Müll, sonst. Biomasse	sonst. erneuerbare Energien	Nicht-erneuerbare Abfälle	Strom	Kernkraft	Fernwärme	Wassersstoff	Alle Energieträger
Gewinnung im Inland	361,3	0,0	1.595,2	111,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	459,0	309,2	1.110,6	43,0	255,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4.245,3
Importsaldo (neg. Vorz.=Nettoimport)	1.297,8	101,5	-27,3	3.838,2	141,6	342,4	141,2	33,2	-22,7	27,5	0,0	0,0	2.534,6	0,0	-0,6	0,0	0,0	-22,6	1.177,9	-0,2	0,0	9.532,5
Hochseebunkierungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,0	0,0	92,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	113,9
Bestandsaldo	-45,5	-0,6	-3,6	28,5	2,9	3,5	11,0	-3,4	9,0	3,6	0,0	0,0	-70,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-64,8
Primärenergieverbrauch	1.613,6	100,9	1.564,3	3.978,5	143,9	295,5	152,2	-62,8	-13,9	31,1	0,0	0,0	2.923,0	309,2	1.110,6	43,0	255,0	-22,6	1.177,9	-0,3	0,0	13.599,3
Umwandlungseinsatz	1.408,0	165,3	1.595,9	3.978,5	355,4	3,0	56,6	60,8	188,6	14,9	14,7	68,9	773,9	309,2	717,6	1,2	147,8	28,1	1.177,9	0,0	0,0	11.066,2
Kokereien, Ortsgaswerke	304,8	0,0	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	342,4
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	141,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,1
Kraftwerke	961,2	0,0	1.409,7	0,0	0,0	0,1	8,8	26,9	15,2	9,9	14,6	68,7	547,7	309,2	522,7	0,1	85,1	28,1	1.177,9	0,0	0,0	5.185,8
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	130,6	0,1	39,3	0,0	0,0	0,0	4,7	0,7	2,1	0,1	0,0	0,2	226,3	0,0	71,1	1,1	62,7	0,0	0,0	0,0	0,0	539,0
Hochöfen	0,0	165,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	165,2
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	3.978,5	95,1	2,9	43,1	33,3	121,1	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4.278,7
Sonstige Energieerzeuger	11,4	0,0	0,0	0,0	260,3	0,0	0,0	18,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	123,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	414,0
Umwandlungsausstoß	15,9	252,4	148,6	0,0	1.441,8	1.374,4	663,9	343,5	412,2	304,8	66,6	176,5	0,0	0,0	123,7	0,0	0,0	2.191,9	0,0	485,7	0,0	8.001,9
Kokereien, Ortsgaswerke	8,6	252,4	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	332,7
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	143,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,5
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.191,9	0,0	0,0	0,0	2.191,9
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	485,7	0,0	0,0	485,7
Hochöfen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	176,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	176,5
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	1.235,5	1.374,4	657,3	329,2	361,4	287,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4.245,2
Sonstige Energieerzeuger	7,3	0,0	0,0	0,0	206,4	0,0	6,6	14,3	50,7	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	123,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	426,4
Verbrauch im Umwandlungsbereich	23,4	2,5	10,6	0,0	0,0	0,2	2,0	35,8	27,1	159,0	10,4	14,7	57,3	0,0	0,3	0,0	8,0	175,8	0,0	29,9	0,0	557,0
Kokereien, Ortsgaswerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,2	14,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	25,0
Steinkohlenteichen, -brikettfabriken	23,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	6,9	0,0	0,3	0,0	31,5
Braunkohlengruben, -brikettfabriken	0,0	0,0	10,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	17,0	0,0	5,9	0,0	38,8
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	125,4	0,0	18,4	0,0	143,8
Erdöl- und Erdgasgewinnung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	10,9
Raffinerien	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,1	1,5	35,4	24,2	158,5	1,2	0,0	30,3	0,0	0,3	0,0	2,4	22,9	0,0	5,2	0,0	284,4
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	2,9	0,5	0,0	0,0	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5
Fackel- u. Leitungsverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,0	0,6	0,0	0,9	0,0	0,0	89,2	0,0	35,3	0,0	148,0
Energieangebot im Inl. n. d. Umwandi.	198,0	185,5	106,5	0,0	1.230,3	1.666,7	757,6	184,1	182,6	162,0	41,5	70,9	2.091,3	0,0	515,6	41,8	99,2	1.876,3	0,0	420,2	0,0	9.830,0
Nichtenergetischer Verbrauch	19,3	1,1	18,0	0,0	429,8	0,0	56,1	155,5	164,3	79,9	0,0	0,0	103,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.027,3
Statistische Differenzen	70,7	-46,4	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,4	1,0	49,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	78,6
Endenergieverbrauch insgesamt	249,4	138,0	94,3	0,0	800,5	1.666,7	701,5	28,5	18,3	82,1	39,2	71,9	2.037,9	0,0	515,6	41,8	99,2	1.876,3	0,0	420,2	0,0	8.881,4
Privathaushalte	37,5	1,2	19,3	0,0	4,1	0,0	469,2	0,0	0,0	23,6	0,0	0,0	845,0	0,0	243,4	34,0	0,0	491,8	0,0	164,3	0,0	2.333,4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	14,4	0,3	1,8	0,0	8,6	95,5	178,1	0,2	0,0	19,2	0,0	0,0	390,4	0,0	36,3	7,8	0,0	507,2	0,0	86,3	0,0	1.346,1
Verarbeit. Gewerbe, üB. BB, Gew.SIE	197,5	136,4	73,2	0,0	0,0	0,4	54,1	28,4	18,3	15,7	39,2	71,9	793,8	0,0	118,8	0,0	99,2	817,6	0,0	169,5	0,0	2.634,0
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	787,8	1.570,8	0,0	0,0	0,0	23,6	0,0	0,0	8,8	0,0	117,1	0,0	0,0	59,8	0,0	0,0	0,0	2.567,8

Tabelle 8.1-2: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2020, für die Referenzprognose, in PJ

in Petajoule	Stein- kohle o. Koks	Stein- kohle Koks	Braun- kohle	Roheöl	Benzine	Diesel, Flugtur- binenkst.	Heizöl extra leicht	Heizöl schwer	Petrol- koks, andere Flüssig- Min.	Raffi- nerie-/ Flüssig- gas	Kokerei- u. Stadt- gas	Gichtgas u. Kon- verter- gas	Natur- gase	Wasser- kraft, Wind, Photo- voltaik	Müll, sonst. Bio- masse	sonst. erneuer- bare Energien	Nichter- neuer- bare Abfälle	Strom	Kern- kraft	Fem- Wasser- stoff	Alle Energie- träger
Gewinnung im Inland	0,0	0,0	1.420,1	75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	358,8	630,1	1.411,4	141,1	165,5	0,0	0,0	0,0	4.202,0
Importsaldo (neg. Vorz.=Nettoimport)	1.169,9	193,7	0,0	3.540,2	50,4	201,4	36,7	54,6	-81,0	21,3	21,6	-1,8	2.020,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-147,2	684,6	5,5	7.770,1
Hochseebunkerungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,8	0,0	120,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138,4
Primärenergieverbrauch	1.169,9	193,7	1.420,1	3.615,2	50,4	183,6	36,7	-65,6	-81,4	21,3	21,6	-1,8	2.379,0	630,1	1.411,4	141,1	165,5	-147,2	684,6	5,5	11.833,8
Umwandlungseinsatz	979,1	141,6	1.430,4	3.615,2	339,8	2,6	39,2	30,3	141,3	4,2	0,0	64,9	373,0	630,1	941,6	28,4	63,3	23,7	684,6	0,0	9.531,5
Kokereien, Ortsgaswerke	80,8	0,0	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	92,2
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	84,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	84,5
Kraftwerke	759,4	0,0	1.311,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	64,9	220,5	630,1	520,5	17,3	48,7	23,7	684,6	0,0	4.288,0
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	138,9	0,0	29,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	152,6	0,0	155,5	9,1	14,6	0,0	0,0	0,0	500,2
Hochöfen	0,0	141,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,6
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	3.615,2	86,4	2,6	39,2	30,3	110,1	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.888,0
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	253,5	0,0	0,0	0,0	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	265,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	537,1
Umwandlungsausstoß	2,0	65,0	89,1	0,0	1.211,2	1.477,7	510,5	305,5	358,2	278,1	17,7	161,4	0,0	0,0	265,6	0,0	0,0	2.224,1	0,0	484,1	7.450,1
Kokereien, Ortsgaswerke	2,0	65,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	89,4
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	84,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	84,5
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.224,1	0,0	0,0	2.224,1
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	484,1	484,1
Hochöfen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	161,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	161,4
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	1.034,3	1.477,7	504,8	293,3	314,7	263,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.888,0
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	176,8	0,0	5,6	12,3	43,5	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	265,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	518,7
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0,0	0,0	7,1	0,0	0,0	0,0	1,4	33,7	25,8	153,2	4,4	3,6	54,4	0,0	0,2	0,0	6,4	116,5	0,0	27,2	434,1
Kokereien, Ortsgaswerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	7,1
Steinkohlengruben, -brikettfabriken	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlengruben, -brikettfabriken	0,0	0,0	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	13,2	0,0	1,3	25,8
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79,4	0,0	21,0	100,4
Erdöl- und Erdgasgewinnung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	8,3
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	33,7	23,0	153,2	1,2	0,0	28,8	0,0	0,2	0,0	2,2	21,8	0,0	5,0	270,6
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,9
Fackel- u. Leitungsverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	135,2	0,0	53,9	218,1
Energieangebot im Inl. n. d. Umwandl.	192,8	117,1	71,7	0,0	921,7	1.658,7	506,5	176,0	109,6	141,9	35,0	62,1	1.951,5	0,0	735,1	114,7	95,8	1.801,5	0,0	408,5	9.100,2
Nichtenergetischer Verbrauch	8,8	0,6	7,2	0,0	436,0	0,0	41,4	151,5	94,7	72,3	0,0	0,0	108,6	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	922,2
Statistische Differenzen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endenergieverbrauch insgesamt	183,9	116,5	64,6	0,0	485,7	1.658,7	465,1	24,5	14,9	69,7	35,0	62,1	1.842,9	0,0	734,0	114,7	95,8	1.801,5	0,0	408,5	8.178,0
Privathaushalte	18,4	0,0	12,9	0,0	3,0	0,0	329,0	0,0	0,0	18,6	0,0	0,0	776,0	0,0	305,7	75,0	0,0	450,7	0,0	180,8	2.170,0
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	3,7	0,1	0,5	0,0	7,2	79,3	88,2	0,1	0,0	15,9	0,0	0,0	292,2	0,0	55,1	38,6	0,0	475,4	0,0	77,1	1.133,4
Verarbeit. Gewerbe, üB, BB, Gew.SIE	161,9	116,4	51,2	0,0	0,0	0,4	47,8	24,4	14,9	14,1	35,0	62,1	747,4	0,0	144,3	1,1	95,8	810,0	0,0	150,6	2.477,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	475,5	1.579,0	0,0	0,0	0,0	21,0	0,0	0,0	27,3	0,0	229,0	0,0	0,0	65,4	0,0	0,0	2.397,2

Tabelle 8.1-3: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2025, für die Referenzprognose, in PJ

in Petajoule	Stein- kohle o. Koks	Stein- kohle Koks	Braun- kohle	Rohöl	Benzine	Diesel, Flugtur- binenktst.	Heizöl extra leicht	Heizöl schwer	Petrol- koks, andere Flüssig- Min.	Raffi- nerie-/ Flüssig- gas	Kokerei- u. Stadt- gas	Gichtgas u. Kon- verter- gas	Natur- gase	Wasser- kraft, Wind, Photo- voltaik	Müll, sonst. Bio- masse	sonst. erneuer- bare Energien	Nichter- neuer- bare Abfälle	Strom	Kern- kraft	Fem- Wasser- stoff	Alle Energie- träger	
Gewinnung im Inland	0,0	0,0	1.289,4	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	283,5	734,6	1.462,6	175,3	169,0	0,0	0,0	0,0	4.164,4	
Importsaldo (neg. Vorz.=Nettoimport)	1.069,3	177,7	0,0	3.303,1	38,6	206,0	11,2	84,2	-73,1	24,6	19,9	-2,9	2.055,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-64,6	0,0	5,9	6.855,5	
Hochseebunkierungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	129,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	146,6	
Primärenergieverbrauch	1.069,3	177,7	1.289,4	3.353,1	38,6	189,0	11,2	-44,9	-73,6	24,6	19,9	-2,9	2.339,0	734,6	1.462,6	175,3	169,0	-64,6	0,0	5,9	10.873,2	
Umwandlungsseinsatz	899,1	134,3	1.297,2	3.353,1	330,9	2,4	36,4	28,1	136,5	3,9	0,0	63,1	444,3	734,6	963,0	26,4	68,8	21,7	0,0	0,0	0,0	8.543,7
Kokereien, Ortsgaswerke	80,7	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	91,7
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	70,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	70,8
Kraftwerke	717,8	0,0	1.193,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	63,1	302,1	734,6	520,3	16,8	52,9	21,6	0,0	0,0	0,0	3.632,9
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	100,6	0,0	28,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	142,2	0,0	175,9	9,6	15,9	0,0	0,0	0,0	0,0	472,4
Hochöfen	0,0	134,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	134,3
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	3.353,1	80,1	2,4	36,4	28,1	102,1	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.606,1
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	250,8	0,0	0,0	0,0	17,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	266,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	535,5
Umwandlungsausstoss	1,9	65,0	75,0	0,0	1.116,3	1.438,9	437,7	279,4	325,4	258,9	17,7	154,5	0,0	0,0	266,8	0,0	0,0	2.094,6	0,0	458,7	0,0	6.990,9
Kokereien, Ortsgaswerke	1,9	65,0	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	88,9
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	70,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	70,8
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.094,6	0,0	0,0	0,0	2.094,6
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	458,7	0,0	458,7
Hochöfen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,5
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	941,3	1.438,9	432,2	267,3	282,4	244,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.606,1
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	175,0	0,0	5,6	12,1	43,0	14,7	0,0	0,0	0,0	0,0	266,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	517,3
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0,0	0,0	6,2	0,0	0,0	0,0	1,4	32,1	24,6	145,7	4,3	3,6	51,4	0,0	0,2	0,0	5,8	99,7	0,0	25,8	0,0	400,6
Kokereien, Ortsgaswerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	7,1
Steinkohlensetzen, -brikettfabriken	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlengruben, -brikettfabriken	0,0	0,0	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	11,6	0,0	1,1	0,0	22,5
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	65,7	0,0	19,9	0,0	85,6
Erdöl- und Erdgasgewinnung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	6,5
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	32,1	21,9	145,7	1,1	0,0	27,4	0,0	0,2	0,0	2,1	20,7	0,0	4,7	0,0	257,2
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	18,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,6
Fackel- u. Leitungsverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	127,8	0,0	51,1	0,0	205,8
Energieangebot im Inl. n. d. Umwandl.	172,1	108,4	61,1	0,0	824,0	1.625,4	411,2	174,4	90,7	133,9	33,3	58,1	1.843,3	0,0	766,2	148,9	94,4	1.781,0	0,0	387,7	0,0	8.714,1
Nichtenergetischer Verbrauch	7,7	0,3	6,9	0,0	421,8	0,0	42,8	151,8	77,1	71,2	0,0	0,0	112,4	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	893,7
Statistische Differenzen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endenergieverbrauch insgesamt	164,4	108,1	54,2	0,0	402,2	1.625,4	368,4	22,6	13,6	62,7	33,3	58,1	1.730,9	0,0	764,6	148,9	94,4	1.781,0	0,0	387,7	0,0	7.820,4
Privathaushalte	14,8	0,0	10,4	0,0	3,0	0,0	262,9	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	695,0	0,0	314,4	96,2	0,0	427,6	0,0	177,0	0,0	2.016,4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1,7	0,0	0,2	0,0	6,7	74,3	60,3	0,1	0,0	14,9	0,0	0,0	242,9	0,0	61,7	50,7	0,0	465,6	0,0	69,9	0,0	1.049,1
Verarbeit. Gewerbe, üB, BB, Gew.SIE	147,9	108,0	43,5	0,0	0,0	0,4	45,2	22,6	13,6	13,3	33,3	58,1	739,8	0,0	158,2	1,9	94,4	815,4	0,0	140,8	0,0	2.436,4
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	392,4	1.550,7	0,0	0,0	0,0	19,5	0,0	0,0	53,2	0,0	230,3	0,0	0,0	72,4	0,0	0,0	0,0	2.318,5

Tabelle 8.1-4: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2030, für die Referenzprognose, in PJ

in Petajoule	Steinkohle o. Koks	Steinkohle Koks	Braunkohle	Roheöl	Benzine	Diesel, Flugturbinenkst.	Heizöl leicht	Heizöl extra schwer	Heizöl	Petrolkoks, andere Flüssig- Min.	Raffinerie-/Flüssiggas	Kokerei- u. Stadtgas	Gichtgas u. Konvertergas	Naturgase	Wasserkraft, Wind, Photovoltaik	Müll, sonst. Biomasse	sonst. erneuerbare Energien	Nicht-erneuerbare Abfälle	Strom	Kernkraft	Fernwärme	Wassersstoff	Alle Energieträger
Gewinnung im Inland	0,0	0,0	1.261,1	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	208,1	825,6	1.482,0	209,5	166,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4.177,7
Importsaldo (neg. Vorz.=Nettoimport)	1.161,7	163,9	0,0	3.056,7	42,5	176,5	4,7	106,1	-63,9	28,1	28,1	18,2	-4,0	1.935,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-190,7	0,0	6,3	0,0	6.441,4
Hochseebunkerungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	133,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150,3
Primärenergieverbrauch	1.161,7	163,9	1.261,1	3.081,7	42,5	159,9	4,7	-27,1	-64,4	28,1	28,1	18,2	-4,0	2.143,3	825,6	1.482,0	209,5	166,4	-190,7	0,0	6,3	0,0	10.468,8
Umwandlungsseinsatz	940,5	128,1	1.266,5	3.081,7	321,1	2,2	33,4	25,8	131,3	3,6	3,6	0,0	61,6	434,1	825,6	956,9	26,4	68,8	4,5	0,0	0,0	0,0	8.312,3
Kokereien, Ortsgaswerke	80,6	0,0	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	91,2
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	58,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,6
Kraftwerke	760,7	0,0	1.185,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,3	0,0	0,0	61,6	318,2	825,6	506,5	16,3	52,9	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3.745,2
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	99,3	0,0	17,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	115,9	0,0	187,9	10,0	15,9	0,0	0,0	0,0	0,0	446,9
Hochöfen	0,0	128,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	128,1
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	3.081,7	73,6	2,2	33,4	25,8	93,8	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.314,2
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	247,5	0,0	0,0	0,0	17,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	262,6	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	528,0
Umwandlungsausstoss	1,8	65,0	62,4	0,0	1.021,2	1.385,2	369,5	253,3	293,3	238,9	238,9	17,7	148,6	0,0	0,0	262,6	0,0	0,0	2.202,1	0,0	429,6	0,2	6.751,4
Kokereien, Ortsgaswerke	1,8	65,0	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	88,4
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	58,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,6
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.202,1	0,0	0,0	0,0	2.202,1
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	429,6	0,0	429,6
Hochöfen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	148,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	148,6
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	848,5	1.385,2	364,0	241,3	250,8	224,4	224,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.314,2
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	172,7	0,0	5,5	12,0	42,5	14,5	14,5	0,0	0,0	0,0	0,0	262,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	510,0
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0,0	0,0	5,9	0,0	0,0	0,0	1,3	30,2	23,3	137,1	137,1	4,2	3,5	48,1	0,0	0,2	0,0	5,5	99,9	0,0	24,2	0,0	383,5
Kokereien, Ortsgaswerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	7,0
Steinkohlensetzen, -brikettfabriken	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlengruben, -brikettfabriken	0,0	0,0	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	11,1	0,0	1,1	0,0	21,6
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	68,0	0,0	18,7	0,0	86,7
Erdöl- und Erdgasgewinnung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	4,7
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	30,2	20,6	137,1	137,1	1,0	0,0	25,8	0,0	0,2	0,0	2,0	19,5	0,0	4,5	0,0	242,1
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,4
Fackel- u. Leitungsverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,3	0,0	48,0	0,0	216,0
Energieangebot im Inl. n. d. Umwandl.	223,0	100,8	51,1	0,0	742,6	1.542,9	339,5	170,2	74,3	126,3	126,3	31,8	54,7	1.661,1	0,0	787,4	183,1	92,1	1.763,7	0,0	363,7	0,2	8.308,5
Nichtenergetischer Verbrauch	6,5	0,2	6,6	0,0	400,0	0,0	43,1	149,6	61,9	69,1	69,1	0,0	0,0	114,2	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	853,3
Statistische Differenzen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endenergieverbrauch insgesamt	216,5	100,6	44,6	0,0	342,6	1.542,9	298,4	20,7	12,4	57,2	57,2	31,8	54,7	1.546,9	0,0	785,4	183,1	92,1	1.763,7	0,0	363,7	0,2	7.455,2
Privathaushalte	11,4	0,0	8,0	0,0	3,0	0,0	212,3	0,0	0,0	13,8	13,8	0,0	0,0	626,1	0,0	319,6	119,2	0,0	406,2	0,0	171,1	0,0	1.890,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	0,8	0,0	0,1	0,0	6,3	69,6	41,7	0,0	0,0	14,0	14,0	0,0	0,0	200,3	0,0	66,0	61,2	0,0	458,0	0,0	62,7	0,0	980,7
Verarbeit. Gewerbe, üB, BB, Gew.SIE	204,3	100,6	36,4	0,0	0,0	0,4	42,4	20,6	12,4	12,4	12,4	31,8	54,7	635,0	0,0	171,4	2,8	92,1	817,4	0,0	129,9	0,0	2.364,4
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	333,2	1.472,9	0,0	0,0	0,0	17,0	17,0	0,0	0,0	85,5	0,0	228,4	0,0	0,0	82,2	0,0	0,0	0,2	2.219,5

Tabelle 8.1-5: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2040, für das Trendszenario, in PJ

in Petajoule	Steinkohle o. Koks	Steinkohle Koks	Braunkohle	Rohöl	Benzine	Diesel, Flugturbinenkst.	Heizöl leicht	Heizöl extra schwer	Heizöl koks, andere Min.	Petrolkoks, andere Flüssig-	Raffinerie-/Flüssiggas	Kokerei- u. Stadtgas	Gichtgas u. Konvertergas	Naturgase	Wasserkraft, Wind, Photovoltaik	Müll, sonst. erneuerbare Bio-masse	sonst. erneuerbare Energien	Nicht-erneuerbare Abfälle	Strom	Kernkraft	Fernwärme	Wasserdampf	Alle Energieträger
Gewinnung im Inland	0,0	0,0	916,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,0	867,2	1.505,1	257,9	159,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3.763,5
Importsaldo (neg. Vorz.=Nettoimport)	714,4	141,1	0,0	2.575,0	19,0	148,9	-2,9	140,4	-43,6	35,5	0,0	15,3	-6,6	2.062,3	0,0	0,0	0,0	0,0	-70,3	0,0	7,2	0,0	5.735,8
Hochseebunktionen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,8	0,0	141,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	157,6
Primärenergieverbrauch	714,4	141,1	916,7	2.575,0	19,0	133,1	-2,9	-0,9	-44,1	35,5	0,0	15,3	-6,6	2.119,3	867,2	1.505,1	257,9	159,6	-70,3	0,0	7,2	0,0	9.341,6
Umwandlungsseinsatz	529,5	118,4	919,5	2.575,0	294,0	1,9	27,9	21,6	121,4	3,0	0,0	0,0	59,3	571,3	867,2	942,9	24,3	68,8	9,2	0,0	0,0	0,0	7.155,1
Kokereien, Ortsgaswerke	80,3	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90,2
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	38,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,4
Kraftwerke	390,2	0,0	873,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,9	0,0	0,0	59,3	483,8	867,2	469,9	14,3	52,9	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3.232,6
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	59,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87,5	0,0	204,1	10,0	15,9	0,0	0,0	0,0	380,9	
Hochöfen	0,0	118,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	118,4	
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	2.575,0	61,5	1,9	27,9	21,6	78,4	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.769,3
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	232,4	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	269,0	0,0	0,0	7,2	0,0	0,0	0,0	525,2
Umwandlungsausstoss	1,5	65,0	41,6	0,0	878,1	1.207,0	274,7	205,6	234,9	201,1	0,0	17,7	139,2	0,0	0,0	269,0	0,0	0,0	2.034,7	0,0	359,8	5,1	5.935,1
Kokereien, Ortsgaswerke	1,5	65,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87,4
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	38,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,4
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.034,7	0,0	0,0	0,0	2.034,7
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	359,8	0,0	359,8
Hochöfen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	139,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	139,2
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	715,9	1.207,0	269,6	194,3	195,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.769,3
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	162,2	0,0	5,2	11,3	39,9	13,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	269,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	506,2
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	1,1	26,4	20,6	120,0	0,0	4,1	3,5	41,0	0,0	0,2	0,0	4,3	73,6	0,0	20,4	0,0	319,4
Kokereien, Ortsgaswerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	6,9
Steinkohlensetzen, -brikettfabriken	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlengruben, -brikettfabriken	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	8,0	0,0	0,8	0,0	15,6
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	15,7	0,0	63,7
Erdöl- und Erdgasgewinnung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,2
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	26,4	18,0	120,0	0,0	0,0	0,9	0,0	22,6	0,0	0,2	0,0	1,8	17,1	0,0	3,9	0,0	211,9
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,1
Fackel- u. Leitungsverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	135,0	0,0	40,4	0,0	196,1
Energieangebot im Inl. n. d. Umwandl.	186,4	87,7	34,5	0,0	603,2	1.338,2	242,8	156,7	48,7	113,6	0,0	29,0	49,2	1.507,1	0,0	831,0	233,7	86,5	1.746,8	0,0	306,2	5,1	7.606,2
Nichtenergetischer Verbrauch	4,2	0,1	5,8	0,0	343,2	0,0	41,5	140,0	38,6	62,9	0,0	0,0	0,0	112,6	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	751,6
Statistische Differenzen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endenergieverbrauch insgesamt	182,2	87,6	28,7	0,0	260,0	1.338,2	201,4	16,7	10,2	50,7	0,0	29,0	49,2	1.394,5	0,0	828,2	233,7	86,5	1.746,8	0,0	306,2	5,1	6.854,7
Privathaushalte	7,0	0,0	5,0	0,0	3,0	0,0	143,8	0,0	0,0	11,7	0,0	0,0	0,0	510,7	0,0	316,4	151,6	0,0	376,9	0,0	148,5	0,0	1.674,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	0,2	0,0	0,0	0,0	5,5	61,1	21,2	0,0	0,0	12,3	0,0	0,0	0,0	139,7	0,0	73,8	77,1	0,0	450,9	0,0	52,1	0,0	894,0
Verarbeit. Gewerbe, üB, BB, Gew.SIE	174,9	87,6	23,7	0,0	0,0	0,3	36,4	16,7	10,2	10,4	0,0	29,0	49,2	598,9	0,0	195,8	4,9	86,5	812,7	0,0	105,7	0,0	2.242,9
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	251,4	1.276,8	0,0	0,0	0,0	16,3	0,0	0,0	0,0	145,2	0,0	242,2	0,0	0,0	106,1	0,0	0,0	5,1	2.043,1



Tabelle 8.1-6: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2050, für das Trendszenario, in PJ

in Petajoule	Stein- kohle o. Koks	Stein- kohle Koks	Braun- kohle	Rohöl	Benzine	Diesel, Flugtur- binenkst.	Heizöl extra leicht	Heizöl schwer	Petrol- koks, andere Flüssig- Min.	Raffi- nerie-/ Flüssig- gas	Kokerei- u. Stadt- gas	Gichtgas u. Kon- verter- gas	Natur- gase	Wasser- kraft, Wind, Photo- voltaik	Müll, sonst. Bio- masse	sonst. erneuer- bare Energien	Nichter- neuer- bare Abfälle	Strom	Kern- kraft	Fem- Wasser- stoff	Alle Energie- träger
Gewinnung im Inland	0,0	0,0	267,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	1.080,8	1.506,4	298,5	152,2	0,0	0,0	0,0	3.311,3
Importsaldo (neg. Vorz.=Nettoimport)	628,6	123,7	0,0	2.159,9	-29,7	151,7	-1,4	164,5	-23,4	39,2	13,0	-9,1	2.012,8	0,0	0,0	0,0	0,0	-27,5	0,0	7,1	5.209,4
Hochseebunkierungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	0,5	149,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	165,0
Primärenergieverbrauch	628,6	123,7	267,4	2.159,9	-29,7	136,7	-1,4	15,0	-24,0	39,2	13,0	-9,1	2.018,9	1.080,8	1.506,4	298,5	152,2	-27,5	0,0	7,1	8.355,7
Umwandlungsseinsatz	464,4	111,6	271,8	2.159,9	265,6	1,6	23,4	18,1	114,1	2,5	0,0	58,1	604,8	1.080,8	921,6	24,3	68,8	63,3	0,0	0,0	6.254,5
Kokereien, Ortsgaswerke	80,1	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	89,1
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	22,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,4
Kraftwerke	357,0	0,0	246,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,5	0,0	0,0	58,1	543,6	1.080,8	459,4	14,3	52,9	31,2	0,0	0,0	2.869,8
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	27,3	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	61,2	0,0	190,8	10,0	15,9	0,0	0,0	0,0	306,0
Hochöfen	0,0	111,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	111,6
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	2.159,9	51,6	1,6	23,4	18,1	65,8	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.322,8
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	214,0	0,0	0,0	0,0	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	271,4	0,0	0,0	32,1	0,0	0,0	532,7
Umwandlungsausstoss	1,3	65,0	24,8	0,0	755,6	1.054,0	201,8	167,2	188,0	169,8	17,7	132,8	0,0	0,0	271,4	0,0	0,0	2.020,8	0,0	286,8	22,4
Kokereien, Ortsgaswerke	1,3	65,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	86,4
Stein- und Braunkohlenbrikettfabr.	0,0	0,0	22,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,4
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.020,8	0,0	0,0	2.020,8
Heizkraftwerke, Fernheizwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	286,8	286,8
Hochöfen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	132,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	132,8
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	606,3	1.054,0	197,1	156,9	151,3	157,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.322,8
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	149,3	0,0	4,8	10,4	36,7	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	271,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	507,5
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	1,0	23,2	18,2	105,2	3,9	3,5	35,9	0,0	0,2	0,0	2,2	48,9	0,0	16,2	259,3
Kokereien, Ortsgaswerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	6,9
Steinkohlenteichen, -brikettfabriken	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlengruben, -brikettfabriken	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	2,0	0,0	0,2	3,9
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,6	0,0	12,6	44,2
Erdöl- und Erdgasgewinnung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Raffinerien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	23,2	15,8	105,2	0,8	0,0	19,8	0,0	0,2	0,0	1,5	15,0	0,0	3,4	185,8
Sonstige Energieerzeuger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	16,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,5
Fackel- u. Leitungsverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	129,6	0,0	32,4	178,9
Energieangebot im Inl. n. d. Umwandl.	165,5	77,1	19,4	0,0	460,4	1.189,2	176,0	141,0	31,8	101,3	26,9	45,2	1.378,3	0,0	856,0	274,3	81,2	1.751,5	0,0	245,3	7.042,7
Nichtenergetischer Verbrauch	2,3	0,0	5,0	0,0	284,7	0,0	38,4	128,0	23,6	56,1	0,0	0,0	107,6	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	649,0
Statistische Differenzen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endenergieverbrauch insgesamt	163,1	77,1	14,4	0,0	175,7	1.189,1	137,6	12,9	8,2	45,2	26,9	45,2	1.270,7	0,0	852,7	274,3	81,2	1.751,5	0,0	245,3	6.393,7
Privathaushalte	4,7	0,0	3,3	0,0	3,0	0,0	95,4	0,0	0,0	9,8	0,0	0,0	408,2	0,0	299,4	174,6	0,0	355,4	0,0	116,9	1.470,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	0,1	0,0	0,0	0,0	4,9	53,7	11,7	0,0	0,0	10,8	0,0	0,0	104,7	0,0	80,7	92,2	0,0	459,5	0,0	46,5	864,8
Verarbeit. Gewerbe, üB, BB, Gew.SIE	158,4	77,1	11,1	0,0	0,0	0,3	30,5	12,9	8,2	8,3	26,9	45,2	577,6	0,0	218,7	7,5	81,2	808,8	0,0	81,9	2.154,6
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	167,8	1.135,2	0,0	0,0	0,0	16,4	0,0	0,0	180,2	0,0	253,9	0,0	0,0	127,7	0,0	22,4	1.903,6

## 8.2 Schwerpunktanalysen

### 8.2.1 Entwicklung der weltweiten Energiemärkte

#### Das Wichtigste in Kürze

- Auf globaler Ebene ist die geologische Verfügbarkeit der fossilen Energierohstoffe Rohöl, Erdgas und Kesselkohle für Dekaden, teilweise mehrere Jahrhunderte gesichert. Die Entwicklung von Rohstoffreserven und statischen Reichweiten ist dabei stark vom zukünftigen technologischen Fortschritt sowie der Marktpreisentwicklung abhängig. Nach aktuellen Einschätzungen betragen die statischen Reichweiten der Rohstoffreserven für Rohöl 54 Jahre, für Erdgas 58 Jahre und für Kesselkohle 115 Jahre (BGR, 2012).
- Die Importabhängigkeit Deutschlands im Bereich der fossilen Energierohstoffe verbleibt auf hohem Niveau. Aus ökonomischer Perspektive erscheint dies aufgrund des diversifizierten Bezugsportfolios der Bundesrepublik unkritisch.
- Für Rohöl, Erdgas und Kesselkohle sind bis 2030 reale Preisanstiege gegenüber derzeitigen Marktpreisen zu erwarten. Sie sind maßgeblich durch den Anstieg der Energienachfrage asiatischer Volkswirtschaften bedingt. Der reale Rohölpreis steigt bis 2030 um rund 15 % gegenüber 2011 auf 124 USD<sub>2011</sub>/bbl. Dies entspricht einem nominalen Rohölpreis von rund 202 USD/bbl in 2030. Der reale deutsche Großhandelspreis für Erdgas steigt bis 2030 um rund 35 % auf 31 EUR<sub>2011</sub>/MWh. Der reale Kesselkohlepreis verzeichnet ausgehend von einem derzeit sehr niedrigen Preisniveau starke Zuwächse, bleibt aber mit 117 USD<sub>2011</sub>/t in 2030 hinter dem Preis von 2011 zurück.
- Bis 2030 wächst der globale Rohölverbrauch auf rund 100 mbb/d gegenüber 87 mbb/d in 2011. Hauptursache hierfür ist die steigende Nachfrage der Verkehrssektoren schnell wachsender Entwicklungs- und Schwellenländer. Preisdämpfend wirken die hohen Investitionen in globale Förderkapazitäten sowie die zunehmende Erschließung unkonventioneller Rohölvorkommen.
- Politische und regulatorische Bestrebungen zur Reduktion von CO<sub>2</sub> und anderen Schadstoffemissionen führen bis 2030 zu einem deutlichen Anstieg der globalen Erdgasnachfrage. Die Konvergenz der kontinentalen Gaspreise durch regionale LNG-Preisarbitrage wirkt preistreibend auf den europäischen Erdgasmarkt, da Europa zunehmend mit der Hochpreiszone Asien um LNG-Lieferungen konkurrieren muss.
- In Asien führt die steigende Stromnachfrage in vielen Volkswirtschaften insbesondere in China und Indien, gepaart mit auf Kohle basierenden Elektrizitätssektoren, zu einer steigenden Nachfrage nach Kesselkohle. Dies führt dazu, dass die gegenwärtig niedrigen Kohlepreise nicht lange bestehen bleiben.

### 8.2.1.1 Langfristige Verfügbarkeit der fossilen Rohstoffe Rohöl, Erdgas sowie Kesselkohlen

Der Großteil des globalen Primärenergieverbrauchs basiert auf fossilen Rohstoffen. Aufgrund der steigenden globalen Nachfrage nach Primärenergie kommt der mittel- und langfristigen Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern eine zentrale Bedeutung zu. Die Verfügbarkeit von Energierohstoffen für eine energiewirtschaftliche Nutzung hängt von verschiedenen Aspekten ab. Die **physische Verfügbarkeit** beruht auf den physischen Eigenschaften der Energierohstoffe und –quellen. Sie ist gegeben, wenn Lagerstätten nachgewiesen werden können. Die **technische Verfügbarkeit** hingegen wird durch den aktuellen Stand der Fördertechnik determiniert. **Wirtschaftliche Verfügbarkeit** von Rohstoffen ist nur dann gegeben, wenn ihre Förderkosten eine bei gegebenen Marktpreisen wettbewerbsfähige Extraktion erlaubt.

In diesem Kapitel erfolgt eine Übersicht über die aktuellen **Projektionen** hinsichtlich der weltweiten Reserven und Ressourcen der wichtigsten fossilen Energieträger Rohöl, Erdgas und Kohle. Dabei finden sowohl die regionale Verteilung der Rohstoffvorkommen als auch die sich im Zeitablauf ergebenden Änderungen der Rohstoffverfügbarkeit durch ökonomische und technologische Einflüsse Berücksichtigung. In der Infobox 8-1 befinden sich die Definitionen verschiedener Begriffe und Klassifikationen, die im Folgenden Verwendung finden.

#### Infobox 8-1: Definitionen zu Energierohstoffen

Nach Definition der (BGR, 2012), auf deren Daten das vorliegende Kapitel beruht, sind **Reserven** diejenigen Energierohstoffmengen, die zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbar sind.

Unter **Ressourcen** fallen Energierohstoffmengen, die nachgewiesen, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbar sind, sowie Mengen, die nicht nachgewiesen sind, jedoch geologisch möglich und künftig gewinnbar sind.

Als ein Indikator für die zukünftige Verfügbarkeit von Energierohstoffen kann das Konzept der **statischen Reichweite** herangezogen werden. Hierbei handelt es sich um das Verhältnis der Reserven bzw. **Gesamtressourcen** (Summe aus Reserven und Ressourcen) zur aktuellen Jahresproduktion. Dieses Verhältnis gibt Auskunft darüber, wie viele Jahre der aktuelle Verbrauch bei einer konstanten Förderung gedeckt werden könnte. Aufgrund des Ansatzes einer konstanten Produktion und einer konstanten Ressourcenbasis kann die statische Reichweite allerdings nur eingeschränkt als Knappheitsindikator eines Rohstoffs interpretiert werden. Die statische Reichweite hat lediglich den Charakter einer Momentaufnahme.

Gemäß (BGR, 2012) wird **Kohle** abhängig vom Energiegehalt als **Hartkohle** oder **Weichbraunkohle** klassifiziert. Unter Hartkohle

fallen Kohlen mit einem Energiegehalt von mehr als 16.500 kJ/kg. In dieser Kategorie finden sich hauptsächlich Hartbraunkohlen, Steinkohlen und Anthrazitkohlen. Darüber hinaus können Hartkohlen zudem nach Verwendungszweck unterteilt werden: Kesselkohle findet vor allem in der Stromerzeugung Verwendung, während Kokskohle vor allem in der Stahlherstellung eingesetzt wird.

Tabelle 8.2.1.1-1 zeigt die aktuellen Schätzungen der weltweiten Reserven, Ressourcen und die **statischen Reichweiten der fossilen Energierohstoffe** Rohöl, Erdgas und Kohle (Stand 2011). Bei der statischen Reichweite wird zwischen der Reichweite der Reserven sowie der Reichweite der Gesamtressourcen unterschieden. Die Angaben der Produktion beziehen sich auf das globale Fördervolumen des jeweiligen Rohstoffs im Jahr 2011.

Deutlich wird hierbei der signifikante Unterschied der **statischen Reichweiten der Reserven** von Kohle gegenüber Erdgas und Rohöl: Die statische Reichweite der Kohlereserven liegt mit 115 Jahren (Hartkohle) beziehungsweise 326 Jahren (Weichbraunkohle) deutlich über derjenigen für Erdgasreserven (58 Jahre) und Rohölreserven (54 Jahre).

Die **statische Reichweite der Gesamtressourcen** liegt für alle Rohstoffe deutlich über der statischen Reichweite der Rohstoffreserven: Sie beträgt für Rohöl 146 Jahre, für Erdgas 294 Jahre. Für Hartkohle sowie Weichbraunkohle liegt die statische Reichweite der Gesamtressourcen wesentlich höher bei rund 2.700 bzw. 5.000 Jahren.

*Tabelle 8.2.1.1-1: Reserven, Ressourcen, Produktion und statische Reichweiten fossiler Rohstoffe, in EJ bzw. Jahren*

	2011 in EJ	Reserven	Ressourcen	Gesamtressourcen	Jahresproduktion	Statische Reichweite (Jahre)	
						Reserven	Gesamtressourcen
<b>Rohöl</b>	gesamt	9.032	15.427	24.459	167	54	146
	konventionell	7.014	6.637	13.651			
	nicht konventionell	2.018	8.790	10.808			
<b>Erdgas</b>	gesamt	7.415	29.842	37.257	127	58	294
	konventionell	7.240	11.671	18.911			
	nicht konventionell	175	18.171	18.346			
<b>Kohle</b>	Hartkohle	18.692	424.553	443.245	162	115	2.736
	Weichbraunkohle	3.260	49.340	52.600	10	326	5.260

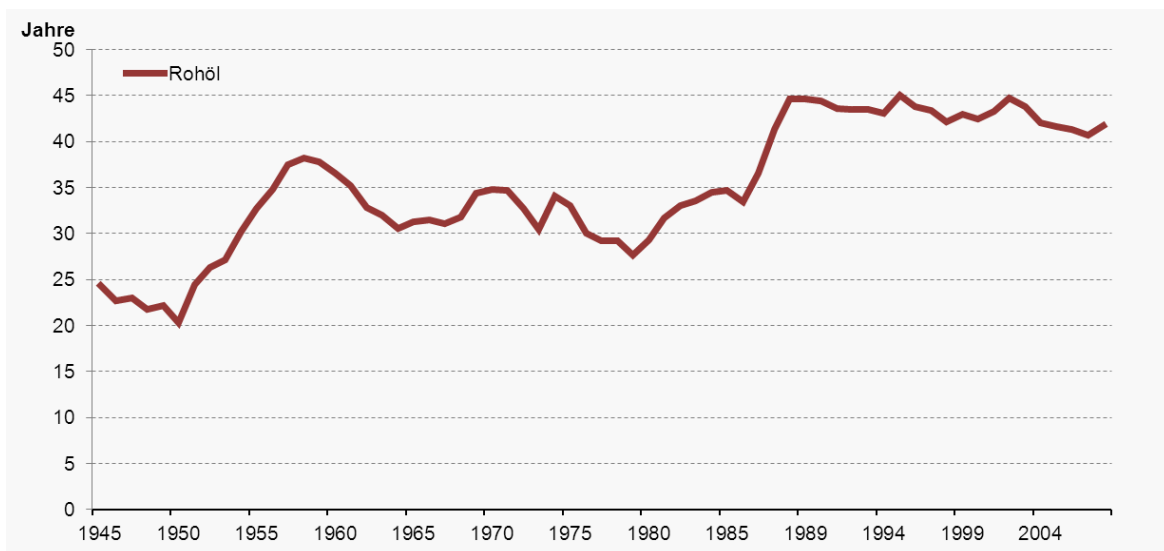
Quelle: BGR 2004 – BGR 2012, Prognos / EWI / GWS 2014

Die statischen Reichweiten der weltweiten Reserven unterliegen im Zeitverlauf **ökonomischen und technologischen Einflüssen**. So beeinflussen technologische Entwicklungen die Förderkosten der jeweiligen Rohstoffe, das Preisniveau auf dem entsprechenden Rohstoffmarkt und somit auch den Umfang der wirtschaftlich

förderbaren Rohstoffmengen, d.h. der Reserven. Hieraus können sich signifikante Schwankungen der Rohstoffreserven im Zeitablauf ergeben. Darüber hinaus unterliegt die Rohstoffproduktion Schwankungen, welche beispielsweise Konjunkturzyklen, Substitutionspotenziale und regulatorische Vorgaben reflektieren. Folglich sind beide Größen, die die statische Reichweite der Reserven determinieren (Reserven im Zähler und Produktion im Nenner) zeitabhängig. Dies legt eine vorsichtige Verwendung der statischen Reichweite als Knappheitsindikator eines Rohstoffs nahe.

Abbildung 8.2.1.1-1 stellt die Entwicklung der statischen Reichweiten der Reserven von 2004 bis 2011 für die fossilen Primärenergieträger Weichbraunkohle, Hartkohle, Erdgas und Rohöl dar.

*Abbildung 8.2.1.1-1: Entwicklung statischer Reichweiten von Erdöl (Reserven), in Jahren*



Quelle: BGR 2009 – BGR 2012, Prognos / EWI / GWS 2014

Rohöl ist mit einer statischen Reichweite der Reserven von über 50 Jahren im Vergleich mit Kohle relativ knapp (Tabelle 8.2.1.1-1). Im Zeitablauf sind die statischen Reichweiten in den letzten zwanzig Jahren nahezu konstant. Abbildung 8.2.1.1-1 zeigt zusätzlich, dass sich seit 1945 über längere Zeiträume kein abnehmender Trend eingestellt hat. So stehen dem zunehmenden Verbrauch an Rohstoffen Zuwächse in den Reserven gegenüber. Treiber hierfür sind beispielsweise eine gesteigerte Explorationsaktivität, induziert durch technologische Entwicklungen in der Fördertechnik, sowie Preisanstiege auf dem jeweiligen Rohstoffmarkt.

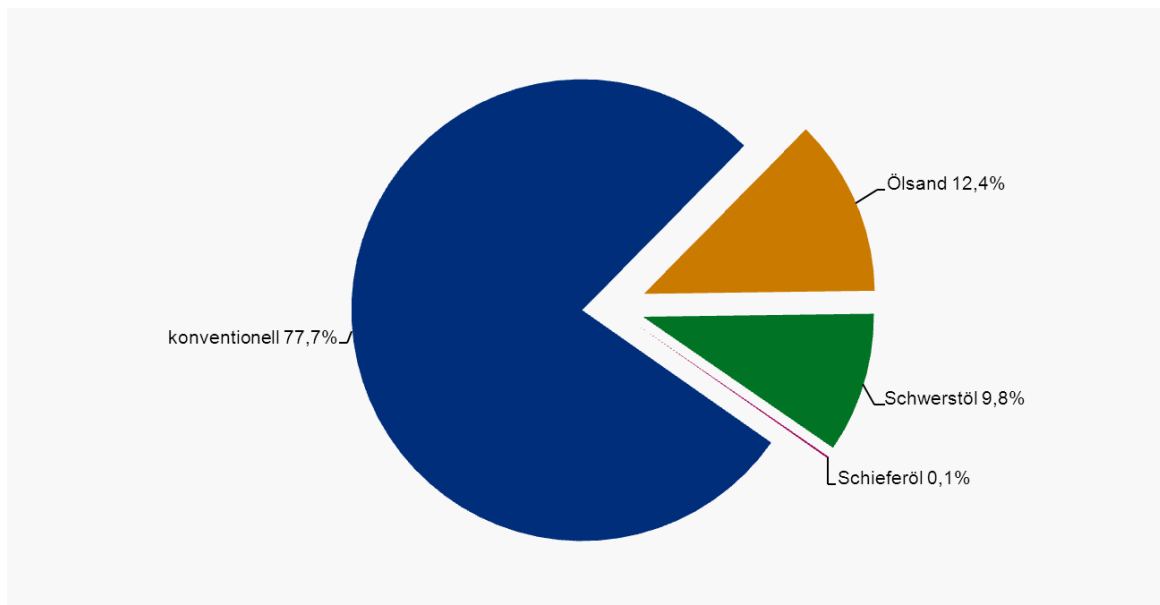
#### 8.2.1.1.1 Rohöl

Mit einem Anteil am globalen Primärenergieverbrauch von 34 % ist Rohöl nach wie vor der wichtigste fossile Primärenergieträger (BGR, 2012). Die **Reserven** umfassen derzeit überwiegend **konventionelle Quellen** (ca. 78 % an den Gesamtreserven). Die kon-

ventionellen<sup>24</sup> Reserven weisen eine starke Konzentration in ihrer regionalen Verteilung auf. So besitzen die Mitgliedstaaten der Organisation der rohölexportierenden Länder (OPEC) über 70 % der weltweiten Rohölreserven (BP, 2012). Die geographische Konzentration spiegelt sich auch in der Eigentumsstruktur der Explorations- und Produktionsunternehmen wider: Laut der US-amerikanischen Energy Information Administration befinden sich ca. 85 % der Reserven im Besitz von staatlich kontrollierten Unternehmen.

Die **nicht-konventionellen Rohölreserven** bestehen nahezu vollständig aus Ölsanden und Schwerstöl mit Anteilen von 56 % respektive 43 % an den globalen nicht-konventionellen Rohölreserven. Die geographische Verteilung beschränkt sich hauptsächlich auf Kanada und Venezuela und weist eine hohe Konzentration auf. Kanada verfügt über die alleinigen Reserven an Ölsanden, während Venezuela fast die gesamten Reserven an Schwerstöl besitzt. Auf Schieferöle entfällt hingegen nur ein marginaler Anteil der globalen Rohölreserven (Abbildung 8.2.1.1.1-1).

Abbildung 8.2.1.1.1-1: Struktur der globalen Rohölreserven 2011, in %



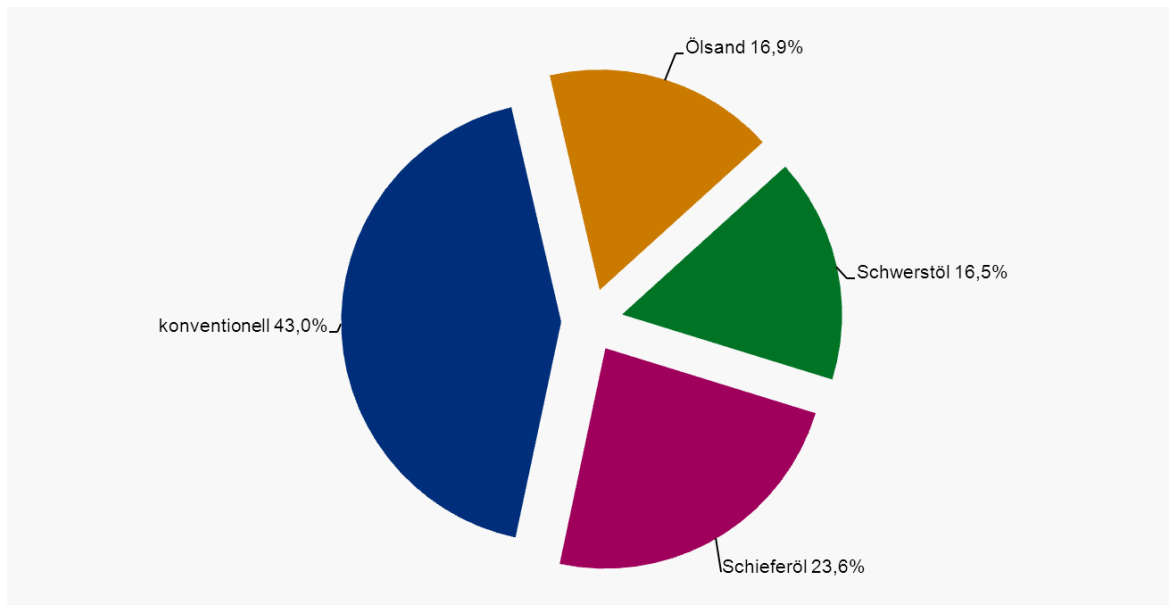
Quelle: BGR 2012, BP 2012, Prognos / EWI / GWS 2014

Venezuela, China, Kanada, Russland und die Vereinigten Staaten verfügen über die höchsten **Rohölressourcen**. Während bei den Reserven die konventionellen Rohölvorkommen dominieren, machen nicht-konventionelle Ressourcen den Großteil der globalen Rohölressourcen aus. Den größten Anteil an nicht-konventionellen Ressourcen stellen die Vorkommen von Ölschiefer. Neben den Vereinigten Staaten, die bereits Ölschiefer fördern, werden in China (40 Mrd. t) und Venezuela (34 Mrd. t) die höchsten Vorkommen an Ölschiefer vermutet. Bei Schwerstöl verfügt Venezuela fast

<sup>24</sup> Konventionelle Rohölvorkommen umfassen Schweröl, Leichtöl sowie Kondensate (BGR, 2012).

über die gesamten globalen Ressourcen (60,5 Mrd. t von 60,8 Mrd. t weltweit). Signifikante nicht-konventionelle Ressourcen finden sich darüber hinaus in Kanada und bestehen vor allem aus den dort vermuteten Vorkommen an Ölsanden. Abbildung 8.2.1.1.1-2 veranschaulicht die Struktur der globalen Rohölressourcen.

Abbildung 8.2.1.1.1-2: Struktur der globalen Rohölressourcen, 2011, in %



Quelle: BGR 2012, Prognos / EWI / GWS 2014

Die **statische Reichweite der Rohölreserven** liegt bei ca. 54 Jahren (Stand 2011, Abbildung 8.2.1.1-1 sowie Tabelle 8.2.1.1-1). Die **statische Reichweite der Rohöl-Gesamtrressourcen** beträgt ca. 146 Jahre (Stand 2011, Tabelle 8.2.1.1-1).

#### Infobox 8-2: Peak Oil

Der Begriff „Peak Oil“ entstammt der „Peak Theory“ des amerikanischen Geophysikers M. King Hubbert und bezeichnet den Zeitpunkt der maximalen Produktion eines Rohölfelds, dem eine Abnahme der Produktionsvolumina folgt (Hubbert M.K., 1956). Die Theorie wurde daraufhin auch auf die globale Rohölproduktion angewendet. Das Kernelement der „Peak Theory“ ist ein glockenförmiger Verlauf der Rohstoffproduktion basierend auf einer gegebenen Vorratsbasis (sogenannte „Hubbert Curve“). Ursächlich für den zuerst ansteigenden Verlauf der Rohstoffförderung sind eine hohe Entdeckungsrate neuer Felder sowie die im Zeitverlauf zunehmende Bereitstellung von Infrastruktur und Fördertechnik. Später überkompensiert der zunehmende Reifegrad der Rohstoffvorkommen die (sinkende) Entdeckungsrate und führt zu einem Rückgang der Rohstoffförderung.

Die „Peak Theory“ ist ein einfaches Modell, dessen Anwendung im globalen Kontext empirisch wichtige Aspekte vernachlässigt. Ins-

besondere die Annahme einer fixen (statischen) Rohstoffbasis erscheint angesichts der zunehmenden Exploration unkonventioneller Rohstoffvorkommen sehr restriktiv. Aus ökonomischer Perspektive setzen steigende Rohstoffpreise als Knappheitsindikator Anreize zur verstärkten Exploration und bewirken damit einhergehende Zuwächse der wirtschaftlich relevanten Rohstoffbasis (sog. „Reservenwachstum“). Die Theorie abstrahiert ferner von technologischen sowie geopolitischen Bedingungen. So können technologische Innovationen die förderbare Rohstoffbasis im Zeitverlauf erhöhen, während geopolitische Konflikte oder Krisen der Extraktion entgegenstehen können.

Daher ist die Anwendung der „Peak Theory“ auf den globalen Rohölmarkt vorsichtig zu interpretieren. Die Entwicklung der globalen Produktion deutet nicht darauf hin, dass der „Peak“ der Rohölförderung (konventionell plus nicht-konventionell) bereits erreicht wurde beziehungsweise zeitnah erreicht wird, wenngleich dies bei einer exklusiven Betrachtung konventioneller Rohölvorkommen denkbar erscheint. So wuchs die globale Rohölförderung mit wenigen Unterbrechungen kontinuierlich, während die statische Reichweite der Rohölreserven durch die zunehmende Exploration unkonventioneller Rohölvorkommen in den letzten Jahren bei etwas über 50 Jahren stagniert (vgl. Abbildung 8.2.1.1-1).

Vor diesem Hintergrund geht die vorliegende Studie nicht davon aus, dass der „Peak“ der globalen Rohölproduktion in absehbarer Zeit erreicht wird, beziehungsweise hiernach ein rapider Rückgang der Produktion einsetzen würde, da genügend unkonventionelle Rohölvorkommen (Ölsände, Schwerstöl sowie Schieferöl) gefördert werden können. Vielmehr fällt der Frage, zu welchen Kosten diese Vorkommen erschlossen werden können und inwieweit technologische sowie regulatorische Aspekte derartige Projekte begünstigen, eine große Bedeutung für die zukünftige Entwicklung auf dem globalen Rohölmarkt zu. Zu Bedenken ist allerdings, dass die Förderung unkonventioneller Rohölvorkommen teilweise unter Umwelt- und Sicherheitsaspekten problematisch erscheint und deshalb politische Restriktionen in der Erschließung dieser Vorkommen möglich sind.

#### 8.2.1.1.2 Erdgas

Nach Rohöl und Hartkohle ist **Erdgas** gemessen am Verbrauch drittwichtigster Primärenergieträger. Der Anteil am Primärenergieverbrauch betrug im Jahr 2011 rund 24 % (BGR, 2012).

Im Vergleich zum Vorjahr stiegen die **Erdgasreserven** in 2011 moderat auf 196 Bill. m<sup>3</sup> (vgl. Tabelle 8.2.1.1.2-1). Betrachtet man einen Zeitraum von 5 Jahren, so ist ein Reservenwachstum von rund 20 % zu verzeichnen (BP, 2012). Die globalen Erdgasreser-



ven bestehen größtenteils (98 %) aus konventionellen<sup>25</sup> Reserven und konzentrieren sich zu über 80 % auf die Länder der OPEC und der GUS. Mehr als 50 % der Reserven befinden sich in Russland, dem Iran und Katar (BGR, 2012).

Die unkonventionellen Erdgasvorkommen tragen nur zu etwa 2-3 % zu den globalen Erdgasreserven bei. Schiefergasvorkommen in den Vereinigten Staaten sowie Kohleflözgasvorkommen in Australien und wiederum den USA stellen den Großteil der unkonventionellen Erdgasreserven.

Die globalen **Erdgasressourcen** wurden 2011 auf insgesamt 785 Bill. m<sup>3</sup> geschätzt<sup>26</sup> (Tabelle 8.2.1.1.2-1). Im Gegensatz zu den globalen Erdgasreserven ergeben sich diese zu etwa 40 % aus konventionellen und zu 60 % aus unkonventionellen Erdgasvorkommen (BGR, 2012). Aquifergas und Gashydrate repräsentieren mit 38 % den größten Anteil an unkonventionellen Erdgasressourcen. Von den übrigen nicht-konventionellen Erdgasressourcen entfällt der größte Teil auf Schiefergas (33 % an den globalen nicht-konventionellen Erdgasressourcen). Vorkommen von Kohleflözgas und Tight Gas (d.h. Erdgas in dichten Sandsteinen und Karbonaten) komplettieren die nicht-konventionellen Erdgasressourcen.

Die Erdgasressourcen erstrecken sich über alle Kontinente und sind geographisch weniger konzentriert als die Rohölressourcen. Russland verfügt mit ca. einem Drittel über den größten Anteil an **konventionellen Ressourcen**, gefolgt von den Vereinigten Staaten (8,1 %), China (6,8 %) und Saudi-Arabien (6,2 %). Betrachtet man konventionelle und unkonventionelle Ressourcen zusammen, so hat ebenso Russland vor China den größten Anteil inne (BGR, 2012). Dieselben Länder verfügen auch über große Teile der unkonventionellen Erdgasressourcen. China und Russland besitzen vor allem hohe Ressourcen an Kohleflözgas. Signifikante Vorkommen an Schiefergas finden sich in verschiedenen lateinamerikanischen Ländern (bspw. Argentinien, Mexiko und Brasilien) sowie in den USA und Australien. Die beiden letztgenannten Staaten halten ebenfalls unkonventionelle Ressourcen aus Kohleflözgas.

---

<sup>25</sup> Konventionelle Erdgasvorkommen umfassen freies Erdgas sowie Erdölgas (BGR, 2012).

<sup>26</sup> Verzichtet man auf die Einbeziehung von Aquifergas und Gashydrat, deren Abschätzung mit hohen Unsicherheiten verbunden ist, resultieren globale Erdgasressourcen von 577 Bill. m<sup>3</sup>.

Tabelle 8.2.1.1.2-1: Struktur der globalen Erdgas-Gesamtressourcen, in Bill. m<sup>3</sup> (Stand 2011)

	Reserven	Ressourcen	Gesamtressourcen
Konventionelles Erdgas	191	307	498
Nicht-konventionelles Erdgas	5	478	483
Schiefergas	3	157	160
CBM (Kohleflözgas)	2	50	52
Aquiferen	-	24	24
Gashydrate	-	184	184
Tight Gas	-	63	63
Erdgas gesamt	196	785	981

Quelle: BGR 2012, Prognos / EWI / GWS 2014

Die **statische Reichweite der globalen Erdgasreserven** wird mit Stand 2011 auf 58 Jahre geschätzt und ist somit vergleichbar mit derjenigen der Rohölreserven (Stand 2011, Tabelle 8.2.1.1-1). Während der letzten Dekade stagnierte die statische Reichweite der globalen Erdgasreserven. Ursache für diese Entwicklung sind Produktionszuwächse, die das Wachstum der Reserven kompensieren. Zu beachten ist an dieser Stelle, dass ein Großteil der unkonventionellen Erdgasvorkommen derzeit den Ressourcen zugeordnet wird und somit die statische Reichweite der Reserven nicht erhöht. Die **statische Reichweite der globalen Erdgas-Gesamtressourcen** beträgt rund 294 Jahre (Stand 2011, Tabelle 8.2.1.1-1)

### Infobox 8-3: Fracking

Fracking bezeichnet eine technische Methode der hydraulischen Risserzeugung zur Verbesserung des Gasflusses aus dichten Gesteinen (BGR, 2012). Hierbei werden Gesteinsschichten durch das Einpressen einer Flüssigkeit (überwiegend Wasser und bei Bedarf chemische Begleitstoffe) durch künstliche Risse, die sogenannten „Fracs“, aufgebrochen. Im Bereich der Erdgasförderung verbessert die Fracking-Technologie die Effizienz der Gasextraktion aus Gesteinsschichten signifikant beziehungsweise ermöglicht diese überhaupt erst (BGR, 2012).

In den USA hat die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in Schieferformationen mit Hilfe des Frackings zu einer drastischen Ausweitung der heimischen Erdgasproduktion geführt („Shale Gas Revolution“): Zwischen 2005 und 2011 hat sich die Förderung der USA von 511 bcm auf rund 651 bcm erhöht (IEA, 2012d). Innerhalb kurzer Zeit hat die USA somit eine weitgehende Unabhängigkeit von Erdgasimporten erreicht. Die durch die Angebotschwemme deutlich gesunkenen Erdgaspreise in den USA stellen zudem einen Standortvorteil für dort ansässige Unternehmen im internationalen Wettbewerb dar und könnten zukünftige Standortentscheidungen energieintensiver Unternehmen zugunsten der USA beeinflussen.

Die Auswirkungen der „Shale Gas Revolution“ auf den europäischen Markt vollzieht sich über zwei Kanäle: Zum einen führt der Wegfall von LNG-Importen der USA derzeit zu einem Anstieg an flexiblen Angebotsmengen auf dem globalen Markt für Flüssiggas, zum anderen sind perspektivisch auch LNG-Exporte der USA zu erwarten. Hieraus ergeben sich in der Tendenz preisdämpfende Effekte im globalen Markt für LNG.

Die geologischen Potenziale zur Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen durch Fracking in Europa sind erheblich (Energy Information Administration, 2013e). Insbesondere Polen und Frankreich verfügen über beträchtliche Ressourcen an Schiefergas. Die Förderkosten und damit die Wirtschaftlichkeit der Erschließung dieser Erdgasvorkommen sind allerdings mit Unsicherheit behaftet sowie von den lokalen geologischen Gegebenheiten abhängig. Darüber hinaus lässt der ökologisch motivierte gesellschaftliche und politische Widerstand, insbesondere die Bedenken hinsichtlich einer möglichen Trinkwasserverunreinigung, eine großflächige Anwendung der Fracking-Technologie in Europa als sehr fragwürdig erscheinen: In Deutschland (Nordrhein-Westfalen), Frankreich sowie in Bulgarien wurden bereits Moratorien verfügt beziehungsweise erteilte Lizenzen zur Exploration und Produktion wieder entzogen.

#### 8.2.1.1.3 Kohlen

Kohle weist unter den fossilen Energieträgern die höchsten Gesamtressourcen auf. Aktuell haben Kohlen einen Anteil von rund 30 % am globalen Primärenergieverbrauch (BGR, 2012). Eine Klassifikation der unterschiedlichen Kohlearten findet sich in der Infobox 8-1.

##### 8.2.1.1.3.1 Hartkohle

Die globalen Hartkohlevorkommen sind im Vergleich zu Erdgas und Rohöl geographisch stärker diversifiziert. Dennoch finden knapp 80 % der Produktion in 5 Ländern statt (China, Vereinigte Staaten, Indien, Australien sowie Indonesien). China und die Vereinigten Staaten haben dabei die höchsten Anteile (51 % respektive 14 % gemäß (BGR, 2012).

Auch bei den Hartkohlereserven kommt China und den USA eine große Bedeutung zu: Beide Staaten verfügen über die Hälfte der **weltweiten Hartkohlereserven** (Stand 2011). Die Vereinigten Staaten weisen dabei mit rund 30 % einen höheren Anteil auf als China (rund 24 %). Weitere Länder mit hohen Reserven sind Indien (10 %), Russland (9 %) und Australien (8 %). Bei den **weltweiten Hartkohleressourcen** verfügen die Vereinigten Staaten über rund 38 %, gefolgt von China (29,3 %) und Russland (15,3 %).

Mit Stand 2011 beträgt die **statische Reichweite** von Hartkohle-reserven 115 Jahre (Stand 2011, Tabelle 8.2.1.1-1), die statische Reichweite der Hartkohle-Gesamtressourcen 2.734 Jahre.

#### 8.2.1.1.3.2 Weichbraunkohle

Weichbraunkohle wird aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Energiedichte vor allem in Kraftwerken in unmittelbarer Nähe der Lagerstätten zur Stromerzeugung eingesetzt. Die hohen energiespezifischen Transportkosten führen dazu, dass Weichbraunkohle kaum international gehandelt wird (BGR, 2012). Die beiden größten Produzenten von Weichbraunkohle sind Deutschland (176,5 Mt bzw. einem Anteil von rund 17 % an der weltweiten Förderung in 2011) und China (136,3 Mt bzw. 12,7 %). Darüber hinaus wird Weichbraunkohle in 34 anderen Ländern gefördert, darunter in Russland (77,6 Mt), in der Türkei (70 Mt) sowie in den Vereinigten Staaten (67,7 Mt).

Die größten **Weichbraunkohlereserven** halten Russland (32,2 %), gefolgt von Australien (15,6 %), Deutschland (14,3 %), den Vereinigten Staaten (10,8 %) und China (3,9 %). Die **Ressourcen an Weichbraunkohle** entfallen vor allem auf die Vereinigten Staaten (32,9 %), Russland (30,6 %, seit 2006 inklusive Hartbraunkohle) und China (7,4 %). Die immensen Reserven und Ressourcen von Weichbraunkohle implizieren hohe **statische Reichweiten**: Diese betragen im Jahr 2011 für die Reserven 326 Jahre und für die Gesamtressourcen 5.280 Jahre.

#### 8.2.1.2 Globaler Rohölmarkt: Angebots und Nachfragetrends sowie Preisentwicklung

##### 8.2.1.2.1 Entwicklung der globalen Rohölnachfrage

Die wichtigsten Entwicklungen der globalen Rohölnachfrage bis 2050 lassen sich in folgenden Thesen zusammenfassen:

- Die Rohölnachfrage wächst, induziert durch einen deutlichen **Verbrauchsanstieg im Verkehrssektor** der Entwicklungs- und Schwellenländer, bis 2030 deutlich auf rund 100 mbbbl<sup>27</sup>/d gegenüber 87 mbbbl/d in 2011.

---

27 Für einen Überblick über die verwendeten Energieeinheiten und deren Umrechnung siehe Auf Basis der dargelegten Thesen zur Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem globalen Rohölmarkt nehmen wir im Rahmen der Prognose eine Ölpreisentwicklung an, die derjenigen des „New Policies Scenario“ des World Energy Outlooks 2012 (IEA, 2012a) sowie des World Energy Outlooks 2013 (IEA, 2013a) ähnlich ist. Dies impliziert einen Anstieg des realen Rohölpreises auf 124 USD/bbl in im Jahr 2030. Nach 2030 führen zusätzliche unkonventionelle Angebotsvolumina sowie Sättigungseffekte innerhalb der Nicht-OECD-Staaten zu leicht abgeschwächten Wachstumsraten des realen Rohölpreises. Die beobachtbaren (nominalen) Preise werden darüber hinaus noch durch Inflationseffekte beeinflusst. Die angenommene reale und nominale Rohölpreisentwicklung ist in Tabelle 8.2.1.2.3-1 dargestellt. Der angenommene Preispfad ist konsistent mit der Ölpreisentwicklung der Referenzszenarien der „EU Energy, Transport and GHG Emissions“ Studie (Europäische Kommission, 2013) sowie dem „Annual Energy Outlook“ der Energy Information Administration (Energy Information Administration, 2013d).

- Zwischen 2030 und 2050 schwächen sich die Wachstumsraten der Rohölnachfrage durch **ökonomischen Strukturwandel und technologischen Fortschritt** in den Entwicklungs- und Schwellenländern ab.

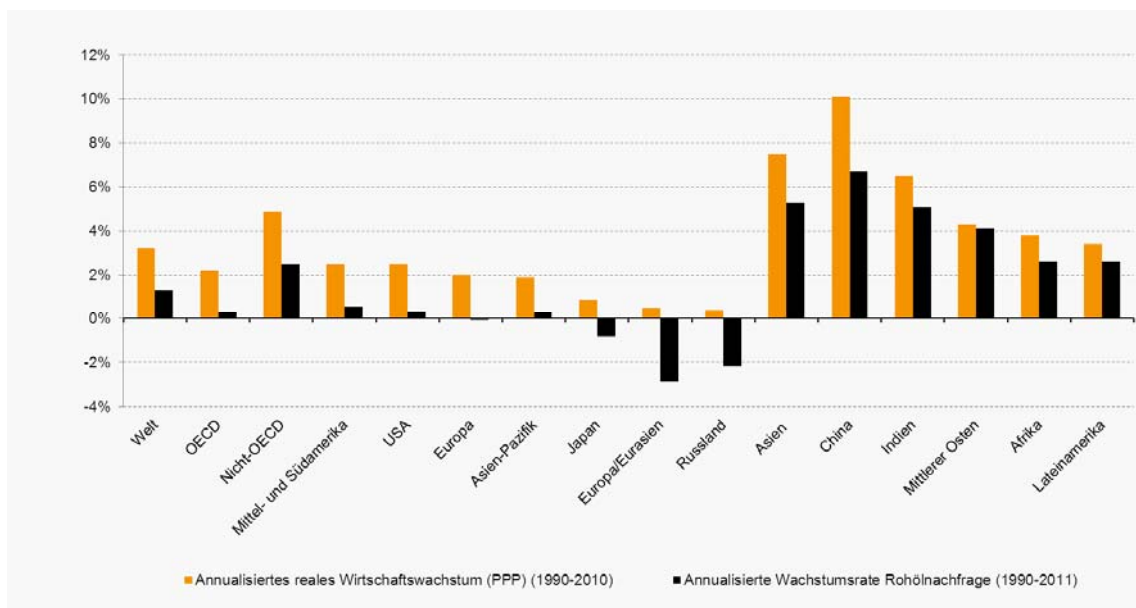
Die Entwicklung der globalen Rohölnachfrage wird maßgeblich durch den **Anstieg der Weltbevölkerung** sowie durch die **globalen makroökonomischen Rahmenbedingungen** geprägt. Die in dieser Studie unterstellten demographischen Entwicklungstendenzen und Wirtschaftswachstumsraten werden in Abschnitt 3.1.1 erläutert.

Eine Schlüsselgröße zwischen der makroökonomischen Entwicklung und der Rohölnachfrage ist die **Rohölintensität** einzelner Volkswirtschaften. Diese setzt den Rohölbedarf einer Volkswirtschaft ins Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung. Eine hohe Rohölintensität impliziert somit starke Auswirkungen einer gesteigerten gesamtwirtschaftlichen Aktivität auf die Rohölnachfrage der jeweiligen Volkswirtschaft. Im Gegenzug bedeutet eine geringe Rohölintensität eine weitgehende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und dem Anstieg der Rohölnachfrage. Einflussfaktoren auf die Rohölintensität sind im Wesentlichen:

- Die energetische Effizienz von rohölbasierten Wertschöpfungsprozessen und somit das Technologieniveau.
- Die Wertschöpfungsstruktur, insbesondere der Anteil von Branchen mit hohem Rohölbedarf als Input des Produktionsprozesses (z.B. chemische Industrie).

Hinsichtlich der aktuellen und zukünftig zu erwartenden Rohölintensität ist eine differenzierte Betrachtung von OECD-Staaten und Nicht-OECD-Staaten notwendig, da sowohl im Bereich technologischer Standards als auch in der Produktionsstruktur erhebliche Unterschiede zwischen diesen Staatengruppen existieren. Aktuell weisen die Nicht-OECD Staaten eine deutliche höhere Rohölintensität als die OECD-Staaten auf. Bei Betrachtung der letzten Jahre zeigt sich in den OECD-Staaten eine zunehmende **Entkopplung** von realem Wirtschaftswachstum und Rohölnachfrage, während die Rohölintensität für die Nicht-OECD-Staaten nahezu konstant blieb (Abbildung 8.2.1.2.1-1). So wuchs zwischen 1990 und 2011 das reale Bruttoinlandsprodukt der OECD-Staaten um rund 2 % p.a. während der Rohölverbrauch stagnierte.

Abbildung 8.2.1.2.1-1: Rohölintensität verschiedener Staaten und Aggregate 1990 – 2011, in %



Quelle: IEA 2012a, Prognos / EWI / GWS 2014

Für die zukünftige Entwicklung der Rohölintensität unterstellen wir für die OECD-Staaten eine Fortsetzung der Entkopplung von realem Wirtschaftswachstum und Rohölverbrauch. Für die Nicht-OECD-Staaten wird ab 2030 eine durch ökonomischen Strukturwandel und technologischen Fortschritt induzierte Verringerung der Rohölintensität angenommen. Diese bremst den Zuwachs der Rohölnachfrage zwischen 2030 und 2050 ab.

Tabelle 8.2.1.2.1-1: Umrechnungen unterschiedlicher Energieeinheiten<sup>28</sup>

Energieeinheit	Abkürzung	Energiegehalt in Gigajoule
Barrel Rohöl	bbl/boe	5,862
Milliarden Kubikmeter Erdgas	bcm	39.600.000
Thousand British Thermal Unit	MBtu	0,001055
Megawattstunde	MWh	3,6
Tonne Steinkohleeinheiten	t SKE	29,308

Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014

Die in dieser Studie angenommene Entwicklung der globalen Rohölnachfrage bewegt sich im Bereich des „New Policies Scenario“ des World Energy Outlooks 2012 (IEA, 2012a) sowie des World Energy Outlooks 2013 (IEA, 2013a). Ausgehend von einer Rohölnachfrage von rund 87 mbb/d in 2011 wird ein Anstieg der globalen Rohölnachfrage auf knapp 100 mbb/d in 2030 erwartet.

<sup>28</sup> Ein Barrel (bbl) ist eine Volumeneinheit und entspricht ungefähr 159 Liter. Zur Umrechnung wird ein durchschnittlicher Energiegehalt angenommen (barrel of oil equivalent, boe). Auch der Energiegehalt von einem Kubikmeter Erdgas unterscheidet sich abhängig von der Herkunft und Weiterverarbeitung des Gases. Für diese Tabelle wurde ein Heizwert von 11 kWh/m<sup>3</sup> angenommen.

Der gesamte Zuwachs ist dabei auf einen **Nachfrageanstieg der Nicht-OECD Staaten** zurückzuführen. Aus sektoraler Perspektive entfällt das gesamte Verbrauchswachstum auf den Transportsektor und reflektiert somit die höhere globale Nachfrage nach Mobilität. Ab 2030 führen strukturelle Änderungen in der Wirtschaftsstruktur der Nicht-OECD-Staaten zu einer abnehmenden Rohölintensität dieser Volkswirtschaften, verbunden mit einem gedämpften Anstieg der globalen Rohölnachfrage bis 2050.

#### 8.2.1.2.2 Entwicklung des globalen Rohölangebots

Die wichtigsten Entwicklungen des globalen Rohölangebots bis 2030 lassen sich in folgenden Thesen zusammenfassen:

- Preistreibende Effekte gehen von **geopolitischen Risiken** und dem zunehmenden Reifegrad konventioneller Rohölvorkommen in Russland und Europa aus.
- Preisdämpfend wirken die erhöhten globalen Investitionen in neue Förderkapazitäten und der hieraus resultierende Anstieg der **OPEC-Überkapazitäten**.
- In der langen Frist tragen **unkonventionelle Rohölvorkommen** sowie Natural Gas Liquids (NGL) einen wachsenden Anteil zum globalen Rohölangebot bei. Das Ausmaß dieses Wachstums und seine preisdämpfende Wirkung unterliegen allerdings aufgrund der teilweise noch wenig kommerziell erprobten Fördertechnologien hohen Unsicherheiten.

Für die Entwicklung des globalen Rohölangebots lehnt sich die vorliegende Studie an das „New Policies Scenario“ des World Energy Outlooks 2012 (IEA, 2012a) sowie des World Energy Outlooks 2013 (IEA, 2013a) an. Auf der Angebotsseite des globalen Rohölmarkts sind demzufolge kurz- und mittelfristig gegenläufige Effekte zu verzeichnen. Einerseits liegen die aktuellen (Stand 2012) Investitionen in Explorations- und Produktionsaktivitäten auf historischen Höchststand von rund 600 Milliarden USD (IEA, 2012a). Neben **signifikanten Kapazitätserweiterungen** in den USA und verschiedenen afrikanischen Staaten (beispielsweise Angola) führt dieses hohe Investitionsniveau zu einem Anstieg der Überkapazitäten innerhalb der OPEC-Staaten. Die aktuellen OPEC-Überkapazitäten<sup>29</sup> steigen kurzfristig an (von 2.6 mbb/d in 2011 auf 5.9 mbb/d in 2017 (IEA, 2012a). Diese Kapazitätswachse wirken ceteris paribus preisdämpfend.

Andererseits lassen die geopolitischen Konflikte in und um Staaten mit signifikanter Rohölproduktion (beispielsweise dem Iran) Angebotseinschränkungen möglich erscheinen. Selbst wenn derartige Angebotsrestriktionen nicht eintreten, kann deren Antizipation von

<sup>29</sup> OPEC-Überkapazitäten werden von der Energy Information Administration als diejenigen Produktionskapazitäten definiert, welche innerhalb von 30 Tagen genutzt und für mindestens 90 Tage aufrechterhalten werden können (EIA, 2013b)

Produzenten und Händlern zu Risikoprämien führen und somit preistreibende Wirkung entfalten. Beide dargelegten Angebotsentwicklungen wirken entgegengesetzt und stehen in direktem Zusammenhang, da insbesondere das erhöhte Maß an OPEC-Überkapazitäten eine „Absicherung“ gegen potenzielle Angebotsengpässe impliziert. An dieser Stelle kann keine verlässliche Aussage darüber getroffen werden, welche der beiden Einflussgrößen mit Hinblick auf die Preisentwicklung dominiert.

Ein preistreibender Faktor auf der Angebotsseite des globalen Rohölmarkts ist der **zunehmende Reifegrad** konventioneller Rohölfelder der Nicht-OPEC-Staaten, insbesondere in Russland sowie in Europa. Diesem zunehmenden Reifegrad und dadurch induzierten Produktionsrückgängen stehen allerdings, insbesondere in der mittleren und langen Frist, neue Fördervolumina gegenüber. An erster Stelle ist hierbei der erhöhte Anteil unkonventioneller Ölvorkommen (leichtes Tight Oil, Extra-Schweröl/Ölsande sowie Schieferöl) zu nennen. Ferner ist mit weiterhin stark ansteigenden Fördermengen von Flüssiggas (NGL<sup>30</sup>) zu rechnen.

#### 8.2.1.2.3 Zukünftige Preisentwicklung

Auf Basis der dargelegten Thesen zur Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem globalen Rohölmarkt nehmen wir im Rahmen der Prognose eine Ölpreisentwicklung an, die derjenigen des „New Policies Scenario“ des World Energy Outlooks 2012 (IEA, 2012a) sowie des World Energy Outlooks 2013 (IEA, 2013a) ähnlich ist. Dies impliziert einen Anstieg des realen Rohölpreises auf 124 USD/bbl im Jahr 2030. Nach 2030 führen zusätzliche unkonventionelle Angebotsvolumina sowie Sättigungseffekte innerhalb der Nicht-OECD-Staaten zu leicht abgeschwächten Wachstumsraten des realen Rohölpreises. Die beobachtbaren (nominalen) Preise werden darüber hinaus noch durch Inflationseffekte beeinflusst. Die angenommene reale und nominale Rohölpreisentwicklung ist in Tabelle 8.2.1.2.3-1 dargestellt. Der angenommene Preispfad ist konsistent mit der Ölpreisentwicklung der Referenzszenarien der „EU Energy, Transport and GHG Emissions“ Studie (Europäische Kommission, 2013) sowie dem „Annual Energy Outlook“ der Energy Information Administration (Energy Information Administration, 2013d).

---

<sup>30</sup> NGL steht für „Natural Gas Liquids“ und bezeichnet verschiedene Kohlenwasserstoffe, die in Erdgaslagerstätten in flüssiger Form oder als Kondensat auftreten, u.a. Ethan, Propan und Butan. Laut (IEA, 2012d) werden NGL zu globalen Ölproduktion hinzugerechnet. Im Zuge des Anstiegs der Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen ist auch mit einer erhöhten Förderung von NGL zu rechnen, da NGL häufig ein Nebenprodukt der Erdgasförderung darstellen. Von NGL zu unterscheiden ist verflüssigtes Erdgas, sogenanntes „Liquefied Natural Gas“ (LNG), das vornehmlich aus Methan besteht.



Tabelle 8.2.1.2.3-1: Reale und nominale Preisentwicklung für Rohöl (IEA Importpreis<sup>31</sup>), in USD/bbl

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Rohölpreis nach IEA Importpreisdefinition (USD/bbl) (reale Preise, Basis 2011)	108	117	120	124	126	128
Rohölpreis nach IEA Importpreisdefinition (USD/bbl) (nominale Preise)	108	148	173	202	260	335

Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014

#### Infobox 8-4: Importabhängigkeit

Der Begriff der Importabhängigkeit bezieht sich im Kontext der Versorgung einer Volkswirtschaft mit Energieträgern auf den Anteil der benötigten Primärenergieträger, die nicht durch inländische Rohstoffvorkommen bereitgestellt, sondern aus dem Ausland importiert werden. Ursachen für einen hohen Importanteil können einerseits limitierte Ressourcenausstattung, andererseits ökonomische Gründe, d.h. eine im Vergleich zur inländischen Produktion kostengünstigere Bereitstellung der Ressourcen durch Importe, sein. Der Anteil an inländischer Rohstoffproduktion am gesamten Rohstoffverbrauch ist in Deutschland bei allen drei Primärenergieträgern sehr niedrig: So wurden im Jahr 2011 nur 7 % des in Deutschland verbrauchten Rohöls in Deutschland gefördert, während diese Kennziffer 17 % bei Erdgas und 6 % bei Kesselkohle betrug (IEA, 2012b,c,d).

Hinsichtlich der Bewertung von Importabhängigkeit ist zwischen politischer und ökonomischer Perspektive zu differenzieren. Aus politischer Sicht liegen Risiken in einer „Erpressbarkeit“ bezüglich zukünftiger Rohstofflieferungen oder der Nutzung dieser Möglichkeit als strategisches Mittel im politischen Verhandlungsprozess. Aus ökonomischer Perspektive erscheint ein hoher Importanteil beim Bezug von Primärenergieträgern weniger problematisch. So induziert eine bilaterale Handelsbeziehung (beispielsweise zwischen russischen und deutschen Unternehmen der Erdgasbranche) eine hohe wechselseitige Abhängigkeit. Eine vom Exporteur intendierte Unterbrechung der Rohstofflieferungen geht für die Exportländer zumeist mit signifikanten Erlösausfällen einher. Unter ökonomischen Gesichtspunkten erscheint ein solches Verhalten deshalb auch für den Exporteur wenig rational, obwohl politisch motivierte Versorgungsunterbrechungen beispielsweise im Erdgasmarkt bereits auftraten und weiterhin möglich bleiben.

Die zentralen ökonomischen Bedenken im Falle einer hohen Importabhängigkeit bestehen darin, dass hieraus Marktmacht für einen einzelnen Exporteur und damit verbundene wohlfahrtsmindernde Preisaufschläge resultieren können. Die Möglichkeit der

31 Der IEA-Importpreis bezeichnet den durchschnittlichen Preis für Rohölimporte aller IEA-Staaten.

Marktmachtausübung ist allerdings stark von der Anzahl und Flexibilität alternativer Anbieter abhängig. Darüber hinaus können inländische Rohstoffvorkommen als alternative Bezugsoption (beispielsweise die nicht-konventionellen Gasvorkommen Deutschlands) die Ausübung von Marktmacht von Rohstoffexporteuren beschränken.

Für die drei Primärenergieträger Rohöl, Erdgas sowie Kesselkohle sind die existierenden Bezugsquellen Deutschlands diversifiziert. Darüber hinaus existieren in allen Märkten alternative Bezugsoptionen, die den Spielraum für Exporteure zur Ausübung von Marktmacht oder politischem Drohpotenzial beschränken. Vor diesem Hintergrund sehen wir den hohen Importanteil Deutschlands bei der Bereitstellung von Primärenergieträgern als unkritisch an.

#### 8.2.1.3 Globaler Erdgasmarkt: Angebots- und Nachfragetrends sowie Preisentwicklung

Die Ableitung einer Preisentwicklung für Erdgas beruht auf der Analyse von angebots- und nachfrageseitigen Determinanten des globalen Erdgasmarkts sowie der Modellierung von globalen Handelsströmen und Preisbildungsmechanismen mit Hilfe des globalen Erdgasmarktmodells COLUMBUS.

##### 8.2.1.3.1 Entwicklung der globalen Erdgasnachfrage

Die wichtigsten Determinanten zur Entwicklung der globalen Nachfrage nach Erdgas bis 2030 lassen sich in folgenden Thesen zusammenfassen:

- In Asien führen die politischen und regulatorischen Bestrebungen zur **Reduktion von CO<sub>2</sub> und anderen Schadstoffemissionen** zu einem deutlichen Anstieg der Erdgasnachfrage. Verstärkt wird dieser Trend durch Bevölkerungszuwächse in vielen asiatischen Volkswirtschaften.
- In den USA wirken **strengere Schadstoffrichtlinien** sowie die Wiederansiedlung energieintensiver Industriezweige positiv auf die Erdgasnachfrage.
- In Europa sinkt die Erdgasnachfrage im Sektor für Raumwärme. In den anderen Sektoren unterliegt die zukünftige **Entwicklung der Erdgasnachfrage** einem hohen Maß an Unsicherheit.

Die Entwicklung der Erdgasnachfrage hängt von einer Vielzahl an regionalen Determinanten (beispielsweise der Verfügbarkeit leitungsgebundener Infrastruktur sowie den Substitutionspotenzialen durch alternative Primärenergieträger) ab. Deshalb erfolgt die Ana-

lyse der wesentlichen Entwicklungstreiber der Erdgasnachfrage in den folgenden Absätzen differenziert nach Regionen.

#### 8.2.1.3.1.1 Asien

Die asiatische Erdgasnachfrage wird in den zukünftigen Dekaden vom Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum vieler asiatischer Volkswirtschaften geprägt. Beide Entwicklungen implizieren einen steigenden Bedarf an Raumwärme, thermischer Energie für industrielle Prozesse sowie Elektrizität und führen somit zu einem Anstieg der Erdgasnachfrage.

Für die Volksrepublik China spezifiziert der zwölfte **Fünfjahresplan** ambitionierte Ziele hinsichtlich der Nutzung von Erdgas: Bis 2017 wird ein Erdgasverbrauch von rund 273 Milliarden Kubikmetern (bcm) anvisiert, ein absoluter Zuwachs gegenüber 2011 von rund 143 bcm. Importe sollen 2017 mit 109 bcm rund 40 % zur Deckung der Erdgasnachfrage beitragen (IEA, 2012e).

Die in den letzten Jahren entstandene Divergenz von chinesischer Erdgasförderung und chinesischem Erdgasverbrauch wird sich verschärfen, da der rapide steigenden Nachfrage keine entsprechende Ausweitung der chinesischen Erdgasproduktion gegenübersteht. Die **zunehmenden Importvolumina** Chinas verursachen signifikante Verlagerungen von LNG-Handelsströmen und wirken dabei preistreibend auf international gehandeltes Erdgas, insbesondere auf den Preis für LNG-Lieferungen im asiatischen Raum. Der Anstieg der chinesischen Erdgas-Importnachfrage stellt den wichtigsten Treiber der Erdgasnachfrage im asiatischen Raum dar.

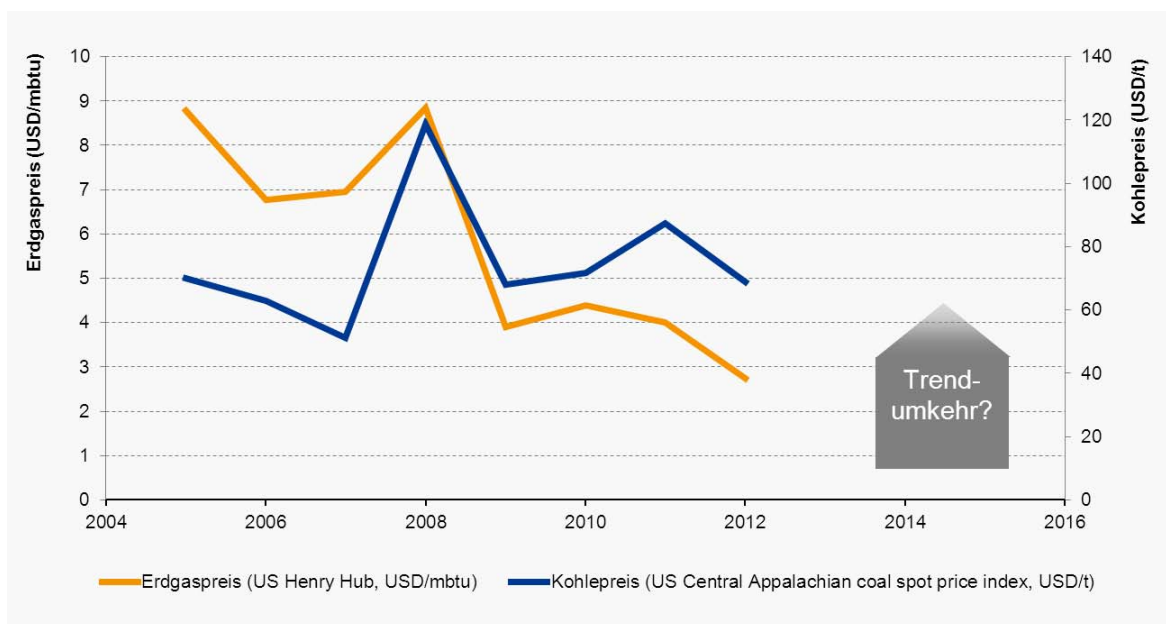
Neben China ist auch in anderen asiatischen Volkswirtschaften ein Anstieg der Erdgasnachfrage zu erwarten. So prognostiziert (IEA, 2012e) einen Nachfrageanstieg Asiens (ohne China) von 292 bcm in 2011 auf rund 360 bcm in 2017. Hohe Wachstumsraten entfallen in diesem Zeitraum auf den asiatischen **Transportsektor**. Hingegen fallen in den Elektrizitätssektoren der meisten asiatischen Länder die Zuwachsraten der Erdgasnachfrage aufgrund des ausgeprägten Wettbewerbs mit Kesselkohle kurzfristig eher gering aus. Da in vielen asiatischen Staaten der Verbrauch stärker wächst als die Produktion, sind hieraus preistreibende Effekte auf international gehandeltes Erdgas durch eine erhöhte Nachfrage nach LNG-Importen zu erwarten.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass von einer **stark wachsenden asiatischen Erdgasnachfrage** auszugehen ist, wobei der Großteil des Zuwachses auf China entfällt. Da der Verbrauchszuwachs nur eingeschränkt mit regionaler Erdgasproduktion gedeckt werden kann, wirkt die resultierende inkrementelle Nachfrage nach Erdgasimporten treibend auf den Preis für LNG-Lieferungen im asiatischen Raum. Dies wiederum erhöht die Opportunitätskosten für LNG-Lieferungen in andere Regionen, beispielsweise Europa, und entfaltet somit auch dort Aufwärtsdruck auf die Erdgaspreise.

### 8.2.1.3.1.2 Nordamerika / USA

Der Erdgasverbrauch in den USA ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Ursächlich hierfür waren die kostengünstigen zusätzlichen Angebotsmengen aus der Erschließung **unkonventioneller Erdgasvorkommen** (insbesondere von Schiefergas), verbunden mit einem drastischen Einbruch der Großhandels- und Endverbraucherpreise von Erdgas. Die gestiegene Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gegenüber Kesselkohle (Abbildung 8.2.1.3.1.2-1) führte insbesondere im Elektrizitätssektor zu einem starken Verbrauchszuwachs. Seit Mitte 2012 sind in den USA allerdings leicht anziehende Erdgaspreise zu verzeichnen. Hieraus könnte eine Trendumkehr hinsichtlich der relativen Wettbewerbsfähigkeit beider Primärenergieträger resultieren. Allerdings begünstigt das noch immer niedrige Erdgaspreisniveau eine verstärkte Ansiedlung energieintensiver Industriezweige beziehungsweise wirkt einer weiteren Abwanderung solcher Branchen entgegen. Dieser Standortvorteil bewirkt somit mittel- und langfristig Verbrauchszuwächse durch die zusätzliche Erdgasnachfrage dieser Branchen.

Abbildung 8.2.1.3.1.2-1: Kohle- und Erdgaspreise in den USA, in USD/MBtu bzw. USD/t



Quelle: BP 2012, EIA 2013a, Prognos / EWI / GWS 2014

In den USA wirken zudem weitere Effekte, die einen zukünftigen Anstieg der Erdgasnachfrage nahe legen. So verschieben strengere **Richtlinien zur Schadstoffvermeidung**, beispielsweise die „Mercury and Air Toxics Standards“ (MATS) – unabhängig vom relativen Preisverhältnis der beiden Energieträger – die Wettbewerbsfähigkeit zwischen Erdgas und Kohle. Folglich ist von einem positiven Effekt solcher Regulierungsmaßnahmen auf die Erdgasnachfrage der USA auszugehen. Zwar ist Kanada nicht von der MATS-Richtlinie betroffen, jedoch ist auch für den kanadischen Markt von einem kurzfristigen Anstieg der Erdgasnachfrage aus-

zugehen. Dieser wird maßgeblich durch das niedrige Preisniveau und damit einhergehende Substitutionseffekte sowie einer verstärkten Nutzung von Erdgas in der Gas- und Ölförderung getrieben (IEA, 2012a). Basierend auf den vorangegangenen Überlegungen rechnet die vorliegende Studie mit einem Anstieg der nordamerikanischen Erdgasnachfrage. Die wesentlichen Treiber der zusätzlichen Nachfragemengen sind dabei der Elektrizitäts- und Industriesektor der USA.

#### 8.2.1.3.1.3 Europa

Die zukünftige Entwicklung der europäischen Erdgasnachfrage ist in den unterschiedlichen Kundensegmenten durch unterschiedliche Einflüsse bestimmt.

Im Markt für Raumwärme verzeichnet Erdgas insbesondere in den reifen Märkten Deutschland und Großbritannien **strukturelle Nachfragerückgänge**, bedingt durch die Vielzahl an alternativen wettbewerbsfähigen Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme (beispielsweise Wärmepumpen) sowie durch vermehrten Einsatz von Wärmedämmung im Bereich der Raumwärme. Zunehmende Verbrauchsmengen von Erdgas in der Raumwärmebereitstellung in weniger reifen Märkten wie der Türkei und Griechenland können den Rückgang der europäischen Nachfrage in diesem Sektor zwar kurzfristig abmildern, aber nicht vollständig kompensieren.

Die energetische Erdgasnutzung in der Industrie wird wesentlich von der gesamtwirtschaftlichen Dynamik getrieben. Kurzfristig dämpfen die unsicheren konjunkturellen Aussichten innerhalb Europas die industrielle Erdgasnachfrage. Mittelfristig impliziert schnelleres Wirtschaftswachstum eine höhere Erdgasnachfrage der Industrie. Allerdings mildern Effizienzsteigerungen in Produktionsprozessen diesen Nachfrageanstieg ab.

Die Entwicklung der Erdgasnachfrage im europäischen Elektrizitätssektor ist vom Zubau neuer Gaskraftwerkskapazitäten sowie dem Auslastungsgrad dieser Kraftwerke abhängig. In der Tendenz begünstigt der Trend zu einem Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil an Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien die relative Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken gegenüber anderen konventionellen Erzeugungstechnologien aufgrund des hohen Lastgradienten sowie des geringeren Fixkostenanteils. Hinsichtlich der zukünftigen Erdgasnachfrage des Elektrizitätssektors zeichnen sich derzeit drei dämpfende Effekte ab: Erstens reduziert der **drastische Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten** die Volllaststunden von Gaskraftwerken und untergräbt so deren Generierung von Beiträgen zur Kapitalkostendeckung. Zweitens führt das derzeitige Preisverhältnis von Kesselkohlen und Erdgas, verstärkt durch die gegenwärtig niedrigen Preise für Emissionszertifikate des ETS zu einer ungünstigen Position von Gaskraftwerken in der Merit-Order vieler europäischer Strommärkte. Drittens stehen auf Erdgas basierende Erzeugungstechnologien in zunehmendem

Wettbewerb mit Stein- und Braunkohlekraftwerken, deren operative Flexibilitätscharakteristika in den letzten Jahren zum Teil erheblich verbessert wurden, um als Back-Up Kapazität für die dargebotsabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien zur Verfügung zu stehen.

Im Bereich des europäischen Transportsektors besitzt Erdgas mittel- und langfristig Potenzial für Verbrauchszuwächse. Eine potenzielle Marktdurchdringung von **auf Erdgas basierenden Mobilitätstechnologien** unterliegt hinsichtlich Zeitpunkt und Dimension allerdings hoher Unsicherheit. Die lange technische Nutzungsdauer von Fahrzeugen führt zudem zu erheblichen zeitlichen Friktionen bei einer möglichen Diffusion von erdgasbasierten Verkehrskonzepten. Folglich geht die Studie von moderaten absoluten Verbrauchszuwächsen von Erdgas im Verkehrssektor aus.

#### 8.2.1.3.1.4 Fazit

Basierend auf den in den vorherigen Abschnitten dargestellten Entwicklungstrends geht die Studie von einem **starken Anstieg der Erdgasnachfrage in Asien** aus. Für Nordamerika werden signifikante zusätzliche Nachfragemengen erwartet, während die europäische Nachfrage mittel- und langfristig nur gering ansteigt oder stagniert. Aufgrund der regionalen Verbrauchsstruktur (in 2010 betrug der Anteil des europäischen Erdgasverbrauchs nur 15 % am globalen Erdgasverbrauch (IEA, 2013e) überkompensieren die asiatischen und nordamerikanischen Nachfrageanstiege die schwächere Wachstumsdynamik in Europa. Die vorliegende Studie rechnet somit mit einer stark steigenden globalen Erdgasnachfrage und orientiert sich dabei am „New Policies Scenario“ des World Energy Outlooks 2012 (IEA, 2012a) sowie des World Energy Outlooks 2013 (IEA, 2013a), das einen Anstieg des globalen Erdgasverbrauchs von rund 3.300 bcm in 2010 auf rund 5.000 bcm in 2035 antizipiert.

#### 8.2.1.3.2 Entwicklung des globalen Erdgasangebots

Die wichtigsten Entwicklungen des globalen Erdgasangebots bis 2030 lassen sich in folgenden Thesen zusammenfassen:

- Der massive Zubau an **LNG-Kapazitäten** in Australien sorgt für zusätzliche Angebotsmengen auf dem Markt für LNG-Lieferungen nach Asien. Die Staaten des mittleren Ostens weiten ihre Produktionskapazitäten signifikant aus, decken damit aber nahezu ausschließlich die wachsende heimische Nachfrage.
- In den USA führt die weitere Ausweitung der **Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen** zu signifikanten Exporten von LNG.

- Die europäischen Fördermengen gehen durch die zunehmende **Erschöpfung** wichtiger Felder in Großbritannien sowie in den Niederlanden zurück.

Das globale Erdgasangebot verändert sich. Dies betrifft sowohl die Art der erschlossenen Erdgasvorkommen (zunehmender Anteil unkonventioneller Vorkommen) als auch die Art des Transports (zunehmender Anteil von LNG am globalen Erdgashandel). Eine Fortschreibung dieser Trends ist absehbar. So rechnet (IEA, 2012d) mit einem steigenden Anteil unkonventioneller Vorkommen an der gesamten globalen Erdgasproduktion und beziffert diesen szenariobasiert auf 25 % bis 27 % in 2035, ausgehend von einem Anteil von 14 % im Jahr 2010. Modellbasierte Szenariorechnungen des EWI ergeben eine **Verdopplung der globalen LNG-Handelsströme** von rund 330 bcm in 2011 auf rund 660 bcm in 2030. Im Folgenden werden die Determinanten des künftigen globalen Erdgasangebots unter Berücksichtigung dieser beiden strukturellen Aspekte regional differenziert analysiert.

Ein Zubau an australischen LNG-Exportkapazitäten, einhergehend mit der Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen, impliziert mittelfristig zusätzliche Angebotsmengen für den asiatischen Raum. Laut (IEA, 2012d) führen der Zubau von rund 20 bcm/a bis 2014 sowie eine Vielzahl weiterer Projekte dazu, dass die **australischen LNG-Exporte** in 2020 diejenigen des derzeit größten LNG-Exporteurs Katar übertreffen. Neben den USA und China nimmt Australien somit mittel- und langfristig eine bedeutsame Rolle in der Erschließung weiterer unkonventioneller Erdgasvorkommen ein.

Die Erschließung von **Schiefergasvorkommen in den USA** hat die Entwicklung des weltweiten Angebots an Erdgas maßgeblich bestimmt. Mit einem Anstieg der Fördermenge zwischen 2010 und 2011 um 49 bcm ist der größte Anteil der globalen zusätzlichen Angebotsmengen in diesem Zeitraum auf die USA zurückzuführen. Das immer noch niedrige Erdgaspreisniveau in den USA setzt die Produzenten deshalb vermehrt unter ökonomischen Druck. Perspektivisch führen allerdings

- **neue Absatzmärkte** durch zunehmende LNG-Exporte aus den USA<sup>32</sup> sowie
- ein vermehrter Umstieg auf „**nasse Schiefergasfelder**“<sup>33</sup> als Konsequenz aus dem hohen Preisverhältnis von Rohöl und Erdgas und damit einhergehende Zusatzerlöse der Schiefergasproduktion

32 Zwar waren Stand April 2013 noch keine LNG-Exporte aus den USA nach Europa zu verzeichnen. Jedoch existieren bereits Genehmigungen und vertragliche Rahmenbedingungen für signifikante Exportvolumina ab voraussichtlich 2015 (CRS, 2013).

33 Als nasse Schiefergasfelder werden Schiefergasvorkommen bezeichnet, die einen signifikanten Anteil an Ethan, Propan sowie Butan aufweisen (IEA, 2012a).

dazu, dass die Wirtschaftlichkeit von weiteren Produktionsausweitungen – allerdings verstärkt von geologischen und regionalen Faktoren abhängig – weiterhin gegeben scheint. In den USA entstammen die zusätzlichen Fördermengen größtenteils aus Schiefergesteinen, während die konventionelle Erdgasförderung auf konstantem Niveau verbleibt. In Kanada überkompensiert eine zunehmende **Erschließung von Schiefer- und Flözgas** den Rückgang der Förderung konventioneller Vorkommen und führt somit ebenfalls zu einem Anstieg der Erdgasproduktion (IEA, 2012d). Die vorliegende Studie geht somit von einer signifikant ansteigenden Erdgasproduktion Nordamerikas aus.

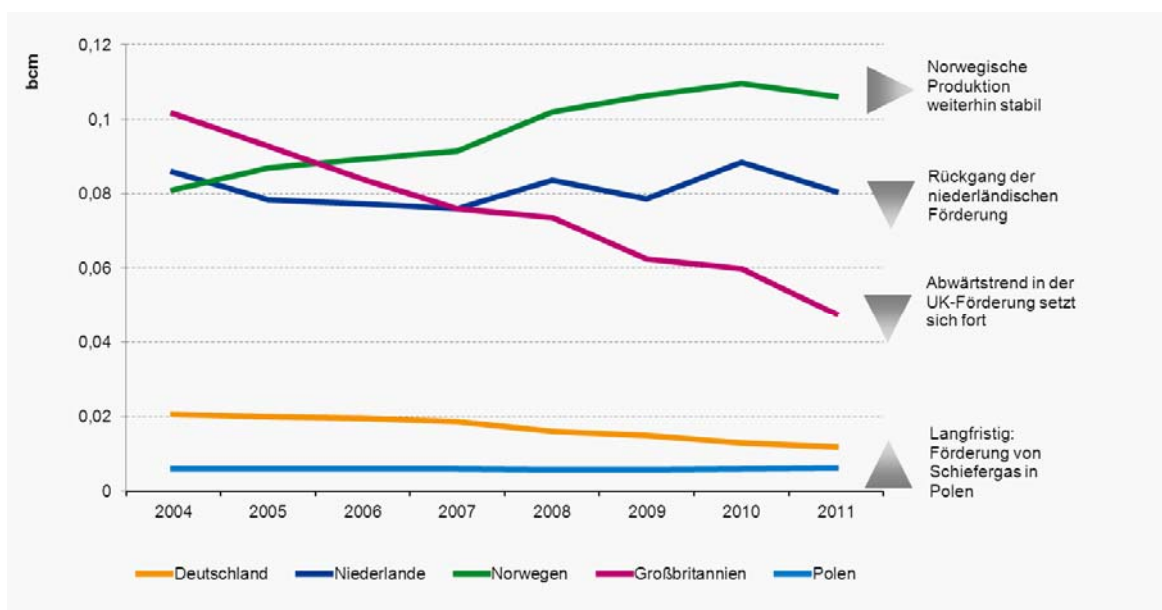
**Russische Erdgasvolumina** sind bis 2030 für einen erheblichen Anteil der inkrementellen Produktionsmengen verantwortlich. Die zusätzlichen Angebotsmengen müssen allerdings aus geologisch komplexeren und infrastrukturfernen Gebieten bereitgestellt werden. Hieraus resultiert eine preistreibende Wirkung auf den jeweiligen Absatzmärkten. Während der Großteil der russischen Erdgasexporte leitungsgebunden nach Westeuropa transportiert wird, tragen langfristig auch LNG-Projekte in der Arktis (insbesondere das Yamal LNG-Projekt) zu steigenden Fördervolumen bei.

Die Förderung konventioneller Erdgasvorkommen in Europa fällt mittel- und langfristig. Während die norwegische Produktion bis voraussichtlich 2020 auf konstantem Niveau verbleibt, setzen sich die sinkenden Fördermengen in Großbritannien und den Niederlanden als Konsequenz aus dem zunehmenden Reifegrad der dortigen Felder fort.

Inwieweit die **Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen** dieser Tendenz entgegenwirken kann, unterliegt einer Vielzahl an ökonomischen, ökologischen und politischen Unsicherheiten. Zwar lassen insbesondere in Polen die regulatorischen und geologischen Rahmenbedingungen eine zeitnahe Förderung unkonventioneller Erdgasvorkommen möglich erscheinen, in anderen Ländern (beispielsweise Frankreich und Deutschland) ist die Skepsis hinsichtlich einer Erschließung unkonventioneller Vorkommen wesentlich größer. In diesen Ländern ist die Förderung unkonventioneller Erdgasvorkommen mit strengen Umwelt- und Sicherheitsauflagen verbunden, in Frankreich wurde darüber hinaus ein Moratorium verfügt. Folglich rechnet die vorliegende Studie mit einer Förderung unkonventioneller europäischer Erdgasvorkommen in Höhe von 20 bcm in 2035, wovon der Großteil auf Polen entfällt. Für die anderen europäischen Länder werden keine wesentlichen Produktionsmengen unkonventioneller Erdgasvorkommen erwartet. Die unkonventionellen Angebotsmengen reichen somit nicht aus, um den Rückgang der konventionellen europäischen Erdgasförderung zu kompensieren, d.h. die gesamte europäische Erdgasproduktion sinkt. Abbildung 8.2.1.3.2-1 zeigt die historische Entwicklung der Fördermengen wichtiger europäischer Erdgasproduzenten sowie Entwicklungstrends bis 2030.



Abbildung 8.2.1.3.2-1: Entwicklung der europäischen Erdgasförderung, 2004 – 2011, in bcm



Quelle: IEA 2009b, 2010b, 2011c, 2012d, Prognos / EWI / GWS 2014

### 8.2.1.3.3 Zukünftige Preisentwicklung

Die auf regionaler Ebene identifizierten Nachfrage- und Angebots-trends legen kontinental unterschiedliche Preisdynamiken nahe: Während die USA weiterhin Angebotsüberhänge verzeichnet, steht auf dem asiatischen Kontinent eine stark wachsende Nachfrage einem eingeschränkten Potenzial an Produktionszuwächsen gegenüber. In Europa hingegen stehen sich langfristig sinkende Produktionsmengen und eine wenig dynamische Nachfrageentwicklung gegenüber. Trotz dieser heterogenen kontinentalen Dynamiken auf Angebots- und Nachfrageseite wirkt ein starker Anstieg des globalen LNG-Handels als Form der regionalen Arbitrage einer weiteren Preisdifferenz zwischen den Kontinenten entgegen bzw. verringert diese.<sup>34</sup> Begünstigt wird der Anstieg der LNG-Handelsströme durch:

- wachsende LNG-Angebotsmengen (Australien, USA)
- eine ausreichende Verfügbarkeit von Schiffskapazitäten<sup>35</sup>
- die Tendenz zur kurzfristigeren Erdgasbeschaffung in Kontinentaleuropa (vgl. Stern, Rogers, 2011).

<sup>34</sup> Im Jahresdurchschnitt 2012 betrug der Großhandelspreis für Erdgas rund 2,75 USD/MBtu in den USA (EIA, 2013a) 9,52 USD/MBtu in Europa (NCG Hub Preis (EEX, 2013) sowie 16,25 USD/MBtu in Asien (Preis für ölindezierte LNG Importe nach Japan (Weltbank, 2013).

<sup>35</sup> Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der Schiffskapazität von 2006 bis 2012 (10,1 %) ist annähernd doppelt so hoch wie die des weltweiten LNG Handelsvolumen (5,1 %; Berechnung auf Basis von (DMR, 2011) und (GIIGNL, 2012) Dies deutet daraufhin, dass kurz- und mittelfristig keine Engpässe im Bereich der LNG-Tankerkapazitäten zu erwarten sind.

Hierauf basierend geht die vorliegende Studie von einer graduellen Verringerung der kontinentalen Preisdifferenzen in Richtung eines räumlichen Marktgleichgewichts aus: Während Asien aufgrund der regionalen Angebots- und Nachfragebalance weiterhin die globale Hochpreiszone bleibt, reduzieren LNG-Handelsströme die Preisdifferenzen merklich.

Die zunehmende Bedeutung von LNG-Arbitrage, verbunden mit dem Rückgang kostengünstiger Erdgasbezugsoptionen für Europa (Substitution von niederländischem und britischem Erdgas durch Lieferungen aus Russland oder LNG) legt nahe, dass im liberalisierten europäischen Erdgasmarkt zunehmend LNG-Volumen preissetzend sein werden. Für Europa impliziert dies insbesondere bis 2020 einen Anstieg der Erdgaspreise, da LNG-Lieferungen beispielsweise aus Nordafrika oder den USA zunehmend basierend auf den **Opportunitätskosten einer entgangenen Lieferung nach Asien** bewertet werden. Die sich aus den Überlegungen der letzten Abschnitte ableitende Preisentwicklung ist in Tabelle 8.2.1.3.3-1 dargestellt.

*Tabelle 8.2.1.3.3-1: Reale und nominale Entwicklung des deutschen Großhandelspreises für Erdgas, 2011 – 2050, in EUR/MWh*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Erdgaspreis (NCG Hub) (EUR/MWh) (reale Preise, Basis 2011)	23	30	31	31	33	33
Erdgaspreis (NCG Hub) (EUR/MWh) (nominale Preise)	23	37	43	48	63	78

*Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014*

#### 8.2.1.4 Globaler Markt für Kesselkohle: Angebots- und Nachfragetrends sowie Preisentwicklung

Die Ableitung einer Preisentwicklung für Kesselkohle beruht auf der Analyse von angebots- und nachfrageseitigen Determinanten des globalen Kohlemarkts sowie der Modellierung von globalen Handelsströmen und Preisbildungsmechanismen mit Hilfe des Kohlemarktmodells TIMCO.

##### 8.2.1.4.1 Entwicklung der globalen Kesselkohlenachfrage

Die wichtigsten Determinanten zur Entwicklungen der globalen Kesselkohlenachfrage bis 2030 lassen sich in folgenden Thesen zusammenfassen:

- In Asien führt die **steigende Stromnachfrage** in vielen Volkswirtschaften insbesondere in China und Indien, gepaart mit auf Kohle basierenden Elektrizitätssektoren zu einer steigenden Nachfrage nach Kesselkohle.
- Mittelfristig gewinnt die Stromerzeugung aus Kohle in den USA einen Teil ihrer **eingebüßten Wettbewerbsfähigkeit** gegen-

über der Erdgasverstromung zurück. Folglich steigt die Nachfrage nach Kesselkohlen in den USA moderat an.

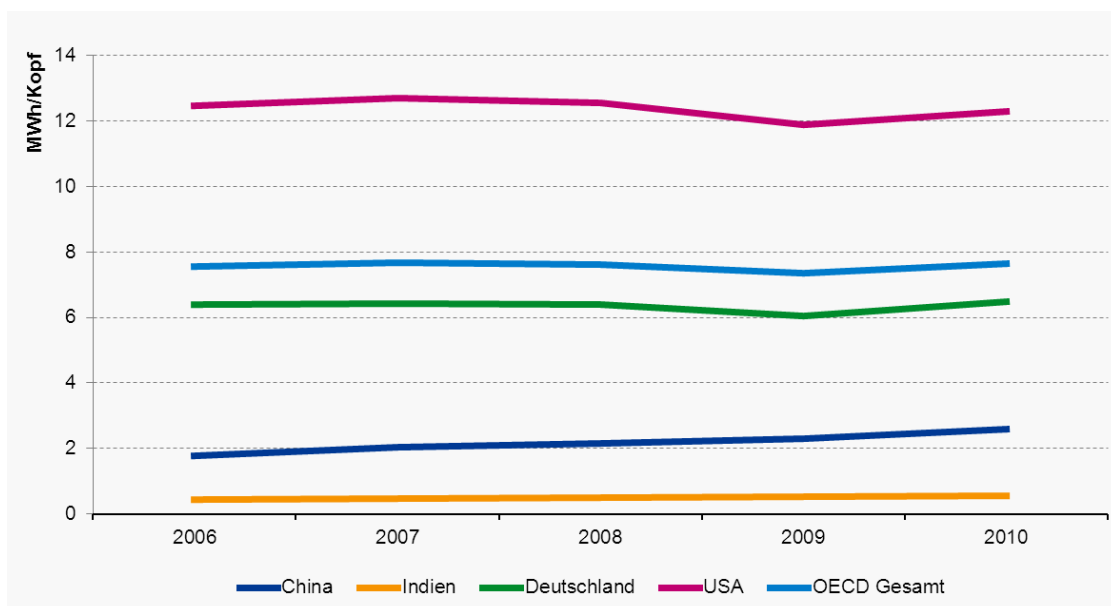
- In Europa begünstigen die aktuell **niedrigen Preise für Emissionszertifikate** die Kohleverstromung. Mittel- und langfristig unterliegt die Entwicklung der Kohlenachfrage allerdings erheblichen politischen sowie ökonomischen Unsicherheiten.

Da die Treiber der Kesselkohlenachfrage einer Volkswirtschaft stark von der Struktur des Elektrizitätssektors sowie der regionalen gesamtwirtschaftlichen Dynamik abhängen, erfolgt die Darstellung der wesentlichen Nachfragetrends im Folgenden kontinental differenziert.

#### 8.2.1.4.1.1 Asien

Im asiatischen Raum ist auch in den kommenden Dekaden mit einem deutlichen Anstieg der Nachfrage nach Kesselkohle zu rechnen. Der im Vergleich zu weiter entwickelten Volkswirtschaften geringe Stromverbrauch pro Kopf (Abbildung 8.2.1.4.1.1-1) in China und Indien lässt für die nächsten Dekaden einen Anstieg des Stromverbrauchs der privaten Haushalte erwarten. Ursächlich für diese strukturellen Änderungen im Energieverbrauch sind **Einkommenszuwächse** und damit einhergehende Präferenzen hin zu elektrizitätsbasierten Konsumgütern und Mobilität. Für China und Indien ist mittel- und langfristig somit von einem steigenden Stromverbrauch auszugehen.

Abbildung 8.2.1.4.1.1-1: Stromverbrauch pro Kopf in verschiedenen Ländern und Staatengruppen, 2006 – 2010, in MWh/Kopf



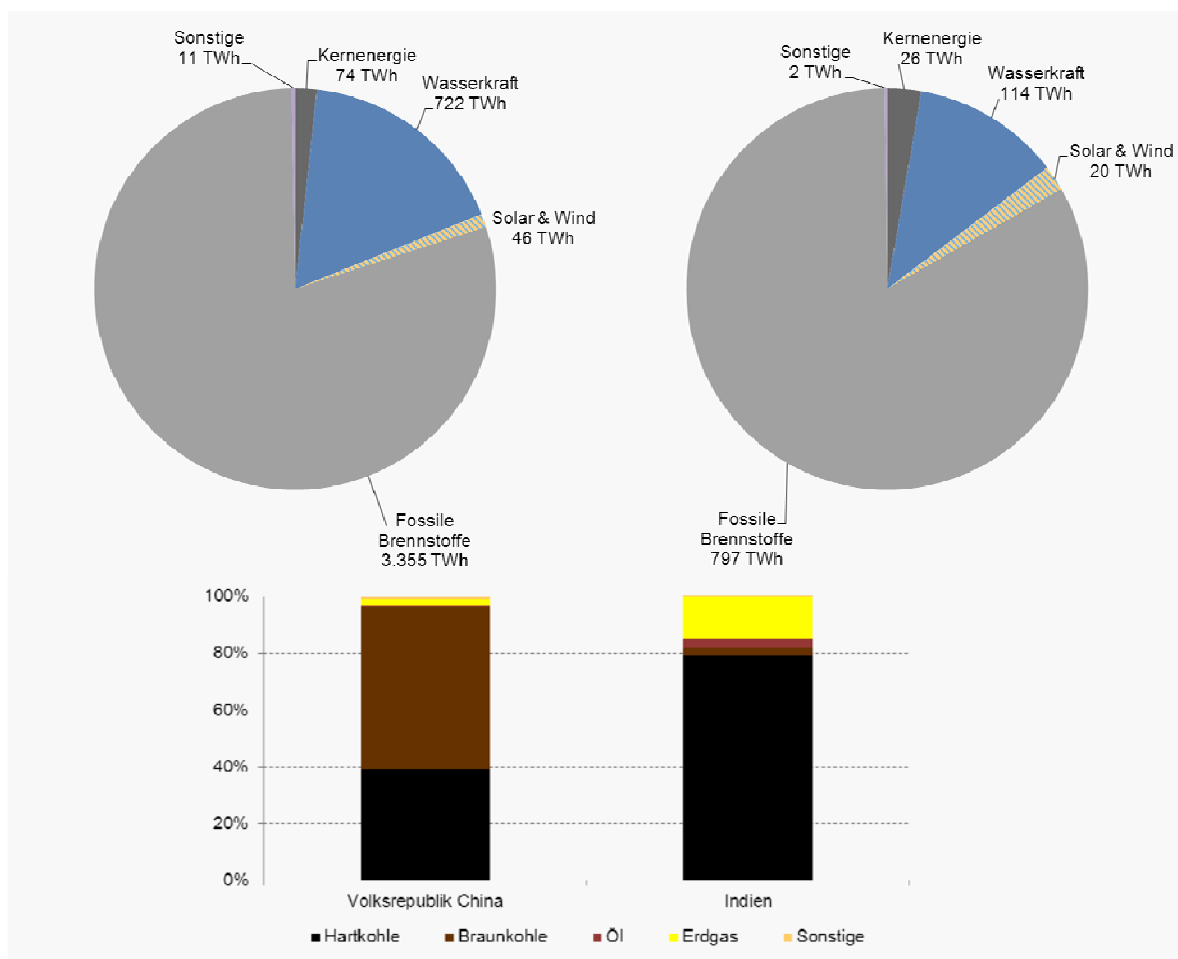
Quelle: Weltbank 2013, IEA (2008, 2009a, 2010a, 2011b), Prognos / EWI / GWS 2014

Die chinesische Elektrizitätserzeugung basiert weitgehend auf Kohle und der aktuelle Kraftwerkszubau lässt keine wesentlichen Änderungen im zukünftigen Erzeugungsmix erwarten. In Indien

wird dem antizipierten Wachstum des Stromverbrauchs bereits heute mit einem hohen Zubau an kohlebasierter Stromerzeugungskapazität begegnet. So wurden in Indien im Jahr 2011 rund 18 Gigawatt (GW) an Kohlekraftwerken zugebaut (CEA, 2013), wobei ein ähnlich hoher Kapazitätszubau in den nächsten Jahren als realistisch erscheint.

Abbildung 8.2.1.4.1.1-2 illustriert die Struktur der Bruttostromerzeugung in beiden Volkswirtschaften sowie den Anteil von Kesselkohle an den verstromten fossilen Brennstoffen. In beiden Volkswirtschaften tragen fossile Brennstoffe mehr als 75 % zur Bruttostromerzeugung bei. Die untere Hälfte der Abbildung verdeutlicht, dass die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen sowohl in Indien als auch in der Volksrepublik China zum Großteil auf Kesselkohlen basieren. Dies impliziert, dass die höhere Stromnachfrage in beiden Volkswirtschaften einen signifikanten Anstieg der Nachfrage nach Kesselkohle nach sich zieht, wenn auch abgemildert durch effizientere Kraftwerkstechnologien.

*Abbildung 8.2.1.4.1.1-2: Struktur der Bruttostromerzeugung und Rolle von Kesselkohlen im chinesischen und indischen Elektrizitätssektor, 2010, in TWh bzw. %*



Quelle: IEA 2012b, Prognos / EWI / GWS 2014

Die Kombination aus steigender Stromnachfrage in China und Indien und der auf Kohleverstromung basierten Elektrizitätssektoren wirkt folglich auch in den nächsten Dekaden tendenziell preistreibend auf den globalen Kesselkohlenmarkt.<sup>36</sup> Des Weiteren begrenzt die steigende heimische Nachfrage nach Kesselkohle in Exportländern, wie Indonesien und Vietnam, die für den Export verfügbaren Kapazitäten beziehungsweise schränkt deren Wachstumspotenzial ein. Somit hat der Nachfrageanstieg in diesen Volkswirtschaften auch unmittelbare Auswirkungen auf das Angebot auf dem globalen Markt für Kesselkohle.

#### 8.2.1.4.1.2 Nordamerika / USA

Die Nachfrage nach Kesselkohle in Nordamerika wird maßgeblich vom Wettbewerb der Primärenergieträger Erdgas und Kesselkohle im Elektrizitätssektor der USA bestimmt. Durch die zunehmende Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen und den damit induzierten Preisrückgang von Erdgas hat Kesselkohle innerhalb der letzten Jahre erheblich an Wettbewerbsfähigkeit eingebüßt (Abbildung 8.2.1.3.1.2-1). Eine weitere Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit von Kesselkohle gegenüber Erdgas im US-Elektrizitätssektor erscheint derzeit nicht realistisch. Vielmehr würde eine mögliche Trendumkehr der relativen Preisentwicklung von Kesselkohle und Erdgas, beispielsweise durch erhöhte US-Erdgaspreise als Folge von LNG-Exporten, positiv auf die Kesselkohlenachfrage des Elektrizitätssektors wirken.

#### 8.2.1.4.1.3 Europa

Für die Entwicklung der europäischen Nachfrage nach Kesselkohle sind abhängig vom Zeithorizont verschiedene Treiber zu differenzieren.

Kurzfristig begünstigen die **niedrigen Preise für Emissionszertifikate** die relative Wettbewerbsfähigkeit der Kohleverstromung gegenüber emissionsärmeren Erzeugungsarten, insbesondere der Stromerzeugung aus Erdgas. Während dieser ökonomische Anreiz aktuell evident ist, unterliegt die zukünftige Preisentwicklung innerhalb des ETS erheblichen politischen und ökonomischen Unsicherheiten.

Mittel- und langfristig führt eine zunehmende Verknappung von Emissionszertifikaten als Folge ambitionierterer Vermeidungsanstrengungen jedoch zu Preisaufwärtstendenzen im Markt für Emissionszertifikate und somit zu einer Wirtschaftlichkeitseinbuße der emissionsintensiven Verstromung von Kesselkohlen. Der daraus resultierenden Minderung der Kesselkohlenachfrage könnte eine Diffusion der Carbon Capture and Storage (CCS) Technologie entgegenwirken. Die **erheblichen Akzeptanzprobleme** dieser

---

<sup>36</sup> Zu beachten ist allerdings, dass eine höhere Nachfrage nach Kesselkohle in diesen beiden Volkswirtschaften nicht automatisch durch einen Zuwachs an Importen gedeckt werden muss: Beide Länder verfügen über erhebliche Kohlevorkommen, Importkohle konkurriert gegen die Kohle aus heimischer Förderung. Folglich ist a priori nicht klar, in welchem Ausmaß die steigende Nachfrage Wirkung auf die Weltmarktpreise entfaltet.

Technologie in verschiedenen europäischen Staaten sowie eingestellte Demonstrationsprojekte<sup>37</sup> lassen eine Marktdurchdringung mit CCS allerdings selbst in der mittleren bis langen Frist als in hohem Maße unsicher erscheinen.

#### 8.2.1.4.1.4 Fazit

Festzuhalten bleibt, dass für Asien von einem signifikanten Anstieg der Nachfrage nach Kesselkohle auszugehen ist. In den USA kristallisiert sich eine Tendenz heraus, wonach sich der Nachfragerückgang in den nächsten Jahren umkehren könnte. In Europa ist die zukünftige Kesselkohlenachfrage maßgeblich von der Preisentwicklung des EU-ETS abhängig und unterliegt somit hohen politischen Unsicherheiten. Unter Berücksichtigung der Dimensionen der regionalen Verbrauchsmengen (rund 60 % des Kohleverbrauchs in 2011 entfielen auf Asien und die USA, nur 10 % auf OECD-Europa (IEA, 2012d), ist jedoch mit einem deutlichen Anstieg der globalen Kohlenachfrage bis 2030 zu rechnen.

#### 8.2.1.4.2 Entwicklung des globalen Kesselkohleangebots

Die wichtigsten Determinanten der Entwicklung des globalen Angebots an Kesselkohle bis 2030 lassen sich in folgenden Thesen zusammenfassen:

- Eine Vielzahl kostengünstiger Abbaugelände müssen aufgrund ihrer **zunehmenden Reife** substituiert werden.
- In verschiedenen Förderländern steigen die Distanzen des Inlandstransports und somit die **Transportkosten** von Kesselkohle an.
- Die aktuellen **Überkapazitäten** auf dem Markt für den Schiffs-transport von Schüttgütern schwächen sich zunehmend ab.
- Mit Hinblick auf die aktuell **schwierige Finanzierungssituation** für Investitionsprojekte im Kohlemarkt ist die Realisierung notwendiger Infrastrukturinvestitionen unsicher.

Die einzelnen Wertschöpfungsstufen der Bereitstellung von Kesselkohlen (Abbildung 8.2.1.4.2-1) unterliegen unterschiedlichen Einflüssen, die im Folgenden detailliert analysiert werden.

---

<sup>37</sup> In Deutschland wurden beispielsweise die Planungen für ein CCS-Demonstrationskraftwerk in Jämschwalde aufgrund der fehlenden rechtlichen Grundlagen im Dezember 2011 eingestellt.

Abbildung 8.2.1.4.2-1: Wertschöpfungskette der Kesselkohlenbereitstellung (bis zum Importhafen)



Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014

Auf der Produktionsstufe verzeichnen kostengünstige Abbaugelände, insbesondere in Indonesien sowie Australien, einen **zunehmenden Reifegrad**. Dies resultiert in einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit durch ungünstigere geologische Bedingungen, beispielsweise ein erhöhtes Verhältnis von Abraum zu Kohle, und somit mittelfristig in der Substitution dieser Kohleflöze. Die Erschließung alternativer Flöze ist allerdings mit erheblichem Investitionsaufwand verbunden. Darüber hinaus weisen die neu zu erschließenden Felder häufig ungünstigere geologische Charakteristika auf, so dass neben den anfallenden Kapitalkosten auch ein Anstieg der variablen Förderkosten in den entsprechenden Regionen zu erwarten ist. Ein weiterer wichtiger Treiber der variablen Förderkosten sind erwartete **Anstiege der Lohnkosten** in verschiedenen Ländern, beispielsweise Indonesien, Kolumbien oder China. Für diese Länder legt die hohe wirtschaftliche Dynamik nahe, dass das Niveau der Lohnkosten mittel- und langfristig ansteigt. Da die höheren Kosten langfristig am Markt amortisiert werden müssen, erfolgt die Erschließung der zusätzlichen Angebotsvolumina, wenn im Markt entsprechende Knappheit und höhere Preise antizipiert werden. Der in Abschnitt 8.2.1.3.1 erläuterte Anstieg der heimischen Kesselkohlenachfrage in Ländern wie Indonesien oder Vietnam – eine ähnliche Entwicklung ist bspw. auch in Südafrika zu erwarten – wirkt zudem restriktiv auf die für den Kohleexport verfügbaren Kapazitäten in diesen Ländern. Während in Indonesien und Südafrika lediglich mit einer **Abschwächung des Wachstums der Exportkapazitäten** zu rechnen ist, führt dieser Effekt in Vietnam dazu, dass das Land mittelfristig zu einem Nettoimporteur wird. Die aus dem erläuterten Effekt resultierende Verknappung der Exportkapazitäten treibt den Kohlepreis zusätzlich.

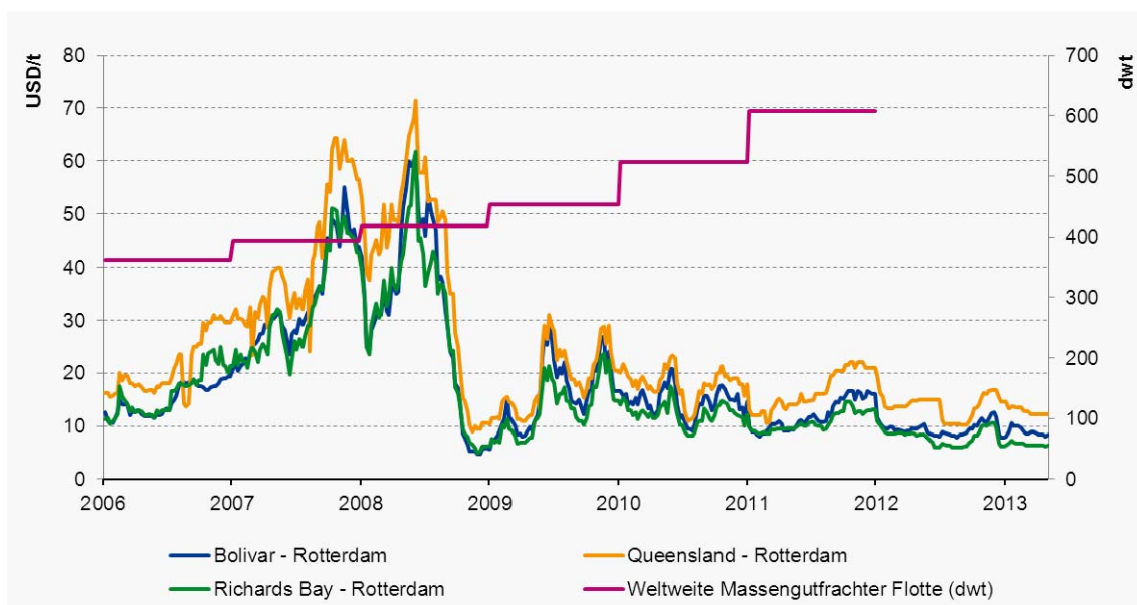
Die **Verlagerung der Förderung** in zuvor unerschlossene Gebiete treibt die Kosten für den Inlandtransport der Kesselkohle. Beispielsweise ist in Indonesien und Australien ein deutlicher Anstieg der durchschnittlichen Transportdistanz von Mine zum Exportterminal zu erwarten.

Die Auslastung von Exportterminals für Kesselkohlen bewegte sich in den Jahren 2010 und 2011 auf hohem Niveau, getrieben durch den Anstieg des globalen Kohlehandels (IEA, 2012c). Die wesentlichen Exporteure von Kesselkohlen wiesen 2011 eine Auslastung der Hafenkapazitäten von über 80 % auf, angeführt von Kolumbien

mit einem Nutzungsgrad von rund 95 % (IEA, 2012c).<sup>38</sup> Auch in den USA war als Folge verstärkter Exporte in den atlantischen Markt eine erhöhte Auslastung der Terminalkapazitäten zu verzeichnen. Die hohe gegenwärtige Kapazitätsauslastung spiegelt sich in einer Vielzahl an Erweiterungsinvestitionen in Exportterminals wider. Insbesondere in Australien, Indonesien und Kolumbien sind signifikante Kapazitätserweiterungen geplant. Das Gesamtvolumen potenzieller Projekte beläuft sich auf rund 290 Mtpa<sup>39</sup>, rund die Hälfte davon entfällt auf Australien (IEA, 2012c). Allerdings deuten Verzögerungen einer Vielzahl an Projekten sowie die schwierigen Finanzierungsbedingungen für einzelne Marktakteure darauf hin, dass die Implementierung der geplanten Projekte nicht in vollem Umfang beziehungsweise mit zeitlichem Verzug verläuft (IEA, 2012c). Vor diesem Hintergrund können mittelfristig Engpässe im Bereich der Hafenkapazitäten nicht ausgeschlossen werden.

Die Jahre nach der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise waren geprägt von drastischen **Überkapazitäten auf dem Markt für den Schiffstransport** von Schüttgütern. Abbildung 8.2.1.4.2-2 illustriert den Angebotsüberhang der letzten Jahre, einhergehend mit einem signifikanten Rückgang der entsprechenden Charterraten. Die voranschreitende Marktkonsolidierung sowie der Rückgang von Neubestellungen in den letzten Jahren deuten allerdings auf eine Abschwächung der Überkapazitäten hin. Spätestens für die Zeit nach 2015 gehen wir deshalb von ansteigenden Frachtraten für den Transport von Kesselkohlen aus.

Abbildung 8.2.1.4.2-2: Entwicklung der wöchentlichen Frachtraten und der Schiffskapazität in dwt (deadweight tonnage; Tragfähigkeit)



Quelle: McCloskey International Ltd. 2007, UNCTAD 2012, Prognos / EWI / GWS 2014

38 Eine Ausnahme hiervon bildet Australien. Die geringe Auslastung der Hafeninfrastruktur im Jahr 2011 (knapp unter 70%) ist allerdings auf die Überflutungen in Queensland zu Jahresbeginn zurückzuführen (IEA, 2012c).

39 Hierbei finden nur Projekte Berücksichtigung, deren Realisierung bis 2017 darstellbar erscheint.



### 8.2.1.4.3 Zukünftige Preisentwicklung

Die Determinanten der Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem globalen Markt für Kesselkohle legen bis 2030 einen realen Preisanstieg nahe.

Tabelle 8.2.1.4.3-1 stellt die angenommene Preisentwicklung der vorliegenden Studie für ARA-Importe dar. Hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass der Kesselkohlemarkt im Basisjahr 2011 unter anderem von Überflutungen und Angebotsengpässen in Australien und damit einhergehenden Knappheitspreisen geprägt war. Der durchschnittliche Preis für ARA-Importe sank bereits 2012 wieder auf rund 90 USD/t (real, Basis 2011). Die dargestellten Preispfade reflektieren den in Abschnitt 8.2.1.4.1 argumentierten Anstieg der globalen Nachfrage nach Kesselkohle sowie kurzfristige Knappheitsprämien für potenzielle Infrastrukturengpässe (Abschnitt 8.2.1.4.2). Langfristig hingegen wird der reale Preisanstieg durch Klimaschutzambitionen und die damit einhergehende Dämpfung der Nachfrage nach Kesselkohle wichtiger Volkswirtschaften begrenzt.

*Tabelle 8.2.1.4.3-1: Reale und nominale Preisentwicklung für Kesselkohle (CIF ARA-Importe), 2011 – 2050, in USD/t*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Kesselkohlenpreis (ARA Importpreis) (USD/t) (reale Preise, Basis 2011)	122	111	115	117	122	123
Kesselkohlenpreis (ARA Importpreis) (USD/t) (nominale Preise)	122	140	165	190	252	322

Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014

### 8.2.1.5 Kosten der Braunkohle in Deutschland

Verglichen mit der Steinkohle hat Braunkohle einen hohen Wasser- und damit geringen Energieinhalt pro Tonne. Aufgrund der resultierenden hohen spezifischen Transportkosten wird Braunkohle vornehmlich grubennah verstromt. Ein Handel und somit Marktpreis existiert nicht. Relevant für die Kosten der Braunkohle in der Verstromung sind somit die Förderkosten der Braunkohle.

Zu beachten ist, dass für den Kraftwerkseinsatz die kurzfristig variablen Kosten der Braunkohleförderung relevant sind (Tabelle 8.2.1.5-1). Diese betragen rund 30 % der Braunkohlevollkosten, während weitere 30-40 % der Vollkosten langfristige Grenzkosten des Betriebs der offenen Gruben darstellen und als fixe Betriebskosten angenommen werden. Die verbleibenden 30-40 % Kosten des Aufschlusses der bestehenden Gruben sind irreversibel und haben daher keinen Einfluss auf Entscheidungen über Gruben- und Kraftwerksbetrieb. Die kurzfristigen variablen Kosten der Braunkohleförderung werden real konstant zu 0,4 EUR<sub>2011</sub>/GJ angenommen.

*Tabelle 8.2.1.5-1: Reale und nominale kurzfristige variable Braunkohleförderkosten, 2011 – 2050, in EUR/GJ*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Braunkohlekosten (EUR/GJ) (reale Preise, Basis 2011)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Braunkohlekosten (EUR/GJ) (nominale Preise)	0,4	0,5	0,5	0,6	0,8	1,0

Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014

## 8.2.2 Strukturelle Veränderungen im Elektrizitätssektor

### Das Wichtigste in Kürze

- Der europäische Binnenmarkt für Strom wird weiter vorangetrieben. Dies intensiviert den Wettbewerb und dämpft die Kosten der Stromerzeugung. Da nationale energiepolitische Entscheidungen mit den Vorgaben des EU-Binnenmarkts vereinbar sein müssen, wirkt die angenommene Europäisierung der Strommärkte nationalen Souveränitätsansprüchen entgegen.
- Der Weg zu einem gemeinsamen Binnenmarkt schließt die Bildung übernationaler Handelsplattformen ein. Dieses sogenannte Markt-Coupling hat in Zentralwesteuropa die Regeln für den Handel von Elektrizität vereinheitlicht und die Effizienz gesteigert. Weitere Nationen werden sich den übernationalen Marktplätzen anschließen.
- Der EU-Emissionshandel ist das zentrale Instrument zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen in Europa. Das aktuell niedrige Preisniveau für Emissionszertifikate ist auf eine geringe Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und verstärkte Nutzung internationaler Emissionsrechte zurückzuführen. Das in 2013 beschlossene Backloading hat kurzfristig nur geringe Auswirkungen auf den CO<sub>2</sub>-Preis. Langfristig wird die vorgesehene Verknappung von Emissionsrechten deren Preis deutlich ansteigen lassen.
- Die technologiespezifische Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor wird auch weiterhin die Basis für die Erreichung der energiepolitischen Erneuerbaren-Ziele bis 2020 sein. Nach 2020 werden im Zuge des Zusammenwachsens der Strommärkte auch die Fördermechanismen für erneuerbare Energien zunehmend europäisiert.
- Durch den neu geschaffenen institutionellen Rahmen (Bundesbedarfsplan, Netzentwicklungspläne etc.) wird der Ausbau der Übertragungsnetze beschleunigt. Vor dem Hintergrund zunehmender Dezentralisierung wird auch das Verteilnetz modernisiert. Diesbezüglich wird zunehmende Sensorik und Interaktion (Smart Grids) eine wachsende Rolle spielen.
- Der verstärkte Netzausbau wird bereits in der kurzen Frist bestehende lokale Knappheit an gesicherter Erzeugungsleistung auflösen. Für die Beibehaltung des überregionalen Versorgungssicherheitsniveaus muss durch ein geeignetes Marktdesign sichergestellt werden, dass ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung steht.
- Nachfrageflexibilität (Demand Side Management) wird an Bedeutung gewinnen. Vor allem Industrieunternehmen mit zeitlich verschiebbaren Produktionsprozessen werden zunehmend flexibel auf Strompreissignale reagieren. Im Bereich der privaten Haushalte ist aufgrund der dortigen Kosten-Nutzen-Verhältnisse eine starke Ausweitung von DSM dagegen nicht zu erwarten. Eine Ausnahme stellt die Elektromobilität dar, welche durch entsprechende Ladeelektronik verschiebbare Lasten bereitstellen kann.
- Sinkende Stromgestehungskosten dezentraler Erzeugungsanlagen bei gleichzeitig steigenden Endverbraucherpreisen in der kurzen und mittleren Frist werden die Eigenenerzeugung und den Selbstverbrauch weiter anreizen. Die Bemessung von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten werden anzupassen sein, um dem Aufbau ineffizienter Versorgungsstrukturen entgegenzuwirken.

Der Wandel der Energieversorgung in Deutschland und Europa hat in den zurückliegenden Jahren deutlich an Geschwindigkeit gewonnen und es gibt keine Anzeichen, dass sich dies in den kommenden Jahren ändern wird. Getrieben vor allem durch die Anstrengungen der Europäischen Union zur Schaffung eines **gemeinsamen Binnenmarkts** für Energie, den Bestrebungen zu einer CO<sub>2</sub>-armen europäischen Wirtschaft (Europäische Kommission, 2011b) und der Entscheidung der Bundesregierung zu einem **langfristigen Umbau der Energieversorgung** hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung in 2010/2011 (Energiewende), werden die strukturellen Veränderungen im Elektrizitätssektor vor allem durch Anforderungen, Konsequenzen und Wechselwirkungen dieser Treiber bestimmt. Dabei ist zusätzlich von Bedeutung, dass das Gelingen der deutschen Energiewende fundamental von den Entwicklungen in Europa abhängig ist und sich daraus Spannungen zwischen nationalen Zielen und europäischer Energiepolitik ergeben können.

Von zentraler Relevanz für diese strukturellen Entwicklungen im Elektrizitätssektor sind dabei die Integration des europäischen Binnenmarkts, der europäische Emissionshandel, die Entwicklung und Förderung erneuerbarer Energien, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, sowie Infrastrukturentwicklungen, Nachfrageflexibilisierung und die Entwicklung der Kernenergie in Deutschland und Europa. Im Folgenden werden diese Determinanten der künftigen stromwirtschaftlichen Entwicklung im Einzelnen erläutert.

#### 8.2.2.1 Integration des europäischen Binnenmarkts

Seit den neunziger Jahren ist die Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarkts für Energie ein vorrangiges Ziel der EU. Durch die Schaffung freier Lieferantwahl und den Abbau von Markteintrittshürden soll die Energieversorgung der europäischen Konsumenten zu einem wettbewerblichen Preis erfolgen. Dazu wurden zuletzt 2009 mit dem **Dritten Energiebinnenmarktpaket** (Europäische Kommission, 2011a) über unterschiedliche Verordnungen und Richtlinien u.a. die Entflechtung vertikal-integrierter Energieversorgungsunternehmen sowie die Regulierung des Versorgungsnetzes adressiert.

Die resultierende Ausweitung des Energiehandels über nationale Grenzen hinaus bewirkt, dass Kraftwerke und Elektrizitätsinfrastruktur in Deutschland den Stromfluss und Strommix in Nachbarstaaten direkt beeinflussen und umgekehrt. Daraus folgt auch eine Beeinflussung der Elektrizitätsnetzplanung sowie des Versorgungssicherheitsniveaus.

Grundsätzlich steht es den EU-Mitgliedsländern zu, ihren Energiemix frei zu wählen. Allerdings müssen entsprechende nationale Instrumente mit europäischen Vorgaben vereinbar sein. Vor dem Hintergrund eines gemeinsamen Wettbewerbs wird daher auf europäischer Ebene die Prüfung von Beihilfe für einzelne Unternehmen durch nationale politische Entscheidungen notwendig. So un-

terliegt aktuell das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und dabei dessen Ausnahmeregelungen für Industrieunternehmen bezüglich der Übernahme der Kosten des EEG sowie das Grünstromprivileg aktuell einer solchen Prüfung.

Auch wenn europäische und nationale energie- und klimapolitische Rechtsnormen grundsätzlich die gleiche Ausrichtung aufzeigen, wird deutlich, dass der gemeinsame Binnenmarkt für Energie **nationalen Souveränitätsansprüchen** in energiepolitischen Fragestellungen zum Teil entgegensteht. Daraus folgt unmittelbar ein Konfliktpotenzial zwischen nationalen Klimaschutz- und energiepolitischen Zielen einerseits und deren Einbettung in europäische Instrumente, wie bspw. dem EU ETS, sowie den europäischen Energiebinnenmarkt andererseits.

Der Weg hin zu einem gemeinsamen Binnenmarkt für Energie ist dabei aus ökonomischer Sicht sinnvoll, bietet weitreichende **Synergieeffekte** und damit verbundene Kosteneffizienzvorteile. Durch die Auflösung nationaler Marktplätze wird die Liquidität und Transparenz erhöht sowie Flexibilität und damit Versorgungssicherheit des europäischen Elektrizitätssystems verbessert. Dies trägt zu einer wirtschaftlichen und sicheren Stromversorgung bei, wovon auch die übrigen Wirtschaftszweige profitieren.

Das Fundament für den europäischen Binnenmarkt für Energie stellt der Großhandelsmarkt für Elektrizität dar. Die **Preissignale**, welche vom Großhandelsmarkt ausgehen, dienen der Steuerung der Aktivitäten in der Elektrizitätserzeugung und grundsätzlich auch der Stromnachfrage. Durch den Handel von Elektrizität mit unterschiedlicher Fristigkeit am Intraday-, Day-Ahead- und Forward-Markt stehen dabei entsprechende Preisinformationen über verschiedene Zeithorizonte zur Verfügung. Während kurzfristige Preissignale im Intraday- und Day-Ahead-Markt einen effizienten Speicher- und Kraftwerkseinsatz unterstützen, werden gleichzeitig Anreize für die Flexibilisierung der Nachfrage geschaffen. Zusammen mit den Informationen der Forward-Märkte werden effiziente Investitionen in Technologien angeregt.

Um die Vollendung des Strombinnenmarktes schrittweise voran zu bringen, findet aktuell in mehreren europäischen Regionen die Bildung übernationaler Marktgebiete statt. Bereits 2005 wurde dazu das **Pentalaterale Energieforum** für Nordwesteuropa gegründet, in welchem die Regierungen Deutschlands, Frankreichs, Belgiens, der Niederlande, Luxemburgs und Österreichs gemeinsam mit Regulatoren, Netzbetreibern, Marktplatzbetreibern und -teilnehmern die Kopplung der Strommärkte in einer gemeinsamen Central Western Europe Marktregion (CWE) anstreben. Seit der Unterzeichnung der gemeinsamen Absichtserklärung (Pentalateral Energy Forum, 2007) im Jahr 2007, in dem die Bildung eines Lastfluss basierten Market Couplings als Zielsetzung definiert wurde, sind die nationalen Marktplätze zunehmend in einem überregionalen Marktplatz aufgegangen. Dabei bezeichnet **Market Coupling** die gemeinsame Verauktionierung von Strommengen und Grenz-

leitungskapazitäten. Damit schafft das Market Coupling nicht nur einen grenzüberschreitenden Marktplatz, sondern beseitigt auch Ineffizienzen infolge der bislang praktizierten sogenannten expliziten Versteigerung von Grenzleitungskapazitäten. Bei expliziten Versteigerungen muss auf Basis bilateraler Verträge internationale Übertragungskapazität erst erworben werden, bevor entsprechende Strommengen international gehandelt werden konnten. Dagegen werden bei sogenannten impliziten Versteigerungen Strommengen und hierzu erforderliche internationale Transportkapazitäten gekoppelt versteigert. Dies ist von großer Wichtigkeit, da die gemeinsame Markträumung von Geboten unterschiedlicher Länder im Einklang mit Netzrestriktionen erfolgen muss.

Bereits seit 2010 findet in der CWE-Region ein Market Coupling mit festen Leistungswerten für die Grenzleitungen (Available Transfer Capacity, ATC) statt und führte zu einer deutlichen Konvergenz der Preise über nationale Grenzen hinweg. Als nächster Schritt sollen bis Mitte 2014 die Kapazitäten der Grenzleitungen nicht mehr über feste, sondern über **Lastfluss basierte Leistungswerte** abgebildet werden. Dadurch werden die verfügbaren Grenzleitungskapazitäten effektiv erhöht, somit Netzengpässe vermieden, die Konvergenz der Preise gestärkt und als Folge dessen ein kostenminimierender Einsatz und Zubau von Kraftwerkskapazität unterstützt.

In der Vergangenheit wurden bereits weitreichende Maßnahmen zur Erreichung eines gemeinsamen europäischen Binnenmarkts für Elektrizität ergriffen. Für die Erreichung dieses Ziels und eine effiziente Ausgestaltung dieses Marktplatzes sind neben einer Beibehaltung der aktuellen Entwicklung allerdings weitere Schritte notwendig. So sollte der **Ausbau des Market Couplings** weiter zunehmen und Nord- sowie Osteuropa zunehmend mit der CWE-Region gekoppelt werden.

Zunehmend sollten auch **Ausgleichsmechanismen** wie beispielsweise Redispatch und Regelarbeit nach europaweit einheitlichen Regeln organisiert und untereinander abgestimmt werden, wodurch sich die Kosten für diese Maßnahmen reduzieren lassen. Mit dem Ziel der Kostenminimierung sollte somit in naher Zukunft der regulatorische Rahmen angepasst und die Koordination der Netzbetreiber verbessert werden (Kunz, Zerrahn, 2013).

Die Entwicklung des gemeinsamen Binnenmarkts für Energie sollte jedoch weiterhin hinsichtlich der Umsetzbarkeit aufgrund von **netztechnischen Restriktionen** untersucht werden. So erlaubt eine übernationale einheitliche Preiszone zwar eine Minimierung der Gesamtkosten der Elektrizitätserzeugung, erhöht allerdings bei starken Netzrestriktionen den Aufwand in der Kraftwerkseinsatzplanung und dessen Anpassung beispielsweise durch Redispatch. Bedingung für eine einheitliche Preiszone ist daher ein entsprechender Netzausbau (siehe Abschnitt 8.2.2.4.1). Sollte der Netzausbau nicht rechtzeitig erfolgen, sind unterschiedliche Preiszonen

zu diskutieren, welche sich an der Netztopologie und den Netzrestriktionen orientieren.

#### 8.2.2.2 Emissionshandel in der europäischen Union

Der EU-Emissionshandel ist das zentrale Instrument zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa. Durch die Begrenzung und anschließende Verauktionierung von Emissionsrechten („Cap and Trade“) sollen die **externen Kosten der Klimagasemissionen** internalisiert und ein wirtschaftlicher Anreiz zur Emissionsreduktion gegeben werden. Nach dem Abschluss der Pilotphase (2005-2007) sowie des ersten Verpflichtungszeitraums des Kyoto-Protokolls (2008-2012) läuft 2013-2020 die dritte Umsetzungsphase des EU-Emissionshandels, welche mit umfassenden Änderungen einhergeht. Insbesondere wird die EU-weite jährliche Emissionsgrenze bis 2020 um 1,74 % pro Jahr abgesenkt. Mit den Treibhausgasemissionen aus Elektrizitäts- und Wärmeerzeugungsanlagen mit einer Wärmeleistung ab 20 MW<sub>therm</sub>, ausgewählten Branchen der energieintensiven Industrie, der zivilen Luftfahrt sowie einzelner chemischer Industrien erfasst der Emissionshandel ungefähr die Hälfte der gesamten Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union.

Die Finanz- und Wirtschaftskrise ab 2007 und die damit verbundene Dämpfung des Energieverbrauchs sowie eine zunehmende Anrechnung von internationalen Emissionsrechten (nach den Flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls: Joint Implementation (JI), Clean Development Mechanism (CDM) und International Emissions Trading (IET)), führen absehbar zu einem **Überschuss an Emissionsrechten** in der aktuellen Handelsperiode bis 2020 in Höhe von geschätzt 1,8 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> (1,8 Gt CO<sub>2</sub> – zum Vergleich betragen die gesamten gemeldeten Emissionen in 2011: 1,9 Gt CO<sub>2</sub>). Dieser Überschuss führte zu einem deutlichen Rückgang des Zertifikat-Preisniveaus (Europäische Kommission, 2012).

Im Jahr 2013 gab es drei Abstimmungen im Europäischen Parlament über kurzfristige Anpassungen des Emissionshandels zur Stützung des Zertifikatspreises. Nachdem eine erste Abstimmung zum sogenannten **Backloading** im April abgelehnt wurde, stimmte das Parlament im Juli und Dezember 2013 für ein Zurückhalten von 900 Millionen Zertifikaten (0,9 Gt CO<sub>2</sub>) für den Zeitraum 2013 bis 2015.

Ausgehend von dieser Situation haben wir in unterschiedlichen Sensitivitätsrechnungen CO<sub>2</sub>-Preise ermittelt und auf Robustheit hinsichtlich der europäischen Zielsetzung untersucht. Trotz des Backloadings erwarten wir nur einen Anstieg des Preisniveaus von ungefähr 4 EUR<sub>2011</sub>/t CO<sub>2</sub> im Juli 2013 auf 10 EUR<sub>2011</sub>/t CO<sub>2</sub> in 2020. Hierbei wurde die Möglichkeit eines Übertrages von Emissionsrechten in die Folgeperiode des ETS nach 2020 (das sogenannte Banking) berücksichtigt.

Die Rückführung der Überschusszertifikate aus dem Backloading und die **langfristige Verknappung der Zertifikate** mit 2,2 % nach 2020 führt dann zu einem deutlichen realen Preisanstieg bis 2030 auf 40 EUR<sub>2011</sub>/t CO<sub>2</sub> und 76 EUR<sub>2011</sub>/t CO<sub>2</sub> in 2050. Die Preisentwicklung ist in Tabelle 8.2.2.2-1 dargestellt. Dabei zeigt sich in der langen Frist ein deutlich höheres CO<sub>2</sub>-Preisniveau als noch im Referenzszenario der Energieszenarien 2010 (Prognos, 2010). Die Ursachen hierfür sind, dass das zwischenzeitlich niedrigere Preisniveau zu Nachholeffekten führt und in Referenzprognose und Trendszenario von global stärkeren Klimaschutzanstrengungen ausgegangen wird.

*Tabelle 8.2.2.2-1: Reale und nominale CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise in der Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011 – 2050, in EUR/t CO<sub>2</sub>*

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis (EUR/t CO <sub>2</sub> ) (reale Preise, Basis 2011)	13	10	25	40	65	76
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis (EUR/t CO <sub>2</sub> ) (nominale Preise)	13	12	34	61	124	181

*Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014*

Für diese Preisentwicklung und damit die Anreizwirkung und Wirksamkeit des Zertifikatshandels sind ein glaubwürdiger Emissionsminderungspfads sowie eine Minimierung der Unsicherheiten im Markt zentrale Voraussetzung. Der Referenzprognose liegt die Annahme zugrunde, dass auf europäischer Ebene zeitnah verbindliche Ziele für die Treibhausgasemissionen für den Zeitraum nach 2020 hinaus festgelegt werden.

Zusätzlich spielt in der mittleren und langen Frist die Kopplung des ETS mit **internationalen Klimaschutzanstrengungen** eine zunehmende Rolle. Bereits bevor das Kyoto Protokoll durch die United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) 2005 in Kraft getreten ist, hatte die Working Group III des International Panel on Climate Change (IPCC) in ihrem dritten Sachstandsberichts in Modellrechnungen gezeigt, dass die Gesamtkosten der Treibhausgasvermeidung über flexible Mechanismen deutlich reduziert werden können. So konnten in Europa in den vergangenen Jahren über 6.800 CDM-Projekte registriert und über 1,3 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent verifiziert werden. Zwar wird durch die flexiblen Mechanismen die Anreizwirkung des ETS innerhalb Europas vermindert, dafür wird der Klimaschutz zu geringeren Kosten ermöglicht. Unsere Modellrechnungen haben ergeben, dass für eine Erreichung der europäischen Emissionsminderungsziele ohne eine Kopplung des ETS mit internationalen Instrumenten zur Reduktion von Treibhausgasemissionen in der langen Frist CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise von deutlich über 100 EUR<sub>2011</sub>/t CO<sub>2</sub> erreicht würden. Die zunehmende Öffnung des europäischen CO<sub>2</sub>-Regimes hin zu internationalen Klimaregimen hilft, um Ziel-



konflikte zwischen Klimaschutz und internationaler Wettbewerbsfähigkeit sowie Verlagerungen CO<sub>2</sub>-intensiver Produktionen (Carbon Leakage) zu begrenzen und die gesellschaftliche Akzeptanz von Klimaschutz zu erhalten.

Nachdem in den Jahren nach Inkrafttreten des Kyoto Protokolls bis ca. 2009 die Konferenzen des UNFCCC nur geringe Fortschritte in Bezug auf ein internationales Klimaschutzabkommen mit einem völkerrechtlich bindenden Ziel für Treibhausgasemissionen machen konnten, gaben die Ergebnisse der Folgekonferenzen in Cancún (2010), Durban (2011) und Doha (2012) diesbezüglich Anlass zu mehr Optimismus. Neben der Einigung auf eine Verlängerung des Kyoto Protokolls bis 2020, wurde ein Inkrafttreten eines neuen internationalen Klimaschutzabkommens in 2015 für die Zeit nach dem Kyoto Protokoll (**Durban Platform for Enhanced Action**) in Aussicht gestellt. Auch wenn dies in bei der Folgekonferenz in Warschau (2013) keine umfangreiche Fortführung gefunden hat, zeigen sich zunehmende Klimaschutzaktivitäten einzelner Nationen und Organisationen außerhalb eines internationalen Klimaschutzabkommens, wie beispielsweise die geplante CO<sub>2</sub>-Steuer in China.

Unter Berücksichtigung dieser Entwicklung sowie der Erfahrungen der vergangenen Jahre bezüglich der Komplexität internationaler Verhandlungen geht die Studie langfristig von einer moderaten Zunahme internationaler Klimaschutzanstrengungen und einer zunehmenden Anbindung des EU ETS an diese Maßnahmen aus. Somit erwarten wir insbesondere nach 2030 eine zunehmende Anrechnung internationaler Emissionsrechte im europäischen ETS. Dadurch kann der CO<sub>2</sub>-Preis gedämpft und die Akzeptanz der Klimapolitik gestärkt werden.

#### **Infobox 8-5: Die Bedeutung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreises für die Kosten der Stromerzeugung**

Durch die Einführung des EU-Emissionshandels (Emission Trading System - ETS) sind Verursacher aus dem ETS-Sektor (Stromerzeugung, energieintensive Industrie u.a.) verpflichtet, für jede emittierte Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent die entsprechenden Emissionsrechte in Form von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten nachzuweisen. Daraus ergeben sich für die Nutzung fossiler Energieträger zusätzliche Kosten, welche in der folgenden Beispielrechnung exemplarisch quantifiziert werden.

Aufgrund ihrer unterschiedlichen Kohlenstoffintensität werden bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe pro Primärenergieeinsatz unterschiedliche Mengen CO<sub>2</sub> emittiert. Entsprechende CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren und -Ausstöße werden beispielhaft nachfolgend für moderne Steinkohlekraftwerke (SK), Braunkohlekraftwerke (BK) und Gas-und-Dampfkraftwerke (GuD) überschlagen.

	SK	BK	GuD
Emissionsfaktor [t CO <sub>2</sub> /MWh <sub>therm</sub> ]	0,335	0,406	0,201
Wirkungsgrad [%]	46	43	60
Primärenergieeinsatz [MWh <sub>therm</sub> /MWh <sub>el</sub> ]	2,2	2,300	1,700
spezifischer CO <sub>2</sub> - Ausstoß [t CO <sub>2</sub> /MWh <sub>el</sub> ]	0,730	0,940	0,330

Unter den angenommenen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen (vgl. Tabelle 8.2.2.2-1) ergeben sich unterschiedliche Kosten für die Emissionen aus der Erzeugung von einer Megawattstunde Strom. Für Steinkohlekraftwerke ergeben sich Kosten in Höhe von 7,3 EUR<sub>2011</sub>/MWh<sub>el</sub> in 2020 und 29,1 EUR<sub>2011</sub>/MWh<sub>el</sub> in 2030. Braunkohlekraftwerke sind aufgrund des höheren spezifischen Ausstoßes mit 9,4 EUR<sub>2011</sub>/MWh<sub>el</sub> in 2020 und 37,6 EUR<sub>2011</sub>/MWh<sub>el</sub> in 2030 stärker belastet. Mit 3,3 EUR<sub>2011</sub>/MWh<sub>el</sub> in 2020 und 13,4 EUR<sub>2011</sub>/MWh<sub>el</sub> in 2030 sind die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate von GuD-Kraftwerken vergleichsweise gering.

Es zeigt sich, dass bei steigenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen die brennstoffspezifischen Kosten für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate unterschiedlich stark zunehmen. Aufgrund der vergleichsweise moderaten Steigerungen der Brennstoffkosten (vgl. Abschnitt 4.1) wächst außerdem der Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionskosten an den Gesamtkosten, abhängig von den Emissionsfaktoren der einzelnen Brennstoffe, deutlich an.

### 8.2.2.3 Entwicklung erneuerbarer Energien

#### 8.2.2.3.1 Historische Entwicklung

Das **Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien** (EEG) hat seit seiner Implementierung im Jahr 2000 eine Veränderung der gesamten Stromerzeugungsstruktur in Deutschland bewirkt. Während der überwiegende Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung vor 2000 aus Wasserkraft gewonnen wurde, ist der Erneuerbaren-Mix inzwischen deutlich differenzierter und sein Anteil an der gesamten Stromerzeugung ist bis Ende 2012 auf über 20 % angewachsen.

Die Förderung mittels Einspeisevorrang und gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen für Strom aus erneuerbaren Energien führte bis zur Novellierung im Jahr 2008 zunächst zum Bau von Windenergieanlagen und Biomassekraftwerken. Dabei versechsfachte sich die Erzeugung aus Biomassekraftwerken zwischen 2000 und 2008 und betrug in 2008 27,5 TWh. Für die Erzeugung aus Wind-

energie zeigte sich im gleichen Zeitraum eine ähnliche Entwicklung, hier nahm die Erzeugung um den Faktor 4 zu (40,5 TWh in 2008). Auch im Zuge der Überarbeitungen des EEG setzt sich dieser Trend weiter fort.

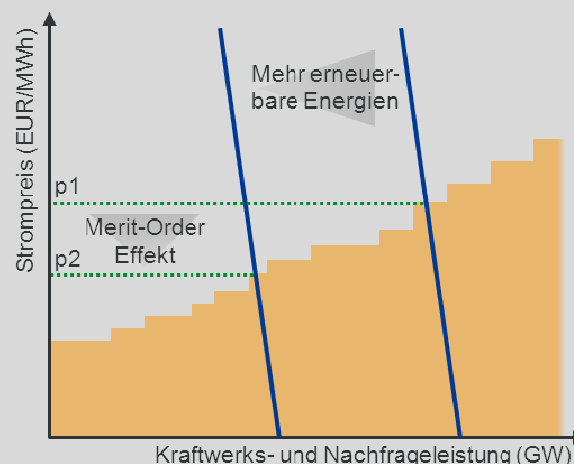
In den letzten Jahren hat vor allem der Ausbau von Photovoltaik stark zugenommen. Zwischen 2009 und 2012 lag die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate für installierte Photovoltaikkapazität bei ca. 14 %. In absoluten Werten lag der Photovoltaik-Zubau bei 4,45 GW in 2009, 6,99 GW in 2010, 7,48 GW in 2011 und 7,60 GW in 2012. Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. meldet den schwächsten Photovoltaik-Zubau seit fünf Jahren: 2013 sind in Deutschland lediglich 124.000 neue Solarstromanlagen mit einer Leistung von zusammen 3.304 Megawattpeak (MWp) neu installiert worden. Diese rückläufige Entwicklung ist u.a. auf die Einführung eines jährlichen Ausbaukorridors von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr zurückzuführen.

#### 8.2.2.3.2 Auswirkung auf die Märkte

Durch den Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien und ihre variablen Kosten von nahezu Null verdrängen die erneuerbaren Energien konventionelle Erzeugung und senken über den sogenannten Merit-Order Effekt den Strompreis an der Börse. Der Effekt lässt sich illustrieren anhand einer Rechtsverschiebung der Stromangebotskurve bei einer vergleichsweise unelastisch angenommenen Stromnachfrage. Alternativ lässt sich der Merit-Order Effekt darstellen durch eine Linksverschiebung der Residualnachfrage, die vom konventionellen Kraftwerkspark zu decken ist (vgl. Abbildung in der Infobox 8-6).

#### Infobox 8-6: Merit-Order Effekt

Der Merit-Order Effekt beschreibt die preissenkende Wirkung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien auf die Strompreise auf Großhandelsebene (Börsenpreise). Die folgende Abbildung stellt den Merit-Order Effekt dar.



Der Merit-Order Effekt kann anhand einer Veränderung der Residualnachfrage, d.h. demjenigen Teil der Stromnachfrage, der nicht durch erneuerbare Energien gedeckt wird, quantifiziert werden. Eine höhere Einspeisung von erneuerbaren Energien führt hier, bei gegebenem konventionellem Kraftwerkspark, zu einer Reduzierung der Residualnachfrage. Dies führt zu einer Linksverschiebung des Schnittpunkts von Angebots- und Nachfragekurve und somit zu einem niedrigeren Großhandelspreis. Die Differenz der beiden Großhandelspreise  $p_1$  und  $p_2$  wird als Merit-Order Effekt bezeichnet.

Bei der Quantifizierung des Merit-Order Effekts ist zwischen der kurzen und langen Frist zu unterscheiden. In der kurzen Frist gilt der Kraftwerkspark als gegeben, in der langen Frist sind Anpassungen durch Neubauten und Stilllegungen von Kraftwerken möglich.

In der langen Frist hängt die Höhe des Merit-Order-Effekts wesentlich davon ab, ob und inwieweit sich der konventionelle Kraftwerkspark optimal an den EE-Ausbau anpassen kann. Eine Anpassung des Kraftwerksparks führt zu einem niedrigeren Merit-Order Effekt.

Für das Jahr 2006 quantifizieren (Sensfuß, Ragwitz 2007) einen Merit-Order Effekt in Höhe von  $-7,8 \text{ EUR}_{2011}/\text{MWh}$ , allerdings ohne Berücksichtigung von Anpassungen des konventionellen Kraftwerksparks und der Möglichkeit des Stromaustauschs mit dem Ausland. In (Sensfuß, 2011) wird die gesamte EEG-vergütete EE-Menge und eine exogene Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks bei der Berechnung des Merit-Order Effekts berücksichtigt. Für die Jahre 2007 bis 2010 quantifizieren die Autoren demnach einen Merit-Order Effekt von  $-5$  bis  $-6 \text{ EUR}_{2011}/\text{MWh}$ .

Um den Merit-Order Effekt ab 2015 abzuschätzen, werden in (Fürsch et al., 2012) zwei Szenariorechnungen durchgeführt.<sup>40</sup> Das Referenzszenario basiert auf dem Austiegsszenario von (Schlesinger et al., 2011). Im Szenario „Ohne EE“ wurde gegenüber dem Referenzszenario der Stand der erneuerbaren Energien auf dem Niveau von 2010 eingefroren. Dies ermöglicht die Quantifizierung des Merit-Order Effekts für die erneuerbaren Energien, die nach 2010 gebaut wurden. Der Merit-Order Effekt beläuft sich nach dieser Rechnung für das Jahr 2015 auf  $-2 \text{ EUR}_{2008}/\text{MWh}$  und wächst bis auf  $-10 \text{ EUR}_{2008}/\text{MWh}$  in 2030.

Es wird zudem gezeigt, dass Preiseffekte nicht mit Kosten- bzw. Wohlfahrtseffekten verwechselt werden dürfen. Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (im Durchschnitt) noch teurer ist als aus konventionellen Energien, steigen die Gesamtkosten der Stromerzeugung durch den forcierten EE-Ausbau an. Zudem führt der Ausbau von erneuerbaren Energien zu Umverteilungen von Mitteln innerhalb der Volkswirtschaft. So führt der Merit-Order

40 Die Szenariorechnungen unterstellen hierbei eine optimale Planung des Kraftwerksparks.

Effekt zu reduzierten Erlösen für Betreiber konventioneller Kraftwerke, während Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien profitieren. Abhängig von der Verbrauchergruppe werden vor allem Stromverbraucher mit vergleichsweise geringen Verbräuchen (bspw. private Haushalte) insgesamt stärker belastet.

#### 8.2.2.3.3 Europäisierung des Ausbaus erneuerbarer Energien und Entwicklung der Fördersysteme

Mit dem EEG werden die erneuerbaren Energien mittels Einspeisevorrang und **technologiespezifischen Vergütungssätzen** gefördert. Der Referenzprognose liegt die Annahme zugrunde, dass das EEG als technologiespezifisches Förderinstrument bis 2020 beibehalten wird. Grundsätzlich gilt, dass sich der Ausbau für diesen Zeitraum an den Zielen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien (NREAP) orientiert.

Ab 2020 erfolgt der Ausbau von erneuerbaren Energien durch zunehmende **grenzüberschreitende Kooperationen**. Dabei sind diese Kooperationen zunächst auf den Verbund mehrerer Staaten (Cluster) in unterschiedlichen, aber aneinander angrenzenden Regionen Europas beschränkt. Das Cluster bildet einen Markt ab, in welchem die unterschiedlichen nationalen Interessen zur Förderung der erneuerbaren Energien koordiniert werden. Da diese Kooperationen den koordinierten Ausbau der erneuerbaren Energien begünstigen, werden im Cluster Synergieeffekte erzielt, die sich insbesondere in Kosteneinsparungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien widerspiegeln. Deutschland ist Teil eines Clusters mit Nordseeanrainerstaaten, in welchem u.a. der Wind Onshore und Offshore Ausbau an geeigneten Standorten stattfindet. Hieraus folgt, dass erneuerbare Anlagen nun außerhalb nationaler Landesgrenzen gefördert werden können.

Konkret bedeutet dies, dass sich in den einzelnen Clustern Gesamtziele auf Basis von nationalen Zielen für den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch sowie nationalen Bruttostromverbräuchen ergeben, deren Erreichung über grenzüberschreitende Maßnahmen begünstigt wird. Dabei werden die Kosten des korrespondierenden Ausbaus erneuerbarer Energien anteilig entsprechend der nationalen Ziele verteilt. Der Kostenanteil, der durch Deutschland übernommen wird, wird – vergleichbar dem aktuellen nationalen Fördersystem - auf den deutschen Verbraucher umgelegt. Damit wird die nationale Zielerreichung für einen bestimmten Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zum Teil durch den von Deutschland finanzierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Ausland realisiert. Neben dem Nordseecluster bilden sich weitere Cluster, so z.B. im Süden und Osten Europas.

Zunehmende Kooperationen sorgen auch langfristig (2035-2050) für einen koordinierten Ausbau, wobei die Investitionen in Anlagen

für erneuerbare Energie durch gezielte Abwägungen von Standortfaktoren und Kosten der jeweiligen Technologien innerhalb Europas bestimmt sind. Damit münden die sich bereits gebildeten Cluster innerhalb Europas ab 2035 in einem **gesamteuropäischen Instrument für erneuerbare Energien**.

In der Referenzprognose bzw. dem Trendszenario gehen wir nicht davon aus, dass bis 2050 signifikante Elektrizitätsmengen aus Regionen außerhalb Europas importiert werden. Beispielsweise bleibt das Projekt Desertec, welches über solarthermische Kraftwerke bis 2050 15 % des europäischen Stromverbrauchs mit Elektrizität aus Nordafrika decken wollte, deutlich hinter den Erwartungen zurück. Außerdem sind durch Rückzüge zahlreicher Gesellschafter des Projekts, u.a. Bosch und Siemens, bei gleichzeitigen Überkapazitäten im europäischen Elektrizitätssystem, steigender Stromnachfrage und politischer Unsicherheit im Norden Afrikas Stromlieferungen nach Europa tendenziell unwahrscheinlicher geworden. (Asendorf, 2013)

#### 8.2.2.4 Infrastrukturentwicklung

Da Elektrizität eine leitungsgebundene Energie ist, spielt die Entwicklung der Infrastruktur für die Stromversorgung eine zentrale Rolle. Wie bereits in Abschnitt 8.2.2.1 verdeutlicht, ist für die Vollendung eines funktionierenden gemeinsamen europäischen Strombinnenmarkts weiterer **Netzausbau** grundlegend. Auch der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen, vor allem durch die Förderungen des EEG sowie des KWKG, verlangt nach einer Weiterentwicklung des Versorgungsnetzes. Damit rückten Netzfragen in den vergangenen Jahren zunehmend ins Zentrum der energiepolitischen Diskussion.

##### 8.2.2.4.1 Netzausbau

Die Wechselstromtechnik erlaubte es schon in den Anfängen der elektrischen Energieversorgung, Energie über weite Strecken zu transportieren, um ein besseres Primärenergieangebot nutzbar zu machen. So entwickelte sich in Deutschland bereits in den 1920er Jahren aus regionalen Netzen der Großstädte ein übergeordneter Verbund, der es erlaubte, z.B. Kohlen aus dem Rheinischen Revier oder dem Ruhrgebiet oder alpine Wasserkraft für die überregionale Stromversorgung zu nutzen. Daraus entwickelte sich im zurückliegenden Jahrhundert ein europäisches Netz mit differenzierten Spannungsebenen: Während das Übertragungsnetz für den Transport elektrischer Energie über weite Strecken konzipiert wurde und hierfür zur Minimierung von Verlusten Höchstspannung nutzt, sorgt das Verteilnetz für die Distribution der Energie an die Verbraucher mit Anschluss im Mittel- und Niederspannungsnetz.

Ein wichtiger Teil der Diskussion zum Netzausbau betrifft das Übertragungsnetz. Zwei Entwicklungen treiben den Ausbaubedarf. Wie in Abschnitt 8.2.2.1 beschrieben, ist zum einen der **grenzüberschreitende Ausbau des Übertragungsnetzes** nötig, um

den gemeinsamen europäischen Binnenmarkt für Energie weiter zu entwickeln. Dies betrifft nicht nur einzelne grenzüberschreitende Leitungen, sondern auch Netzverstärkung „im Hinterland“ (nachgelagerte Netze, Transformatoren etc.). Nur so können Engpässe beseitigt und eine weitere Preiskonvergenz erzielt werden.

Zum anderen kam es ab dem Jahr 2000 mit Einführung des EEG, welches aus dem Stromeinspeisegesetz von 1991 hervorging, zu einer deutlichen **Relokalisierung der Einspeisung elektrischer Energie** im deutschen Versorgungsnetz. Insbesondere der starke Ausbau der Wind Onshore im Norden der Republik und die damit einhergehende Zunahme regionalen Elektrizitätsüberschusses resultierte in zunehmendem Bedarf an Transportkapazität, um den Strom zu den Verbrauchszentren im Süden zu transportieren.

Eine Verschärfung dieser Situation erfolgte durch die Abschaltung von Kernkraftwerken im Rahmen des Kernkraftwerksmoratoriums und dem anschließend beschlossenen **Kernenergieausstieg** nach den Ereignissen in Fukushima im März 2011.

Daraus resultierte ein zusätzlicher **Bedarf an Übertragungsleistung** und eine Situation mit erheblichen Verzögerungen in der Umsetzung des Netzausbaus. Nach Angaben der Bundesregierung (Bundesregierung, 2012) sind die wesentlichen Gründe für die Verzögerungen:

- langjähriger Streit über den energiewirtschaftlichen Bedarf des Stromnetzausbaus,
- geringe Präsenz des Netzausbaus in der öffentlichen Diskussion,
- der Verkauf der Übertragungsnetze durch die ehemals vertikal integrierten Versorgungsunternehmen,
- die sogenannte Lastenträgerproblematik: Regionen, die die Lasten des Ausbaus tragen, sind im allgemeinen nicht an der Wertschöpfung des Netzausbaus beteiligt,
- gesetzliche Schwierigkeiten sowie mangelnde Erprobung von Erdkabelsystemen und Unklarheiten über deren Umwelteinwirkungen,
- Konflikte zwischen Netzausbau und Umwelt- und Naturschutz.

Diese Sachverhalte und die daraus resultierenden Verzögerungen wurden bereits 2009 durch das **Energieleitungsausbaugesetz** (EnLAG) und zwei Jahre später durch die Novellierung des EnWG adressiert. Im EnLAG enthalten sind aktuell 23 Netzprojekte, welche das Netz ausbauen oder verstärken sollen. Durch das EnLAG soll insbesondere die Realisierung des Netzausbaus beschleunigt werden. Dazu führt die Bundesnetzagentur vierteljährig ein Monitoring der Vorhaben durch. Dabei zeigt sich aktuell weiter eine deutliche Verzögerung der Umsetzung. Allerdings ist festzuhalten, dass sich fast alle Vorhaben in einem fortgeschrittenen Stadium

der Raumordnungs- beziehungsweise Planfeststellungsverfahren befinden. Selbst mit diesen Verzögerungen könnten nach aktueller Erwartung sämtliche EnLAG-Projekte bis 2020 erfolgreich umgesetzt werden (Gerbaulet et al., 2013).

Zusätzlich zum EnLAG wurde ein fünfstufiges Verfahren für einen optimierten Netzausbau im Rahmen der EnWG-Novelle von 2011 etabliert. Dieses jährliche Verfahren erlaubt es, flexibel auf aktuelle Veränderungen im Elektrizitätsversorgungssystem zu reagieren und den Netzausbau entsprechend anzupassen. Zu Beginn steht dabei der Szenariorahmen, welcher die wahrscheinliche Entwicklung der deutschen Elektrizitätsversorgung in der kommenden Dekade beschreibt. Auf Basis dieses Szenariorahmens werden im zweiten Schritt der **Netzentwicklungsplan (NEP)**, der **Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)** und die **Strategische Umweltprüfung (SUP)** erarbeitet.

Die Netzentwicklungspläne müssen dabei alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie notwendig sind (EnWG §12b). In der Erstellung der Netzentwicklungspläne und in der Umweltprüfung sind Beteiligungsrunden von Bürgern, Verbänden und Behörden enthalten. Die sich aus den Netzentwicklungsplänen und der Umweltprüfung ergebenden Maßnahmen werden anschließend von der Bundesnetzagentur überprüft und in den **Bundesbedarfsplan** aufgenommen, welcher ähnlich dem EnLAG die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dokumentiert und die Umsetzung beschleunigen soll. Abschließend werden in den letzten beiden Stufen des Verfahrens die Korridore und die jeweiligen Zuständigkeiten für den Ausbau definiert. Aktuell befindet sich der zweite Netzentwicklungsplan (NEP 2013) in der Erstellung. Dabei zeigten sich durch Aktualisierungen der Projekte im EnLAG sowie zwischen dem Netzentwicklungsplan 2012 und 2013 die Vorteile des aktualisierten institutionellen Rahmens für die Planung des Netzausbaus.

Die Etablierung der Netzentwicklungspläne und die anschließende Definition notwendiger Projekte im Bundesbedarfsplan haben die größten Schwierigkeiten im Netzausbau der vergangenen Jahre adressiert. Damit ist davon auszugehen, dass nach anfänglichen Verzögerungen der Netzausbau in den kommenden Jahren in engerer Abstimmung und im Gleichschritt mit den Entwicklungen des Elektrizitätsversorgungssystems erfolgt. Gleichzeitig haben die prognostizierten Kosten für den Netzausbau gezeigt, dass dieser nach NEP 2013 (zweiter Entwurf) mit 22 Mrd. EUR für die kommende Dekade zu realisieren ist.

Bisher wurde das Netz hauptsächlich in einer Top-Down-Struktur geplant und betrieben. Über das Übertragungsnetz wird elektrische Energie über weitere Strecken transportiert und anschließend über Transformatorkopplungen hierarchisch in niedrigere Spannungsebenen über das Verteilnetz zu den Verbrauchern geleitet.



Die energiepolitischen Ziele bezüglich erneuerbarer Energien und effizienter Kraft-Wärme-Kopplung und deren Instrumente EEG und KWKG haben dazu geführt, dass es zu einem starken **Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen** gekommen ist, die – abhängig von der Erzeugungsleistung – vornehmlich in niedrigen Spannungsebenen angeschlossen wurden. Die zunehmende Erzeugung im Verteilnetz kann weitreichende Folgen für die lokale Versorgungssicherheit haben. Dabei sind Fragen der Spannungsqualität als auch der Netzsicherheit von zentraler Bedeutung.

Während in niedrigen Spannungsebenen des Verteilnetzes vor allem durch Neubau und Umrüstungen der Netzbetriebsmittel primär die Aufnahme dezentraler Energiemengen unter Einhaltung der Spannungsqualitätsstandards sichergestellt werden muss, resultiert aus der Umkehr des Lastflusses von niedrigen in höhere Spannungsebenen die Notwendigkeit einer Anpassung von Betriebsmitteln beispielsweise zur Gewährleistung der Netzsicherheit und den Zubau von Transformatorleistung. Die dena Verteilnetzstudie zeigt darüber hinaus auf, dass die Kosten für den Ausbau in den unterschiedlichen Spannungsebenen sehr unterschiedlich ausfallen. So ergeben sich trotz des mengenmäßig geringeren Ausbaubedarfs mit Abstand die höchsten Kosten auf der Hochspannungsebene (im Szenario NEP 2012 (NEP, 2012)) mit 16,1 Mrd. EUR von insgesamt 27,5 Mrd. EUR bis 2030, während das Nieder- und Mittelspannungsnetz nur 3,6 Mrd. bzw. 7,8 Mrd. EUR ausmachen.

Folglich zeigt sich ein signifikanter Netzausbaubedarf ebenfalls im Verteilnetz. Dieser ist für das Erreichen energiepolitischer Ziele gerade bezüglich der Versorgungssicherheit und der **Integration erneuerbarer Energien** grundlegend. Die dena Verteilnetzstudie (dena, 2012) zeigt zusätzlich, dass für einen ordnungsgemäßen Umbau des Verteilnetzes der regulatorische Rahmen als auch bezüglich des gesamten Netzausbaus die Koordination zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber verbessert werden muss.

Die Ursachen für die Verzögerungen des Netzausbaus im Übertragungsnetz treffen auf die regionalen Verteilnetze nicht gleichermaßen zu. Allerdings ist trotzdem ggf. durch institutionelle Anpassungen der **Netzausbau im Verteilnetz** sicherzustellen, da ein ausreichender Ausbau des gesamten Elektrizitätsversorgungsnetzes die Grundlage für die Erreichung der Ziele des Energiekonzepts ist.

#### 8.2.2.4.2 Smart Grids

Wie im vorigen Abschnitt erläutert, entsteht durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien umfassender Anpassungsbedarf im Bereich der Netzinfrastruktur im deutschen Stromversorgungssystem. Dies gilt auch für die Verteilnetzebene, da ein Großteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in die Mittel- und Niederspannungsnetze eingespeist wird. Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen somit

vermehrt Erzeugungsüberschüsse auf niedrigen Spannungsebenen, die zu Rückflüssen in die übergeordneten Ebenen führen, so dass die Verteilnetze auf **bidirektionale Lastflüsse** ausgelegt werden müssen. Um dies zu gewährleisten, werden zukünftig verstärkt intelligente Mess- und Steuerungstechnologien eingesetzt, die in Verbindung mit IT-Komponenten und Kommunikationstechnik einen optimierten Betrieb des Netzes ermöglichen. Diese Technologien werden unter dem Oberbegriff „Smart Grid“ zusammengefasst.

Grundlage des „Smart Grid“ ist ein Ausbau der **Sensorik**, sodass eine umfassendere Bestimmung des Betriebszustandes des Netzes auf Mittel- und Niederspannungsebene ermöglicht wird. Dazu gehört neben der Bestimmung des Netzzustandes an sensiblen Punkten, z.B. durch Messung von Spannung und Strom oder Kabeltemperaturen auch der Ausbau von Smart Metern bei Endkunden.

Die so gewonnenen Daten bilden die Basis für verschiedene Anwendungen, die eine möglichst automatisierte und **intelligente Steuerung** des Netzes umsetzen und so die Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur optimieren. Um dies zu ermöglichen, muss folglich auch die Steuerungstechnik der Netze modernisiert werden. Dies kann zum Beispiel durch die Installation von regelbaren Ortsnetzstationen erreicht werden, die eine dynamische Spannungsregelung in Abhängigkeit von der dezentralen Einspeisung aus erneuerbaren Energien im entsprechenden Teil des Netzes erlauben und somit die ständige Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes ermöglichen. Weiterhin können selbstgeführte Wechselrichter, die bei modernen Photovoltaik-Anlagen oder Batterien eingesetzt werden, in die Netzführung integriert und für die Blindleistungsregelung im Netz genutzt werden. Ferner kann die intelligente Mess- und Steuerungsinfrastruktur für eine aktive Integration von Stromverbrauchern in das Stromversorgungssystem genutzt werden (vgl. Abschnitt 8.2.2.5).

Die Realisierung von Smart Grids stellt umfassende Anforderungen an die Netzleittechnik und das Asset Management der Netzbetreiber, da die genannten Smart Grid Technologien sowie die erforderliche Kommunikations- und Dateninfrastruktur in die bestehenden Betriebsabläufe integriert werden müssen. Wertvolle praktische Erfahrungswerte wurden dazu beispielsweise im Rahmen der **E-Energy Projekte** gewonnen. Hier wurden Smart Grid Konzepte in Modellregionen mit unterschiedlichen Schwerpunkten erprobt sowie hinsichtlich ihrer Praxistauglichkeit und Realisierbarkeit geprüft. Dabei konnte gezeigt werden, dass Smart Grid Lösungen technisch umsetzbar sind und einen wertvollen Baustein eines stärker dezentralisierten Stromversorgungssystems bilden können. Weiterhin konnten Beiträge zur Standardisierung von Smart Grid Anwendungen geleistet werden.

Intelligente Netze können einen wichtigen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem leis-

ten. Trotzdem sollte die Umsetzung von Smart Grids auf Basis der **unternehmerischen Entscheidungen** der Netzbetreiber erfolgen. Für eine effiziente Anpassung der Netzinfrastruktur ist ein regulatorischer Rahmen erforderlich, der den Netzbetreibern die Wahl einer optimalen Kombination aus unterschiedlichen Technologien des konventionellen Netzausbaus sowie aus dem Bereich von Smart Grid Lösungen erlaubt, die den individuellen Anforderungen des entsprechenden Netzes möglichst passgenau gerecht wird.

#### 8.2.2.4.3 Einfluss von Netzrestriktionen auf den Betrieb von Erzeugungs- und Speicheranlagen

Das deutsche Elektrizitätsversorgungsnetz umfasst weit mehr als Stromleitungen. So haben Transformatoren, Schaltanlagen etc. einen wichtigen Beitrag an der Versorgung mit elektrischer Energie. Alle **Betriebsmittel** sind in Ihrer Auslegung in der Aufnahmefähigkeit von Stromstärke und elektrischer Spannung begrenzt. Bei einer Überschreitung der Grenzwerte kommt es zu einer übermäßigen Erhitzung der Bauteile oder zu elektrischen Überschlüssen, welche eine Zerstörung der Betriebsmittel zur Folge haben können. Darum sind der Transportfähigkeit elektrischer Leistung (Stromstärke mal Spannung) technische Grenzen gesetzt. Wenn also durch ein bestimmtes Marktergebnis der Stromfluss über Betriebsmittel aufgrund Überlastung nicht realisiert werden kann, sind Eingriffe des Netzbetreibers notwendig, um den ordnungsgemäßen Betrieb des Versorgungsnetzes sicherzustellen.

Dazu werden vom Netzbetreiber Kraftwerke, welche sich topologisch vor einem Netzengpass befinden, angewiesen, ihre Erzeugungsleistung zu reduzieren und damit Überlastung zu vermeiden. Um gleichzeitig die Versorgung der nachgefragten elektrischen Energie zu gewährleisten, werden Kraftwerke hinter dem Netzengpass hochgefahren. Dabei bezeichnet **Redispatch** die direkte Beauftragung der Leistungsanpassungen durch die Übertragungsnetzbetreiber, während **Countertrading** durch den Übertragungsnetzbetreiber veranlasste Handelsgeschäfte zum Engpassmanagement bezeichnet. Wichtige Voraussetzung für beide Maßnahmen sind ausreichend verfügbare Kraftwerkskapazitäten, die auf Anweisung zusätzlich Strom produzieren können (BNetzA, 2012).

Während im Winter 2010/2011 in 1.500 Stunden derartige Maßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber veranlasst werden mussten und dabei die Erzeugung von 0,1 TWh elektrischer Energie räumlich verschoben wurde, sind diese Zahlen im darauffolgenden Jahr deutlich angestiegen. So wurden im Winter 2011/2012 bereits für 3.600 Stunden die oben genannten Maßnahmen durchgeführt und dabei die Erzeugung von 2,2 TWh verschoben (BMW, BMU, 2012).

Dabei ist festzuhalten, dass die Maßnahmen sich meist nur auf wenige Leitungsabschnitte in Deutschland beschränken. So entfielen beispielsweise auf die Leitung Redwitz – Remptendorf in 2011 insgesamt mehr als 1.700 Stunden mit Redispatch oder

Countertrading. Trotz der zunehmenden Zahl nötiger Eingriffe konnte die Versorgungssicherheit auf hohem Niveau beibehalten werden.

Die gesamten Redispatch- und Countertradingmaßnahmen in 2011 beliefen sich auf (saldierte) Kosten in Höhe von 130 Mio. EUR und entsprechen damit 12,2 % der gesamten (saldierten) Kosten für Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber (BNetzA, BKartA, 2012).

Begründet liegt der steigende Eingriffsbedarf der Übertragungsnetzbetreiber in dem Auseinanderlaufen von zunehmender Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, einschließlich damit verbundener Verschiebung der Stromflüsse, und dem Ausbau des Stromversorgungsnetzes. Vor allem der starke Zubau von Windkraftanlagen im Norden sowie das Abschalten von Kernkraftwerken vornehmlich im Süden Deutschlands resultieren in **steigenden Nord-Süd-Flüssen**, welche entsprechende Übertragungsleitungen belasten.

Auch wenn sich in der nahen Vergangenheit aufgrund einer Anspannung der Netzsituation eine **Zunahme der Eingriffe durch Übertragungsnetzbetreiber** gezeigt hat, wird deutlich, dass die absoluten Mengen und Kosten dieser Eingriffe noch vergleichsweise gering sind.

Allerdings ist ein angemessener Netzausbau nicht nur für die Versorgungssicherheit von essentieller Bedeutung, sondern hat zusätzlich Einfluss auf die Erreichung klimaschutz- und energiepolitischer Ziele. Stockt der Netzausbau bei gleichzeitigem Ausbau erneuerbarer Energien, kann es bereits in den kommenden Jahren zu vermehrten systemtechnisch bedingten **Abschaltungen erneuerbarer Energien** aufgrund überlasteter Netze kommen. Dies würde der Zielerreichung zum Anteil erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch als auch zur Reduktion der Treibhausgasemissionen entgegenwirken.

In den kommenden Jahren stehen auf nationaler und übernationaler Ebene Entwicklungen an, welche den Bedarf für Redispatch- und Countertrading reduzieren. Das Ungleichgewicht zwischen Netz- und Erzeugungsentwicklung wurde auf nationaler Ebene durch einen optimierten Prozess zum Netzausbau adressiert (vgl. Abschnitt 8.2.2.4.1). Untersuchungen unterschiedlicher Institute (u.a. (Betzüge et al., 2013) zeigen, dass beispielsweise durch Aufrüstungen der wenigen überlasteten Leitungen der Eingriffsbedarf kurzfristig deutlich reduziert werden kann. Auch lassen sich durch die gemeinsame Koordination der Eingriffe durch die Übertragungsnetzbetreiber die entsprechenden Kosten merklich reduzieren.

Neben Redispatch- und Countertradingmaßnahmen aufgrund **innerdeutscher Netzengpässe** spielen grenzübergreifende Maßnahmen eine Rolle. Eine grenzüberschreitende Koordination des

Redispatch (sogenannter Cross-Border-Redispatch) würde sowohl die Systembelastung als auch die entstehenden Kosten weiter senken. Zugleich ist davon auszugehen, dass im Laufe des Jahres 2014 durch die Einführung des lastflussbasierten Market Coupling (siehe Abschnitt 8.2.2.1) die Notwendigkeit dieser Eingriffe reduziert wird.

#### 8.2.2.4.4 Eigenerzeugung und Selbstverbrauch

Es ist absehbar, dass die Stromerzeugung zukünftig in steigendem Maße verteilt, kleinskalig und teilweise **direkt durch die Endverbraucher** erfolgen wird. Insbesondere erlaubt die zunehmende technologische Bandbreite sowie die vergleichsweise einfache Handhabbarkeit, dass eine Vielzahl von Akteuren selbst zu Stromerzeugern werden und somit aktiv das Geschehen am Strommarkt beeinflusst. Weitere wichtige Treiber einer zunehmenden Eigenerzeugung sind die Strommarktliberalisierung als Grundvoraussetzung sowie Kosteneinsparung durch die gegenwärtigen Ausnahmetatbestände bei Eigenerzeugung und Selbstverbrauch. Die Effekte machen sich bei den unterschiedlichen Verbrauchertypen auf verschiedene Weise bemerkbar. Während private Haushalte insbesondere von Mikro-KWK und Photovoltaikanlagen profitieren, macht sich die Industrie durch den Bau eigener Gas-(Kombi-)Kraftwerke weitgehend vom Bezug externer Strommengen unabhängig.

Bei der Entscheidung des Verbrauchers für oder gegen die Eigenerzeugung von Strom ist die sogenannte Netzparität relevant. Da eigenerzeugter Strom aktuell von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit ist, lohnt sich diese Erzeugungsform, sobald die selbsterzeugten Kilowattstunde günstiger ist als der Strombezug aus dem Netz. Wie Infobox 8-7 verdeutlicht, senken Eigenerzeugung und Selbstverbrauch des Einzelnen zwar dessen Strombezugskosten, erhöht aber die Kosten des Gesamtsystems und es kommt zu einer nicht verursachungsgerechten Verteilung der Kosten u.a. für die Aufrechterhaltung des Elektrizitätsversorgungssystems oder dem Ausbau der erneuerbaren Energien.

Hieraus folgt, dass Netzentgelt-Tarife Kosten reflektierend im Wesentlichen von Arbeits- auf Leistungspreise umgestellt werden sollten und dass Steuern, Abgaben und Umlagen auf Eigenerzeugung und Stromfremdbezug anzupassen sind, um diese Ineffizienzen auszuräumen. Im Rahmen der Prognose unterstellen wir, dass solche Anpassungen sukzessive erfolgen werden.

#### **Infobox 8-7: Ineffizienz von Netzparität am Beispiel der PV**

Wenn die Kosten dezentraler Stromerzeugung geringer sind als der Preis für Strombezug aus dem Netz, bestehen für den Verbraucher Anreize, Strom selbst zu erzeugen und teureren Strombezug aus dem Netz zu vermeiden.

Bei Gleichheit der Kosten für Eigenerzeugung und des Preises für Strombezug aus dem Netz spricht man von der sog. Netzparität. Diese wird selbst von der immer noch relativ teuren Photovoltaik in Deutschland aktuell unterschritten. Die Gestehungskosten von Strom aus PV-Dachanlagen liegen derzeit mit 14-16 ct/kWh (Kost et al., 2012) unter dem Endkundenpreis von 28,5 ct/kWh (BDEW, 2013). Damit besteht derzeit – selbst ohne Förderung durch das EEG – ein Anreiz, relativ teure PV-Anlagen für Eigenerzeugung und Selbstverbrauch zu bauen.

Dies hat zwei Gründe. Erstens wird Stromselbstverbrauch nach den aktuellen Regelungen von Steuern, Abgaben und Umlagen ausgenommen, während Strombezug aus dem Netz diesen Belastungen unterworfen wird.

Zweitens vermindert Eigenerzeugung bei derzeitigen Netztarifen die zu zahlenden Netzentgelte, obwohl durch Eigenerzeugung in der Regel keine Kosten im Netz eingespart werden. Dies liegt daran, dass Netzkosten im Wesentlichen feste Kosten sind (d.h. proportional zur Anschlussleistung und nicht zur transportierten Energie) und dass Eigenerzeuger aus Gründen der Versorgungssicherheit ihre Anschlussleistung typischerweise nicht reduzieren.

Somit hat das Erreichen bzw. Unterschreiten der Netzparität bei aktuellen Netztarifen, Steuern, Abgaben und Umlagen die Auswirkungen, dass Anreize zum Aufbau eines ineffizient teuren Erzeugungssystems gegeben werden, Verlagerungen von Netzkosten auf andere (nicht eigenerzeugende) Stromverbraucher stattfinden, Aufkommen von Steuern und Abgaben vermindert werden und Belastungen durch Umlagen (vor allem EEG) auf andere Stromverbraucher verlagert werden („Entsolidarisierung“).

Daraus entstehen neben erheblichen Verteilungswirkungen substanzielle Mehrkosten im Erzeugungssystem. Nach aktuellen Szenariorechnungen von (Jägemann et al., 2013) würden private Haushalte bei unveränderten Regelungen durch Eigenerzeugung bis 2050 zwischen 10-18 % ihrer Stromkosten einsparen können, verbunden mit einem Eigenerzeugungsanteil durch Photovoltaik von 38-57 %. Diese Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass diese Einsparungen die übrigen Stromverbraucher überproportional belasten und kumuliert bis 2050 volkswirtschaftliche Mehrkosten im Erzeugungssystem von 116 Mrd. EUR<sub>2011</sub> verursachen würden (Jägemann et al., 2013).

#### 8.2.2.5 Dezentrale Flexibilität

Aufgrund des zunehmenden Anteils von fluktuierenden erneuerbaren Energien in der Stromversorgung entsteht langfristig ein steigender Bedarf an Flexibilität im deutschen Stromsystem. Dieser **Flexibilitätsbedarf** ist vor allem in der wetterabhängigen Erzeugung von Wind- und Solarkraftwerken begründet und führt zu einer

erhöhten Volatilität der Residuallast. Die Residuallast bezeichnet den Anteil der Last, der vom konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss. Aufgrund der regionalen Verteilung der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie entstehen zudem lokale Einspeise- und Lastspitzen auf Verteilnetzebene, die zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität ausgeglichen werden müssen.

Vor diesem Hintergrund werden in Zukunft neben Flexibilitätsoptionen wie verbessertem Teillastverhalten von konventionellen Kraftwerken und Netzausbau, verstärkt dezentrale Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität genutzt. Grundsätzlich ist sowohl ein netzorientierter Einsatz zur Vermeidung von Netzengpässen als auch marktorientierter Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen auf Spot- oder Regelleistungsmärkten möglich. Von entscheidender Bedeutung ist die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen bei Stromverbrauchern durch **Demand-Side-Management (DSM)**. Zudem können auch dezentrale Erzeugungsanlagen wie z.B. Mikro-KWK-Anlagen zur Bereitstellung von Flexibilität genutzt werden. Dabei wird zukünftig zunehmend eine aggregierte Fahrweise und Steuerung der dezentralen Flexibilitätsoptionen durch sog. virtuelle Kraftwerke angestrebt. Unter virtuellen Kraftwerken versteht die Studie hierbei die zentrale Steuerung dezentraler Erzeugungseinheiten.

Neben den genannten Vorteilen bei der Integration von erneuerbaren Energien, kann DSM auch die Gewährleistung von **Versorgungssicherheit** begünstigen (vgl. Abschnitt 4.2.6), sofern flexible Verbraucher zu Spitzenlastzeiten mit entsprechend hohen Preisen ihre Stromnachfrage verringern können. Dieses elastische Verhalten der Nachfrage führt somit zu kleineren Lastspitzen, sodass unter anderem auch die erforderliche gesicherte Leistung verringert wird.

#### 8.2.2.5.1 Potenziale

Die dezentralen Flexibilitätspotenziale werden im Folgenden differenziert nach der Nachfrage- und Erzeugungseite dargestellt.

Bei Stromverbrauchern in Haushalten, dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie in der Industrie und im Verkehrssektor existieren verschiedene Prozesse, die theoretisch flexibel an die Marktsituation angepasst werden können. Voraussetzung für die Umsetzung von DSM ist dabei die Existenz eines thermischen oder physischen Speicherpotenzials. Folglich sind im Haushaltssektor vor allem Heizungssysteme, elektrisch betriebene Warmwasserboiler sowie Kühl- und Gefrierschränke für die Umsetzung von DSM geeignet. Zusätzlich könnten zeitlich flexibel einsetzbare Haushaltsgeräte wie Trockner und Waschmaschinen genutzt werden. Im GHD Sektor ergibt sich das **DSM Potenzial** ebenfalls hauptsächlich aus Prozessen zur Erzeugung von Wärme und Kälte, vor allem im Handel, im Lebensmitteleinzelhandel sowie in büroähnlichen Betrieben oder im Beherbergungs- und Gaststättengewerbe. In der Industrie sind darüber hinaus verschiedene

energieintensive Produktionsprozesse aufgrund von physischen Zwischenspeichern oder der Möglichkeit zum Teillastbetrieb für DSM geeignet. Beispiele sind hier Elektrolyseprozesse in Chemie- und Aluminiumindustrie, Papiermaschinen, Mühlen in der Zementherstellung oder Lichtbogenöfen in der Stahlindustrie. Weiterhin können in der Industrie Querschnittstechnologien wie Druckluft- und Belüftungsanlagen oder Prozesskälte für die Bereitstellung von Flexibilität auf dem Strommarkt eingesetzt werden. Darüber hinaus ist es im Verkehrssektor möglich, Elektrofahrzeuge zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems zu nutzen.

Die Erschließung der technischen DSM-Potenziale ist mit Kosten verbunden, die vor allem durch erforderliche Investitionen in Mess-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur entstehen. Eine **marktgetriebene Erschließung** der theoretischen Lastverschiebepotenziale ist somit kurz- und mittelfristig vor allem im Industriesektor zu erwarten, da hier der Anteil der Stromkosten an den Prozesskosten vergleichsweise hoch ist. Dabei wird angenommen, dass ein Großteil der DSM Potenziale in energieintensiven Einzelprozessen in der Industrie bereits erschlossen sind. Weniger energieintensive Prozesse und Querschnittstechnologien in Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistung haben demgegenüber aber noch Erschließungspotenzial. Zudem erleichtert die bestehende Steuerungsinfrastruktur in modernen Produktionsanlagen die Umsetzung von DSM. Auch bei Prozessen mit hohen Stromkosten im GHD-Sektor, wie z.B. Kühlhäuser oder Klimatisierungsanlagen in großen Gewerbeparks, ist eine marktgetriebene Nutzung der Flexibilitätspotenziale mittelfristig möglich. Dies konnte unter anderem in den E-Energy Projekten gezeigt werden.

In privaten Haushalten ist trotz des gesetzlich vorgeschriebenen Roll-Outs von Smart Metern nur eine eingeschränkte Teilnahme an DSM zu erwarten. Der Grund dafür sind die hohen **spezifischen Erschließungskosten**, die aktuell beschränkte Funktionalität der gesetzlich geforderten Messgeräte sowie die hohen Anteile an fixen Komponenten im Strompreis für private Haushalte. Ein langfristig hohes wirtschaftliches DSM Potenzial existiert mit zunehmender Marktdurchdringung der Elektromobilität im Transportsektor, da die Batteriespeicher der Fahrzeuge mit bidirektionalen Ladeelektroniken ausgestattet werden können, die eine flexible Integration des Ladevorgangs in das Stromversorgungssystem ermöglichen.

Auf der **Erzeugungsseite** können flexible KWK-Anlagen mit thermischen Speichern, die eine Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion ermöglichen, zur Bereitstellung von dezentraler Flexibilität genutzt werden. Das Potenzial wird hier jedoch durch den niedrigen Wärmebedarf im Sommer sowie zusätzlich nötige Investitionen, z.B. in Wärmespeicher, zur Flexibilisierung der Anlagen eingeschränkt. Weiterhin könnten teilweise Notstromaggregate flexibel in der Erzeugung eingesetzt werden. Dies wird bereits heute von verschiedenen Anbietern im Rahmen von virtuellen Kraftwerken umgesetzt. Langfristig können auch dezentrale Batteriespei-



cher für die Bereitstellung von Flexibilität genutzt werden. Hier sind jedoch noch umfassende Entwicklungs- und Forschungsarbeiten erforderlich, um einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen zu ermöglichen.

#### 8.2.2.5.2 Rahmenbedingungen

Die verschiedenen dezentralen und zentralen Flexibilitätsoptionen sollten mit ihren spezifischen Kostenstrukturen in einem fairen **Wettbewerb** stehen, sodass der gesamte lokale oder systemische Flexibilitätsbedarf kosteneffizient gedeckt wird. Um diesen fairen Wettbewerb zu gewährleisten, müssen entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen und bestehende Hindernisse, die einer effizienten Integration in das Gesamtsystem entgegenstehen, abgebaut werden.

**Hindernisse** für die Umsetzung von DSM existieren gegenwärtig beispielsweise aufgrund der Gestaltung der Netzentgelte, die eine Vergleichmäßigung des Verbrauchs begünstigen und somit die flexible Verschiebung von Lasten kaum anreizen. Weiterhin bestehen im Bereich der kleinen und mittleren Verbraucher aktuell keine Anreize für eine Variabilisierung der Stromtarife und damit des Verbrauchs, da aufgrund des Standardlastprofilverfahrens die Belieferung auf Basis von durchschnittlichen Nachfrageprofilen erfolgt. Hier sind also entsprechende Anpassungen am Prognose- und Bilanzierungsverfahren nötig. Für eine diskriminierungsfreie Teilnahme der dezentralen Flexibilitätsoptionen an den Regelenergiemärkten sollte zudem eine Verkleinerung der Losgrößen und Verkürzung der Ausschreibungszeiträume angestrebt werden, um den unterschiedlichen Planungshorizonten der Verbraucher und dezentralen Erzeuger Rechnung zu tragen. Auch das Pooling durch Aggregation mehrerer kleiner Verbraucher und Erzeuger zu größeren Einheiten sollte weiter vereinfacht werden. Um die Möglichkeit zum netzorientierten Einsatz von dezentraler Flexibilität zu schaffen, sollten schließlich auch in der Anreizregulierung für Netzbetreiber klare Rahmenbedingungen und Regelungen zur Anerkennung der entsprechenden Kosten geschaffen werden.

#### 8.2.2.6 Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft umfasst die Gesamtsicht auf die Situation der Stromverbraucher. Somit ist Versorgungssicherheit gegeben, wenn Strom unterbrechungsfrei und nachhaltig zur Deckung des Bedarfs zur Verfügung steht. Darüber hinaus sind Merkmale wie Spannungsqualität, Umweltverträglichkeit und Kosten ebenfalls in die Versorgungssicherheitsdefinition einbezogen. Insbesondere in den letzten Jahren spielt jedoch die Diskussion zur Versorgungssicherheit im Sinne ausreichender gesicherter Erzeugungskapazität eine zunehmende Rolle.

Die Sicherstellung eines hohen **Versorgungssicherheitsniveaus** in der Elektrizitätsversorgung gewinnt aus mehrerlei Gründen an Bedeutung. Erstens sind mehr als 10 Jahre nach der Liberalisie-

zung der Strommärkte in Europa Kraftwerksüberkapazitäten aus den Zeiten regionaler Versorgungsmonopole zunehmend abgebaut und ein alternder Kraftwerkspark verlangt in der mittleren Frist nach Erneuerung. Zweitens wird dies durch politische Entscheidungen zur Stilllegung von Kraftwerken, insbesondere den Kernenergieausstieg in Deutschland und EU-weite Vorgaben zur Einhaltung von Luftreinhaltestandards beschleunigt. Drittens sinken die Erlöse der Betreiber konventioneller Kraftwerke durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (vgl. auch Infobox 8-6), wodurch sich die Anreize in steuerbare Kraftwerke zu investieren verringern, während die fluktuierende Stromeinspeisung aus Erneuerbaren bisher selbst kaum zur gesicherten Bereitstellung von Erzeugungskapazität beiträgt. Viertens reagiert die Stromnachfrage nur wenig auf Kapazitätsknappheit am Strommarkt, d.h. die Preiselastizität der Stromnachfrage ist gering. Dies liegt daran, dass die meisten Stromnachfrager heute Elektrizität über einen zeitunabhängigen Durchschnittstarif bezahlen.

Aus diesen Gründen sind an einem Energy-Only-Markt in Situationen knapper Erzeugungsleistung temporär hohe Strompreise notwendig. Nur durch solche Knappheitspreise können Kraftwerke zur Spitzenlastdeckung ihre Vollkosten decken. Aufgrund der unelastischen Nachfrage resultiert allerdings auch die Gefahr der Ausübung von Marktmacht, da sich durch missbräuchliche Leistungszurückhaltung das Preisniveau zusätzlich erhöhen könnte. Daher sind in vielen Märkten **Preisobergrenzen** definiert, die zwar auf der einen Seite die Ausübung von Marktmacht reduzieren, aber auf der anderen Seite auch die Vollkostendeckung der Kraftwerksbetreiber gefährden.

Dies sowie bereits bestehende regionale Kapazitätsengpässe mögen ein Bild der Notwendigkeit zusätzlicher Mechanismen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit zeichnen. Allerdings ist die Frage, ob die vorhandenen Argumente für eine politische Intervention zur Einführung von Kapazitätsmechanismen ausreichend sind, nicht geklärt. So resultieren die aktuell beobachtbaren regionalen Kapazitätsengpässe vor allem aus einem verzögerten Netzausbau, welcher mit der Dynamik des Ausbaus erneuerbarer Energie nicht mithalten konnte. Durch einen verbesserten Planungsprozess zum Netzausbau durch die Bundesnetzagentur (siehe Abschnitt 4.2.4.1) wurde dieser Mangel adressiert und wird in den kommenden Jahren voraussichtlich abgebaut werden. Zusätzlich bestehen mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) und der Abschaltverordnung zwei Instrumente, die in der kurzen bis mittleren Frist regionale Versorgungssicherheitsproblematiken in Angriff nehmen. Die Frage nach **regionaler Versorgungssicherheit** ist somit von der Diskussion zur langfristigen Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene zu trennen.

Bezüglich der Sicherung der langfristigen nationalen Versorgungssicherheit wird aktuell die Möglichkeit der Einführung unterschiedlicher (Kapazitäts-) Mechanismen diskutiert. Grundsätzlich verfügen sämtliche Vorschläge über die Fähigkeit, der Anforderung

nach Versorgungssicherheit gerecht zu werden. Die Unterschiede zeigen sich vor allem in der Effizienz, Verteilungs- sowie Anreizwirkung und Praktikabilität bzw. Umsetzbarkeit. Auch sind grundsätzliche ordnungspolitische Fragen hier von Bedeutung, da die Einführung eines Kapazitätsmarktes einen erheblichen Markteingriff darstellt, der unter anderem die administrative Bestimmung des Kapazitätsbedarfs erfordern würde. Vor der Einführung eines Kapazitätsmarktes sollte die Leistungsfähigkeit des aktuellen Marktdesigns im Detail analysiert und die Wirkung etwaiger Kapazitätsmechanismen hinsichtlich ihrer Effizienz, Effektivität, Robustheit und auch Verteilungseffekte untersucht werden.

Im Rahmen der Referenzprognose abstrahieren wir daher von konkreten Marktdesigns und nehmen an, dass die Versorgungssicherheit auch langfristig erhalten bleibt. Diesbezüglich wird angenommen, dass dies zukünftig diskriminierungsfrei, d.h. mittels technologieneutraler Mechanismen und somit ökonomisch effizient erfolgt. Entsprechende Signale zur Anreizung von Investitionen in gesicherte Leistung oder Nachfrageflexibilisierung (bspw. über Preisspitzen oder Kapazitätzahlungen) sind in den Strompreisen abgebildet (vgl. Abschnitt 3.2.4.5).

#### 8.2.2.7 Der Kernenergieausstieg in Deutschland und die Bedeutung der Kernenergie im europäischen Umland

Die Kernenergie stellt einen Anteil von rund einem Viertel an der europäischen Stromerzeugung (Stand 2011). Kernenergie ist eine nahezu CO<sub>2</sub>-freie Erzeugungsoption. Andererseits sind neben der offenen Entsorgungsfrage insbesondere die Risiken und Kosten im Schadensfall kaum quantifizierbar. Risiken sowie Kosten und Nutzen der Kernenergie werden innerhalb Europas höchst unterschiedlich bewertet.

Infolge des Ölpreisschocks in den 1970er Jahren wurde die Kernenergie in Europa zunehmend ausgebaut, um die Abhängigkeit von Rohstoffimporten zu verringern. In Frankreich wurde die Kernenergie im Rahmen des Messmer Plans in den 1970er und 1980er Jahren zu einer zentralen Säule der Elektrizitätsversorgung ausgebaut. Dies führte dazu, dass Frankreich bis heute mit einem Anteil von rund 70 % an der nationalen Stromerzeugung über den höchsten Kernenergieanteil in der Welt verfügt. Auch in Deutschland wurden in den 1970er Jahren weitere Kernkraftwerke installiert.

Der Ausbau der Kernenergie in Europa verlor in den 1980er Jahren vor allem infolge des Unfalls im Kernkraftwerk von Tschernobyl 1986 an Schwung. Besonders in Deutschland etablierte sich eine starke Anti-Kernkraftbewegung. Dies sowie steigende Kosten beim Bau von Kernkraftwerken führten dazu, dass in den letzten 20 Jahren nur noch wenige Kernkraftwerke in Europa gebaut wurden.

Während einige Staaten, wie beispielsweise Frankreich, Großbritannien und die Tschechische Republik an der Nutzung der Kern-

energie festhalten wollen, beschlossen insbesondere in Folge der Katastrophe in Fukushima mehrere Staaten einen Ausstieg, darunter Deutschland, Belgien und die Schweiz.

Die gesetzliche Regelung in Deutschland sieht die sukzessive Abschaltung aller heute in Deutschland noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke bis 2022 vor. Diese produzierten mit einer Gesamtleistung von 21,5 GW in 2010 noch 140,6 TWh Strom. Dies entsprach rund 22 % der gesamten Bruttostromerzeugung in 2010. In 2012 reduzierte sich die Leistung auf etwas über 12 GW mit einer Erzeugungsmenge von 99,5 TWh.

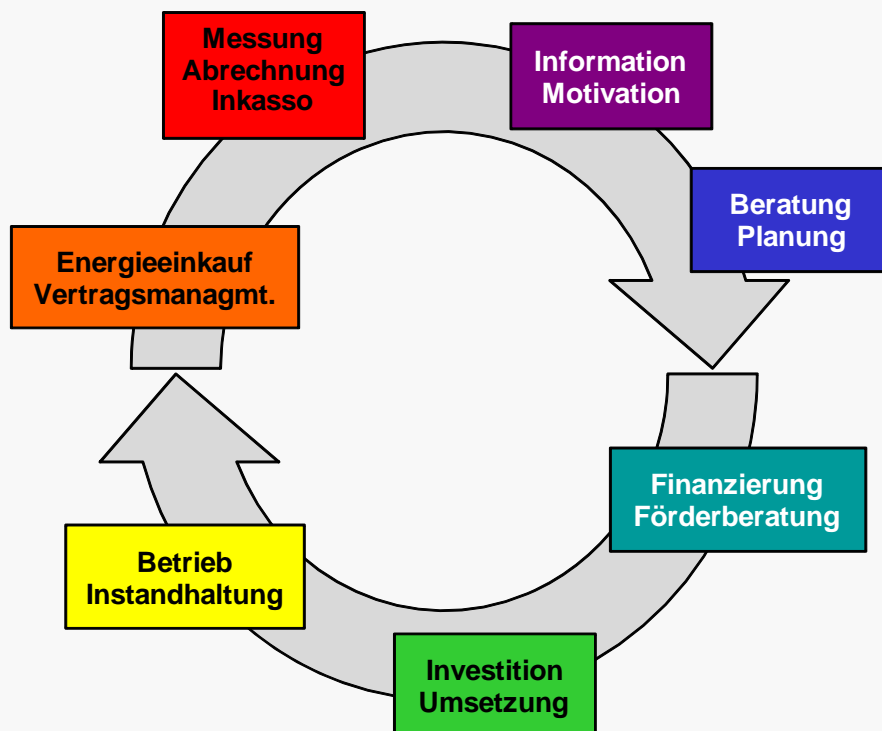
Die Referenzprognose berücksichtigt die Restlaufzeiten der deutschen Kernkraftwerke gemäß aktueller Gesetzeslage. Für die anderen europäischen Staaten werden die jeweils aktuellen Gesetzeslagen und Regelungen berücksichtigt.

### 8.2.3 Energieeffizienz

#### Das Wichtigste in Kürze

- Die effiziente Energienutzung ist eine wesentliche Voraussetzung, sollen die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden. Je weniger Energie bei gegebener Wirtschaftsleistung verbraucht wird, umso leichter fällt es, eine sichere, wirtschaftliche umweltschonende Energieversorgung zu gewährleisten.
- In vielen Fällen setzt eine höhere Energieeffizienz technische Maßnahmen und Investitionen in sparsame Technologien voraus. Verbesserte betriebliche Abläufe und aufmerksames Verhalten können ebenfalls dazu beitragen, Energie sparsamer zu nutzen. In der Regel bedarf es einer durchgängigen Wirkungskette angefangen von der Motivation und Information über die zielgerichtete Planung und Investition bis hin zur betrieblichen optimalen Umsetzung einer Maßnahmen, damit die Energieeinsparung tatsächlich realisiert werden kann.
- Es bestehen ungenutzte, zum Teil wirtschaftlich realisierbare Potenziale für Energieeffizienz und Energieeinsparung in allen Sektoren, in allen Anwendungssystemen und bei allen Verwendungszwecken. In vielen Bereichen bestehen die Potenziale allein aufgrund der Tatsache, dass die technologischen Systeme nicht ausreichend auf den Bedarf hin dimensioniert und betrieben werden.

#### Schritte zur Steigerung der Energieeffizienz



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

### 8.2.3.1 Definition und Indikatoren

Energieeffizienz – auch bezeichnet als Energieproduktivität – bezeichnet das Verhältnis zwischen Nutzengrößen wie etwa Gütern, Dienstleistungen oder Komfort (z. B. in Form von Wärme) zum energetischen Aufwand. Es ist ein für sich stehendes Politikziel, das mittels Indikatoren gemessen und operationalisiert werden kann.

Grundsätzlich handelt es sich bei diesen Indikatoren um Verhältniszahlen der Form:

$$\frac{\text{nutzenbringender Output eines Prozesses}}{\text{Energieeinsatz in diesen Prozess}}$$

Mitunter, insbesondere im Gebäude- sowie im Industriesektor, wird der Kehrwert des oben genannten Verhältnisses betrachtet. Man spricht dann von der **Energieintensität**. Die im Folgenden aufgeführten methodischen Besonderheiten gelten ebenso für die Energieintensität.

Die genaue Definition des "nutzenbringenden Outputs" sowie des "Energieeinsatzes" hängt von der jeweiligen Fragestellung ab. Aus methodischer Sicht sind insbesondere folgende Punkte zu berücksichtigen (Patterson, 1996):

- **Bewertung des Outputs:** Was ist nutzbringend? Wie werden ggfs. verschiedene Produkte, die bei einem Prozess erzeugt werden, zusammengefasst?
- **Bewertung der eingesetzten Energieträger:** Welche Energieträger werden betrachtet? Häufig werden Umweltenergien wie Solarenergie und Erdwärme aus der Betrachtung herausgenommen. Ebenso ist festzulegen, wie die unterschiedliche Qualität der verschiedenen Energieträger in der Kennzahl "Energieeinsatz" berücksichtigt wird.
- **Abgrenzung des Energieeinsatzes:** Wird ausschließlich der direkte Energieeinsatz (Endenergie) betrachtet oder wird die Effizienz evtl. vorgeschalteter Energieumwandlung mit einbezogen (indirekter Energieeinsatz, Primärenergie)? Spätestens mit Eingliederung der KWK-Richtlinie 2004/8/EG in die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EG ist auch die Effizienz des Umwandlungssektors in den Fokus der Energieeffizienzpolitik geraten.

Mit **Energieeffizienzmaßnahmen** werden alle Aktivitäten bezeichnet, die zu einer Erhöhung der Energieeffizienz führen. Dies können beispielsweise organisatorische Maßnahmen sein, bei denen durch geändertes Verhalten der gleiche Nutzen mit geringerem Energieaufwand erzielt wird. Häufig umfassen Energieeffizienzmaßnahmen Änderungen an der eingesetzten Technik, etwa durch Nachrüstung / Erweiterung bestehender Komponenten (z. B.

Wärmerückgewinnung, intelligente Steuerung), durch den Austausch von Komponenten durch effizientere Anlagen (z. B. Heizkesseltausch) oder durch den Wechsel der eingesetzten Technologie (z. B. Umstieg von Ölheizung auf Gas-Wärmepumpe).

#### 8.2.3.1.1 Technologie-/prozessbezogene Energieeffizienz-Indikatoren

Zur Beurteilung von theoretischen Energieeinsparungen durch technische Verbesserungen werden häufig **Wirkungsgrade** verwendet. Hierbei wird die in einem festgelegten Zeitabschnitt bereitgestellte Nutzenergie zu der in der gleichen Zeit zugeführten Energie ins Verhältnis gesetzt. In diesem Fall wird der nutzenbringende Output in Energieeinheiten ausgedrückt.

Ein methodisches Problem tritt auf, wenn mehrere Energieträger eingesetzt oder als Nutzenergie bereitgestellt werden. Bei einer Addition der einzelnen Energiemengen wird die **unterschiedliche Qualität der Energieträger** nicht berücksichtigt. So wird beispielsweise angenommen, dass eine Einheit elektrischer Strom (hohe Qualität) den gleichen Nutzen hat wie eine Einheit Kohle (niedrige Qualität). Mehrere Verfahren zur Gewichtung der Energiequalität sind entwickelt worden, z.B. die Betrachtung der Gibbs-Energie der eingesetzten Energie oder die Betrachtung (idealisiert) Energiepreise, sie haben bislang jedoch keine weite Verbreitung gefunden.

Ein weiterer Ansatz zur Bewertung der Energieeffizienz ist das Verhältnis zwischen der eingesetzten Energie und der im "Idealfall", mindestens erforderlichen Energie zur Umsetzung des Prozesses. Mit diesem Indikator kann gemessen werden, wie nah der Umwandlungsprozess am theoretisch **idealeffizienten Prozess** liegt.

Bei diesem Ansatz ist zu berücksichtigen, dass der ideale Prozess Anforderungen der realen Welt, z. B. endliche Zeit zur Umsetzung, nicht erfüllt. Ebenso wird indirekter Energieeinsatz nicht berücksichtigt: zwar kann z. B. durch die Verlängerung eines Wärmetauschers ein höherer Anteil von Energie zurückgewonnen werden. Typischerweise gibt es jedoch einen Gleichgewichtspunkt, an dem die "rückgewonnene" Energie der im verbauten Wärmetauscher enthaltenen grauen Energie entspricht. Der ideale Prozess kann diesen Faktor nicht einbeziehen.

#### 8.2.3.1.2 Sektorbezogene Energieeffizienz-Indikatoren

Zur Untersuchung der Entwicklung der Energieeffizienz werden häufig für die einzelnen Verbrauchs- und Umwandlungssektoren spezifische Indikatoren ermittelt, die den Nutzen der Güter und Dienstleistungen in diesem Sektor angemessen darstellen.

Im Bereich **Gebäude und Anlagen** ist dies z. B. der Endenergieverbrauch je Quadratmeter Wohnfläche bzw. Energiebezugsfläche

bezogen auf ein Jahr. Bei diesem Indikator wird angenommen, dass die eingesetzte Energie vornehmlich für die Bereitstellung von Raumwärme und Licht eingesetzt wird, und dass der Verbrauch sich proportional zur Fläche verhält. Zudem aggregiert dieser Kennwert über alle Gebäudetypen und Gebäudealtersklassen, was eine Interpretation und eine Identifikation von Zielsegmenten erschwert. Empfehlenswert – und etwa bereits im Rahmen des 2. Nationalen Energieeffizienzaktionsplans an die EU-Kommission berichtet – ist eine Disaggregation des Indikators nach Gebäudetyp (z. B. Ein-/ Zweifamilienhaus sowie Mehrfamilienhaus) und Gebäudealter sowie die Ermittlung weiterer Indikatoren für die übrigen Anwendungsbereiche (z. B. Warmwasserbereitung, Kühlen/Gefrieren, Waschen, Unterhaltung).

Typische Indikatoren im Bereich **Transport und Mobilität** sind Personenkilometer je Megajoule bzw. Tonnenkilometer je Megajoule. Die Verwendung des Indikators Fahrzeugkilometer je Megajoule ist ebenfalls denkbar, reflektiert jedoch nicht den Besetzungsgrad z. B. von Pkw bzw. den Leerfahrten-Anteil / die Auslastung beim Gütertransport. Alle genannten Indikatoren berücksichtigen nicht das Ziel, die für Mobilität und Transport aufgewandte Zeit zu minimieren. Ebenfalls unberücksichtigt bleibt der Kommissionierungsaufwand beim Gütertransport.

Indikatoren im Sektor **Industrie** sowie **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** sind i.d.R. nach Branchen differenziert. Typischerweise wird der nutzenbringende Output als ökonomische Größe operationalisiert, d. h. es erfolgt eine monetäre Bewertung der mittels des Energieeinsatzes bereitgestellten Güter und Dienstleistungen. Als Bezugsgröße wird für Branchen im Industriesektor häufig die Bruttowertschöpfung oder die Industrieproduktion zu Faktorkosten verwendet, während im Dienstleistungssektor oft auf die Zahl der Erwerbstätigen abgestellt wird. Diese Indikatoren enthalten neben technologischen Energieeffizienzsteigerungen weitere Effekte, insbesondere Änderungen im Sektormix, Substitution von Arbeit durch Energie, Veränderungen der Wertdichte und Änderungen im Energieträgermix. Eine Bereinigung um diese weiteren Effekte ist in begrenztem Umfang mittels ökonomischer Verfahren (sog. Indexzerlegung) möglich.

Als Indikator für die Effizienz der **Stromerzeugung** als Teil des Umwandlungssektors wird häufig der Wirkungsgrad des Kraftwerksparks, d. h. das Verhältnis zwischen Bruttostromerzeugung und eingesetzter Primärenergie herangezogen. Hierbei ist zu beachten, dass etwa für Atomkraftwerke ein bilanzieller Wirkungsgrad von 33 % angesetzt wird. Da der übrige Kraftwerkspark über einen höheren Wirkungsgrad verfügt, führt der beschlossene Atomausstieg rein rechnerisch zu einer "Effizienzsteigerung", ohne dass dies eine direkte technische Entsprechung hat. Ein ähnlicher Effekt entsteht durch den Ausbau der erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik mit einem bilanziellen Wirkungsgrad von 100 %. Außerdem werden neben Strom auch andere nutzenbringende



Outputs wie z. B. Fernwärme und Gips erzeugt, die ggfs. einzubeziehen sind.

#### 8.2.3.2 Energieeffizienzpotenzial, Hemmnisse und fördernde Faktoren

In der Praxis klafft eine **Lücke** zwischen dem realen Energieverbrauch und dem unter physikalisch bzw. technisch-ökonomisch, organisatorisch sowie verhaltensbedingt optimalen Bedingungen erwartbaren Energieverbrauch. Diese Lücke wird häufig als "Energieeffizienzpotenzial" beschrieben.

##### 8.2.3.2.1 Begriff des Energieeffizienzpotenzials

Das Effizienzpotenzial kann auf drei Arten definiert werden (Ökotech 2012):

- das **technische Potenzial** wird definiert durch Naturgesetze, die beste verfügbare Technik und die verfügbare Endenergie,
- bei der Ableitung des **wirtschaftlichen Potenzials** werden darüber hinaus Kosten-/Nutzenbetrachtungen einbezogen,
- beim **realisierbaren Potenzial** spielen darüber hinaus sekundäre wirtschaftliche Faktoren wie die Verfügbarkeit von Eigenkapital, Zugang zu Fremdkapital, die allgemeine Konjunktursituation und die Verfügbarkeit von Fördermitteln eine Rolle.

Die **Größenordnung der Energieeffizienzlücke**, d. h. die Höhe des Energieeffizienzpotenzials kann auf verschiedene Weise **operationalisiert** werden (Jaffe, 1994).

#### Infobox 8-8: Bedeutung des Rebound-Effektes

In der theoretischen Diskussion zu Energieeffizienzmaßnahmen und politischen Instrumenten wird seit einigen Jahren dem Konzept des „Rebound-Effekts“ verstärkte Aufmerksamkeit beigemessen. Unter diesem Titel werden in der Regel mehrere Effekte subsumiert, die dazu führen, dass eine durch technische oder verhaltensorientierte Maßnahmen herbeigeführte Energieeinsparung nicht im erwarteten Maße eintritt oder durch sonstige (gegenläufige) Effekte reduziert wird. Es gibt keine eindeutige Begriffsdefinition und Abgrenzung, was genau zum Rebound-Effekt gerechnet wird und welche Entwicklungen grundsätzlich der Dynamik des komplex wechselwirkenden Gesamtsystems geschuldet sind. Zumeist werden die folgenden **Effekte** unter dem Oberbegriff „Rebound“ postuliert:

- **Budgeteffekt:** Teile der durch verringerte Energieausgaben eingesparten Mittel werden für (andere) energieverbrauchende Aktivitäten ausgegeben.

- **Verhaltenseffekt:** Das Wissen um einen spezifisch geringeren Energieverbrauch verleitet“ zu einer intensiveren Nutzung, etwa der entsprechenden Geräte oder Fahrzeuge.
- **Mengeneffekt:** Der spezifisch geringere Verbrauch führt dazu, dass z. B. größere Geräte gekauft werden. als dies bei höherem Verbrauch der Fall wäre.
- **Komforteffekt:** Neu geschaffene technische Möglichkeiten und Voraussetzungen (etwa die bessere Beheizbarkeit von Räumen nach Sanierung einer Heizungsanlage) führen zur vermehrten Nutzung bei höherem Komfortniveau.

In zahlreichen Studien wurde der Rebound-Effekt empirisch untersucht. Allerdings fällt die **Quantifizierung schwer**, so dass sich meist nur eine große Spannweite für sein Ausmaß angeben lässt, verbunden mit hoher Unsicherheit. Hinzu kommt das Problem, dass es – insbesondere bei qualitativen Analysen und Befragungen – grundsätzlich problematisch ist, einen ursächlichen Zusammenhang zwischen der Energieeinsparung und einem Mehrverbrauch herzustellen.

Daher sollte der **Rebound-Effekt** – insbesondere bei der Betrachtung von dynamischen Systemen mit zahlreichen wechselwirkenden Einflüssen – **nicht überinterpretiert werden**. Dafür sprechen zum Beispiel die folgenden Differenzierungen bei der Betrachtung der Detaileffekte:

- Die Annahme eines mit der Effizienzsteigerung verbundenen **Budgeteffektes** setzt voraus, dass die durch die Effizienzsteigerung vermiedenen Energieausgaben höher sind als die mit der Steigerung der Effizienz verbundenen Mehrinvestitionen. Das ist möglich (z.B. wenn ein effizienter Kühlschrank nicht teurer ist als ein weniger effizienter), aber keineswegs zwingend (wird ein Eigenheim energetisch saniert, sind die Kreditkosten für die Sanierung in den ersten Jahren oft höher als die eingesparten Energiekosten).
- Der **Verhaltenseffekt** ist ebenfalls nicht eindeutig. Am ehesten dürften Verhaltenseffekte den Effizienzgewinn konterkarieren, wenn der Nutzer eher zufällig von den Energiekosteneinsparungen erfährt. Sind sie ihm gar nicht bewusst, wird er sein Verhalten nicht verändern. Und wird die Effizienzsteigerung bewusst angestrebt, sind konterkarierende Verhaltenseffekte unwahrscheinlich, teilweise wird auch verstärkendes Verhalten beobachtet.
- Dass auch bei der Bewertung des **Mengeneffektes** Vorsicht angebracht ist, zeigt das Beispiel des LCD-Monitors für den PC. Bei gleicher Bildschirmdiagonale wie ein entsprechender Röhrenmonitor verbraucht ein LCD-Monitor deutlich weniger Strom. Die Vergrößerung der Monitorfläche, die in den letzten Jahren zu beobachten war, wirkt dem entgegen. Allerdings hat dieser Effekt wenig mit der Effizienzsteigerung zu tun. Vielmehr ermöglicht zum einen die flache Bauform größere Moni-

torflächen auf dem Schreibtisch, zum anderen sind die Preise für größere LCD-Monitore deutlich gesunken. Beides hat ursächlich nichts mit der höheren Energieeffizienz zu tun. Im Gegenteil, wären auch bei Röhrenmonitoren größere Diagonalen erreicht worden, läge der Energieverbrauch höher. Ganz ähnlich ist die Substitution von Röhrenfernsehern durch Flachbildschirm-TV einzuordnen. Die Ausweitung der Größe entspricht letztlich den Präferenzen der Nutzer, die neuen Technologien ermöglicht die Umsetzung, ganz unabhängig vom Energieverbrauch.

- Beim **Komforteffekt** liegt die Problematik eher in der geeigneten Definition und dem Verständnis des "Nutzenbegriffs". Grundsätzlich ist die vermehrte Nutzung, etwas von Räumen bei höherem Temperaturniveau eine individuelle Entscheidung, die vorher technologisch nur eingeschränkt zu treffen war. Insofern mag es sich primär um einen nichtintendierten Effekt im engeren Sinne handeln, aber um einen durchaus erwünschten Effekt im weiteren Sinne.

Generell geht das theoretisch hilfreiche Konstrukt des Rebound-Effektes von **ceteris paribus-Laborbedingungen** aus. Da sich in der realen Welt zahlreiche Parameter gleichzeitig – und oft nicht erfasst – verändern, ist es kaum möglich, bestimmte Energieverbrauchseffekte singular auf die Steigerung der Energieeffizienz zurück zu führen. In Praxis dürfte zudem kaum festzustellen sein, welcher der oben genannten Effekte quantitativ welche Rolle gespielt hat. Hinzu kommt das grundsätzliche methodische Problem, dass Abgrenzungen eines einzelnen Effekts bei einer einzelnen Maßnahme immer willkürlich sind. Die Entscheidung für die Umsetzung einer Maßnahme (wie z. B. der Kauf eines effizienteren Haushaltsgerätes oder Fahrzeuges) ist eingebunden in das größere System „Haushalt“ oder „Unternehmen“, in dem zumeist vom Energieverbrauch unabhängige Kriterien eine große Rolle spielen. Auch die Energiekosten und allenfalls durch eine Maßnahme eingesparte Kosten sind Teil eines Gesamtbudgets, auf dessen Einsatz neben Energiefragen auch Komfortfragen, Lebenssituationen, Unternehmensstrategien einwirken.

Bei der Betrachtung zukünftiger Entwicklungen des Gesamtsystems spielen **Wachstumseffekte** auf der Ebene der wirtschaftlichen Rahmendaten eine wesentliche Rolle, ebenso wie Strukturveränderungen bei Branchenentwicklungen, Technologieeinsätzen und Konsumpräferenzen sowie (durchschnittlichen) Konsummöglichkeiten und ihrer Verteilung. Beispielsweise wird davon ausgegangen, dass mit wachsendem Wohlstand (gemessen als BIP pro Kopf) die durchschnittliche beheizte Wohnfläche pro Kopf als einer der stabilsten Wohlstandsindikatoren wächst. In einer solchen dynamischen Welt wirken Energieeffizienz und Mengenwachstum gegenläufig; wesentlich ist letztlich das integrierte Ergebnis beider Effekte im kumulierten Energieverbrauch.

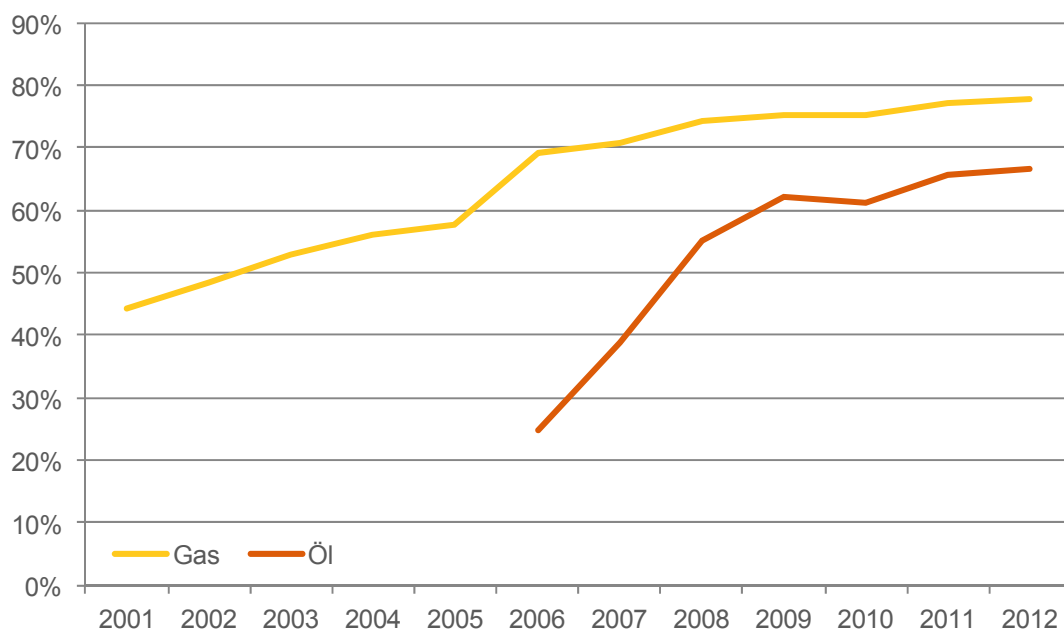
Im Sinne der **politischen Steuerung** ist das Rebound-Konzept genau dann *kritisch* zu sehen, wenn die verschiedenen intendier-

ten und nicht-intendierten Effekte begrifflich pauschaliert und vereinfacht werden. In diesem Fall verhindert die ungenaue Begrifflichkeit eine differenzierte Ansteuerung bzw. gezielte Dämpfung der Einzeleffekte. *Nützlich* kann das gedankliche Konzept des Rebound-Effektes für die **Erwartungsbildung** in Bezug auf politische Instrumente und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sein. Es sollte immer bedacht werden, dass die *theoretisch* mit deren Umsetzung verbundenen Einsparungen in der Praxis kaum erreicht werden dürften bzw. nicht statisch bestehen bleiben.

Bei der Berechnung von Szenarien für Gesamtsysteme werden die gegenläufigen Entwicklungen immer berücksichtigt, ebenso wie die Tatsache, dass es für jeden Verwendungszweck nicht nur die „marktbeste“ Technik mit dem höchsten Einsparpotenzial gibt, sondern dass immer Verteilungen von Technologien mit unterschiedlichen Eigenschaften zum Einsatz kommen werden.

Zum Beispiel kann die Markteinführung neuer energieeffizienter Technologien als **Diffusionsprozess** dargestellt werden. Dieser Ansatz berücksichtigt, dass neue Technologien selten augenblicklich den Markt beherrschen, sondern die Nachfrage nach der neuen Technologie einer typischen S-Kurve (sog. sigmoidale) Kurve folgt: anfänglich ist die Nachfrage niedrig, nimmt dann beschleunigt zu und bei zunehmender Marktsättigung wieder ab. Die Energieeffizienzlücke bestimmt sich aus der Differenz zwischen der realen und der beobachteten Diffusionsrate. Abbildung 8.2.3.2.1-1 veranschaulicht den Diffusionsprozess am Beispiel der Brennwertkessel-Technologie.

*Abbildung 8.2.3.2.1-1: Marktdiffusion der Brennwert-Technik: Anteil der Brennwertkessel an den verkauften Heizkesseln 2001 – 2012*



Quelle: BDH, Prognos/EWI/GWS 2014

Ein anderer Ansatz zur Operationalisierung von Energieeffizienzpotenzialen beruht auf dem **Konzept der impliziten Diskontrate**. Hierbei wird mittels ökonomischer Verfahren (z. B. discrete choice model) aus dem Kaufverhalten und den erwarteten Betriebskosten indirekt auf die private Diskontrate der Verbraucher geschlossen. Diese wird dann einer realen Diskontrate gegenüber gestellt, wie sie z. B. von der Energiewirtschaft bei der Bewertung von Energieversorgungsoptionen verwendet wird. Die Energieeffizienzlücke bestimmt sich aus der Differenz zwischen der realen und der implizit ermittelten derzeitigen Diskontrate.

Unabhängig davon, auf welchem methodischen Weg Effizienzpotenziale quantifiziert werden, ist in der Praxis unbestritten, dass der optimalen Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen neben den Systemträgheiten vor allem zahlreiche **Hemmnisse** entgegen stehen. Deshalb werden oft auch solche Maßnahmen nicht umgesetzt, die ökonomisch sinnvoll wären. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der unterschiedlichen Dynamiken von Innovations- und Infrastruktursystemen die Potenziale nie vollständig ausgeschöpft werden. Vielmehr handelt es sich bildlich um einen realen Horizont, der zeitlich versetzt dem physikalischen, dem technischen sowie dem ökonomisch-optimalen Technologiehorizont nachläuft.

Neben der Wahl des grundsätzlichen Ansatzes sind weitere **methodische Fragen** bei der Bestimmung von Energieeffizienzpotenzialen zu behandeln:

- Werden ausschließlich Potenziale betrachtet, die auf **Marktversagen** zurückzuführen sind? Dahinter steckt die Auffassung, dass politische Interventionen nur bei Marktversagen gesamtwirtschaftlich sinnvoll sind. Faktoren wie z. B. die Unsicherheit über zukünftige Energiepreise, die zwar Entscheidungen zum Einsatz von energieeffizienten Technologien beeinflussen, aber kein Marktversagen darstellen, müssten dann unberücksichtigt bleiben.
- Werden **indirekte Kosten** etwa zur Informationsbeschaffung vor der Investition bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen einbezogen? Es ist keineswegs kostenlos, sich darüber zu informieren, wie technologische Verbesserungen ins Eigenheim oder in das Unternehmen integriert werden können oder wo zuverlässige Lieferanten zu finden sind.
- Werden kurz- und mittelfristige Schwankungen der **Energiepreise**, insbesondere nach unten, berücksichtigt?
- Werden **externe Kosten** wie Umweltwirkungen, die bislang nicht im Energiepreis enthalten sind, bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt?

### 8.2.3.2.2 Hemmnisse und Barrieren für Energieeffizienz

Die einer Steigerung der Energieeffizienz entgegen stehenden Hemmnisse sind sektoral verschieden und lassen sich grob in folgende vier Kategorien einteilen (Prognos, 2013):

**Information und Motivation:** hierunter fallen Hemmnisse, die sich z. B. aus den Informationskosten, aus der (mangelnden) Kenntnis über Energieverbrauch oder Möglichkeiten zur Energieeinsparung, sowie aus der Priorität ergeben, die der Energieeffizienz beigegeben wird. Generell verursacht die Umsetzung von Energieeffizienz zunächst einen höheren Aufwand, insbesondere Informations- und Suchkosten, der nur dann in Kauf genommen wird, wenn die erwarteten Nutzen (Einsparungen) diesen Aufwand rechtfertigen.

**Finanzierung und Wirtschaftlichkeit:** Zu finanziellen Hemmnissen im engeren Sinne zählen mangelnder Zugang zum Kapitalmarkt (Fremdkapital und Fördermittel) und erhöhte Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit (Amortisationszeit bzw. erwartete Kapitalverzinsung). Diese Faktoren werden beeinflusst durch Unsicherheiten bzgl. der Entwicklung von Energiepreisen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

**Organisation und Struktur:** Organisatorische Hemmnisse sind weiche Faktoren, die Entscheidungsprozesse und Prioritätensetzung innerhalb einer Organisation beeinflussen, insbesondere die Einflussmöglichkeiten derjenigen Akteure, die für Energie(bewirtschaftung) zuständig sind. Häufig gibt es auch keine entsprechenden Verantwortlichen, sodass die Entscheidungen vom letztverantwortlichen Entscheidungsträger selbst vorbereitet und getroffen werden.

Eine besondere Rolle spielt häufig die organisatorische Aufspaltung von denjenigen, die die Energie nutzen und bezahlen sowie denjenigen, die Investition zur Energieeinsparung tätigen und tragen müssen ("split incentive"). Dies spiegelt sich z. B. im sog. Vermieter-/Mieter-Dilemma im wohnungswirtschaftlichen Umfeld wider.

Hinzu kommen strukturelle Hemmnisse, die sich z. B. aus der Größe der Organisation, der Energieversorgungsinfrastruktur, der Komplexität und Radikalität der betrachteten Energieeffizienzmaßnahme (wie stark wird der Produktionsprozess verändert?) oder der Beschaffungspolitik (werden Lebenszykluskosten automatisch bei der Beschaffung berücksichtigt?) ergeben.

**Recht und Politik:** Unter rechtlichen / politischen Hemmnissen sind rechtliche Regelungen zu verstehen, die eine weitere Verbreitung von energieeffizienten Technologien blockieren, verhindern oder verlangsamen. Zusätzlich können rechtliche und politische Hemmnisse auch fehlende politische Anreize sein und die Komplexität des Regulierungsumfelds umfassen.

### 8.2.3.2.3 Fördernde Faktoren

Neben den Barrieren, die die Verbreitung von energieeffizienten Technologien hemmen, lohnt ein Blick auf unterstützende Faktoren, die u. U. den Erfolg der Technologie beeinflussen (Fleiter, 2012).

Je höher der interne Zinsfuß der Investition, je kürzer die Amortisationszeit und je niedriger die Anfangsinvestitionskosten sind, desto höher ist der **relative Vorteil einer Energieeffizienzmaßnahme**. Dies erklärt z. B., warum die Brennwertechnologie bei Gas heute eine höhere Marktdurchdringung erreicht hat als bei Öl. Positive nicht-energetische Effekte, z. B. Komfortgewinne, haben ebenfalls einen positiven Einfluss.

Aus **technischer Sicht** werden eher Maßnahmen umgesetzt, die technisch abgrenzbar und überschaubar sind, die eine vergleichsweise kurze Lebensdauer haben und die eher lokal als systemweit wirken. Organisatorische Maßnahmen und technologische Aufrüstungen werden leichter umgesetzt als der Austausch von gesamten Systemen oder die Umstellung der Technologie.

Förderlich aus **informatrischer Sicht** sind: Klarheit über die notwendigen Maßnahmen, über die Höhe der Einsparungen, niedrige Transaktionskosten, weite Marktverbreitung der geplanten Effizienztechnologie, geringes erforderliches Wissen zur Umsetzung und breite Anwendungsmöglichkeit der Technologie.

Ein funktionierender Markt für **Energiedienstleistungen** ist ebenfalls förderlich für die Diffusion von Energieeffizienztechnologien. Zum einen bieten Energiedienstleister das fehlende Wissen zur Planung und Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen an. Zum anderen können Angebote wie Contracting das Hemmnis der asymmetrischen Information effektiv abbauen.

### 8.2.3.3 Handlungsfelder

Im Folgenden werden für ausgewählte Handlungsfelder synoptisch Potenziale, Hemmnisse und Chancen dargestellt.

#### 8.2.3.3.1 Gebäude und Anlagen

Zahlreiche **politische Instrumente** adressieren den Gebäude- und Anlagensektor. Geförderte Angebote zur Energieberatung (BAFA Vor-Ort) und zur Finanzierung von energieeffizienten Bauen und Sanieren, ordnungsrechtliche Standards für den Energiebedarf von Gebäuden (EnEV) und Anlagentechnik (EVPG), Transparenz durch Energieausweise, Ansätze zur Minderung des Investor/ Nutzer-Dilemmas durch großenteils verbrauchsabhängige Heizkostenabrechnung (HeizkV) und Modernisierungsumlage, Schaffung einer rechtlichen Grundlage für Energieliefercontracting (WärmeLV) sind wichtige Beispiele auf Bundesebene, die durch weitere Instrumente und Aktivitäten auf Landes- und Kommunal-

ebene ergänzt werden. Hinzu kommen Preisimpulse z. B. aus der ökologischen Steuerreform, die einen effizienten Energieeinsatz anreizen.

Im **Neubau** ist durch die Energieeinspar-Verordnung und die KfW Effizienzhaus-Förderung ein flexibles und wirksames Anreizsystem für energieeffizientes Bauen entstanden. Außerdem steht mit der Leichtbauweise eine neue Technologie am Beginn der Marktreife, die weitere Effizienzpotenziale bietet.

Im **Gebäudebestand** ist ein Sanierungsstau zu beobachten. Die Sanierungsrate liegt unter der im Energiekonzept angestrebten Rate; der Heizkesselbestand ist überaltert. In diesem Bereich wirksame Hemmnisse und fördernde Faktoren zur Behebung des Staus sind separat für selbstgenutzte und vermietete Gebäude zu betrachten.

Die **selbstgenutzten Ein- und Zweifamilienhäuser** bilden bzgl. Anzahl der Gebäude und Energieverbrauch das größte Segment im Gebäudebestand. Die Entscheidungsfindung bei Sanierungsvorhaben ist bei Eigenheimbesitzern stärker von subjektiven Faktoren beeinflusst als in den anderen Segmenten (IÖW, 2010). Selten erfolgt eine Betrachtung von Lebenszykluskosten, häufig orientiert sich die Entscheidung an der Liquidität und an den kurzfristigen Investitionskosten.

Heterogen ist die Situation der **Fremdfinanzierung** von Sanierungsvorhaben. Teilweise sind Kreditmöglichkeiten durch den Hauskauf ausgeschöpft, teilweise wird eine Kreditfinanzierung abgelehnt, nachdem das Haus abbezahlt ist. Auch sind die Angebote der KfW mitunter nicht bekannt, oder die Fördervoraussetzungen werden als unüberwindbar betrachtet.

Die Durchführung von Sanierungsvorhaben in selbstgenutzten Ein- und Zweifamilienhäusern zeichnet sich **in organisatorischer Sicht** durch mehrere **Besonderheiten** aus. Ein Anteil der Maßnahmen wird in Eigenleistung durchgeführt. In der Regel bleibt das Haus bewohnt, während die Sanierungsarbeiten durchgeführt werden. Mitunter wird eine Anzahl kleinerer Maßnahmen über einen langen Zeitraum hinweg durchgeführt. Dabei fehlt manchmal ein Planungskonzept.

Eigenheimbesitzer verfügen in der Regel nicht über eine umfassende handwerkliche Ausbildung und Technologiewissen und müssen daher Wege zu dem erforderlichen **Expertenwissen** finden. Neben diesem Informationsdefizit scheint die Informationsüberflutung – vor allem im Internet – die Entscheidungsfindung bei Sanierungsvorhaben zu erschweren und Gefühle der Überforderung auszulösen.

Die Nachfrage nach **Energieberatung** stagniert derzeit und liegt weit unter dem tatsächlichen Bedarf. Ein Grund hierfür kann in den oben skizzierten organisatorischen Besonderheiten liegen. Ener-



gieliefercontracting in diesem Segment befindet sich in der Markteinführungsphase und hat daher einen hohen Erklärungsbedarf und Transaktionsaufwand. Aufgrund der absolut gesehen eher geringen Einsparmöglichkeiten je Gebäude ist die Wirtschaftlichkeit des Energieliefercontracting nicht immer sichergestellt, so dass nicht-energetische Zusatznutzen wie 24-h Notservice, one-stop-shop usw. an Bedeutung gewinnen.

Das Segment des **vermieteten Gebäudebestands** ist geprägt vom sog. Vermieter-/Mieter-Dilemma: Der Vermieter trifft die Entscheidung über Energieversorgung und Energieeffizienzmaßnahmen und profitiert nicht oder nur indirekt von den dabei erzielten Kosteneinsparungen. Dies führt zu einer Betonung der Anschaffungskosten gegenüber den Lebenszykluskosten bei der Entscheidungsfindung und eliminiert bzw. beschränkt die Wahlmöglichkeit der Mieter.

Eine Möglichkeit, dieses organisatorische Hemmnis zu überwinden, ist die Betonung der **Wertsteigerung** des Gebäudes durch Energieeffizienzmaßnahmen (Popescu, 2012). Bislang sind die Betrachtungsweisen eher einseitig: der Energieberater analysiert die potenziellen Energiekosteneinsparungen, der Immobiliensachverständige fokussiert auf den Wert des Gebäudes. Die (stärkere) Einbeziehung der Wertsteigerung kann die Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzmaßnahmen verbessern. Mit der Berücksichtigung von energetischen Merkmalen in den Mietspiegeln in einigen Städten sowie der ab Mai 2014 geltenden Veröffentlichungspflicht der Effizienzklasse des Gebäudes in gewerblichen Immobilienanzeigen sind wichtige Schritte in diese Richtung getan.

Zum 1. Juli 2013 sind der § 556c BGB und die dazugehörige **Wärmelieferverordnung** (WärmeLV) in Kraft getreten. Bisher gab es keine Verordnung, die das Thema Contracting mietrechtlich behandelte. Mit dem Erlass der neuen WärmeLV werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Fall definiert, dass der Vermieter die Versorgung eines Mietgebäudes mit Wärme oder Warmwasser von der Eigenversorgung auf Energieliefercontracting umstellt. Sie gilt nicht beim Abschluss neuer Mietverträge.

Positiv mit Blick auf das **Energieliefercontracting** ist zu bewerten, dass aufgrund der WärmeLV die Umstellung auf eine gewerbliche Wärmelieferung ohne Zustimmung der Mieter möglich ist. Hiermit ist die flächendeckende Einführung von Energieliefercontracting erheblich vereinfacht.

Kritisch gesehen wird insbesondere von Energieliefercontracting - Anbietern die in der WärmeLV festgeschriebene Kostenneutralität, wonach die Kosten der gewerblichen Wärmelieferung die bisherigen Betriebskosten nicht übersteigen dürfen. Hierzu muss ein Kostenvergleich durchgeführt werden, dessen Umsetzung und Rechtssicherheit eine Herausforderung für die Branche darstellt.

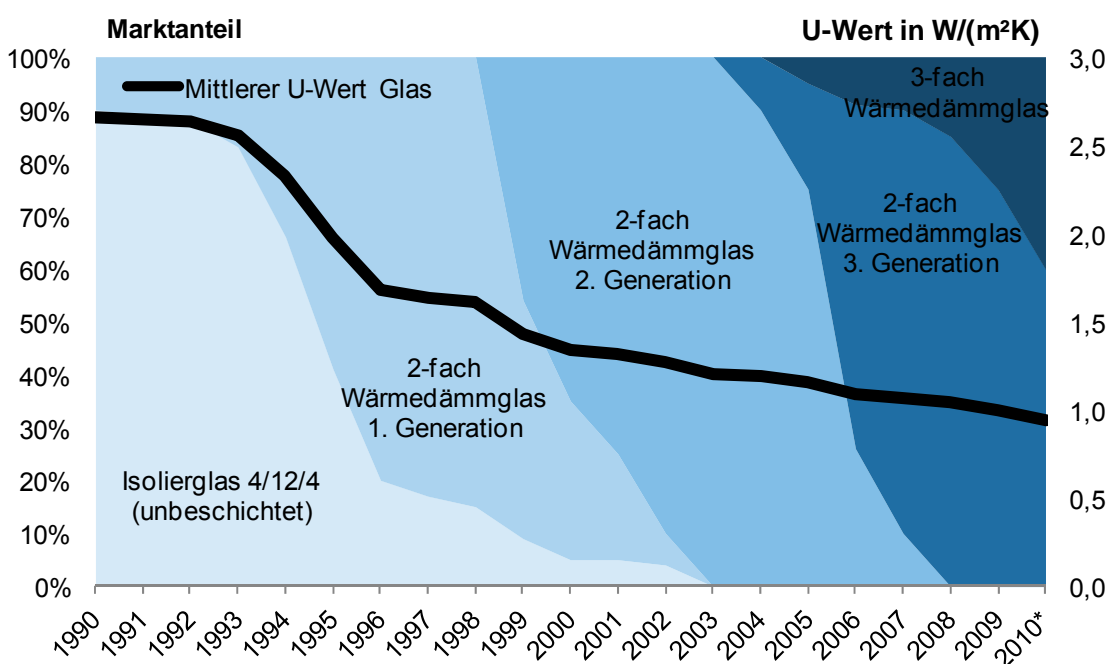
In allen Segmenten, sowohl selbstgenutzt wie auch vermietet, kann die Energieeffizienz durch das **Nutzerverhalten** verbessert werden (Lindén, 2006). Schlüssel hierzu sind verbessertes Wissen (z. B. über richtiges Lüften), vereinfachte Praxis (z. B. komfortabel zu steuernde Thermostate), Verkürzung der Feedback-Schleife und Sichtbarkeit des Verhaltens.

### 8.2.3.3.2 Geräte und Beleuchtung

Mit Kennzeichnungsinstrumenten (EnVKV), Standards (EVPG) und freiwilligen Vereinbarungen, Technologieeinführung der Kompaktleuchtstofflampe sowie Beratungsangebote für Haushalte durch die Caritas (im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative) und die Verbraucherzentralen wird das Handlungsfeld Geräte und Beleuchtung auf verschiedenen Ebenen adressiert. Hinzu kommen Preisimpulse z. B. aus der ökologischen Steuerreform, die einen effizienten Energieeinsatz anreizen. Zwei Herausforderungen in diesem Handlungsfeld werden hier hervorgehoben (Blok, 2005):

Aufgrund der vergleichsweise kurzen Lebensdauer der Geräte und der rasanten technologischen Entwicklung kommt der **hohen Dynamik der Energieeffizienz** eine besondere Bedeutung zu (Abbildung 8.2.3.3.2-1). Was 2013 noch die bestverfügbare Technologie war, wird 2014 voraussichtlich bereits übertroffen werden. Bei der Gestaltung von Politikinstrumenten zur Kennzeichnung sowie zur Festlegung von Mindeststandards ist diese hohe Geschwindigkeit zu berücksichtigen.

Abbildung 8.2.3.3.2-1: Dynamik der Energieeffizienz: Entwicklung des U-Wertes für den Marktdurchschnitt Fensterglas 1990 – 2010



Quelle: VFF 2011, Prognos/EWI/GWS 2014

Während für die **Großverbraucher** in privaten Haushalten – Waschmaschine, Kühlschrank, Geschirrspüler, Wäschetrockner, Fernseher – die großen Energieeffizienzpotenziale bereits adressiert sind, ist eine zunehmende Zahl von **Kleinverbrauchern** wie Ladegeräte, Transformatoren für Lampen, Kommunikations- und Unterhaltungselektronik zu beobachten, die oft im Standby-Modus Energie verbrauchen. Die energieeffiziente Gestaltung dieser Geräte ist eine weitere Herausforderung.

#### 8.2.3.3.3 Industrie und Gewerbe

Im Bereich Industrie und Gewerbe gibt es eine **Vielzahl von politischen Instrumenten** zur Beförderung von Energieeffizienz: neben der geförderten Energieberatung für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) der KfW gibt es Zuschussförderungen für energieeffiziente Querschnittstechnologien und Systemoptimierung (im Rahmen des Energie- und Klimafonds) sowie Mini-KWK-Anlagen und gewerbliche Kälteanlagen (im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative). Außerdem gibt es zinsvergünstigte Finanzierungsangebote der KfW für Investitionen in Energieeffizienz. Zudem bestehen deutliche Anreize zur Einführung von Energiemanagementsystemen (EMS), einerseits durch direkte Förderung für KMU (im Rahmen des Energie- und Klimafonds), andererseits aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung gem. § 40ff EEG sowie der geplanten Nachfolgeregelung des Spitzenausgleichs bei der Energie- und Stromsteuer.

**Information und Motivation:** Informationshemmnisse sind vor allem Wissenslücken in den Unternehmen, die relevante Gesetze, Richtlinien und Normen nur lückenhaft kennen. Die Energieströme sind mitunter nur über die Abrechnung bekannt. Das Betriebsverhalten der Versorgungstechnik wird kaum hinterfragt oder ist unbekannt.

Die fehlende Kenntnis von Energieeffizienzmaßnahmen und Einsparpotenzialen ist ein weiterer wesentlicher Faktor, der hemmend wirken kann.

**Finanzierung und Wirtschaftlichkeit:** Die Versorgungstechnik wird vielfach über die geplante Nutzungsdauer hinaus betrieben. Die Wirtschaftlichkeit einer Effizienzmaßnahme wird auch beeinflusst von den Kosten, die durch mögliche Produktionsunterbrechungen entstehen. Außerdem haben insbesondere kleinere Firmen wenig Zugang zu Kapital.

**Organisation & Struktur:** Das zentrale Hemmnis ist der Zeitmangel der Betriebsleiter sowie, damit verbunden, die geringe Priorität, die der Energieeffizienz eingeräumt wird. Durch einen Produktionsprozess können einzusetzende Technologien und Energieträger festgelegt sein und die Handlungsmöglichkeiten des Unternehmens beschränken. Insbesondere im Dienstleistungssektor werden häufig gemietete Liegenschaften genutzt, die zum Nut-

zer/Investor-Dilemma führen (vgl. Abschnitt Gebäude und Anlagen).

Die Einführung von **Energiemanagementsystemen** (EMS) verlief sehr erfolgreich: Mit über 1.500 Zertifizierungen ist Deutschland das Land mit der bei weitem stärksten Verbreitung von EMS, gefolgt von Großbritannien mit ca. 300 Zertifizierungen.

Die Einführung eines EMS ist ein Eingriff in eine häufig gewachsene (Organisations-, Anlagen-)Struktur, die viele Mitarbeiter betrifft. Das Aufbrechen alter Strukturen und Tätigkeiten stellt eine Herausforderung bei der Einführung eines EMS dar. Der Bedarf an Zeit und Personal für die Umsetzung der Auditierung und die anschließende Zertifizierung eines EMS wird häufig unterschätzt.

Andererseits liegt in der Einführung von EMS gerade in Branchen, die nicht energieintensiv sind, ein hohes Effizienzpotenzial.

#### 8.2.3.3.4 Mobilität und Transport

Angesichts - noch - fehlender Alternativen zu (größtenteils) fossilen Kraftstoffen ist die Energieeffizienz ein wesentliches Element der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Eine **Reihe von Instrumenten** dienen der Steigerung der Energieeffizienz in diesem Sektor: Preisimpuls-setzende Maßnahmen (Energie- und Stromsteuer, Lkw-Maut), Schadstoff (einschließlich CO<sub>2</sub>) bezogene Besteuerung von Kraftfahrzeugen, Förderprogramme zur Anschaffung emissionsarmer Nutzfahrzeuge (im Rahmen des KfW Umweltprogramms), Kennzeichnungspflichten (Pkw-Label), die Einführung von Emissionsnormen bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen (EU-Verordnungen 443/2009 und 510/2011) sowie die Unterstützung der Markteinführung der Elektromobilität sind ebenso Beispiele für die politischen Aktivitäten wie der von der Bundesregierung geförderte Einbau energieeffizienter Motoren in Binnenschiffe.

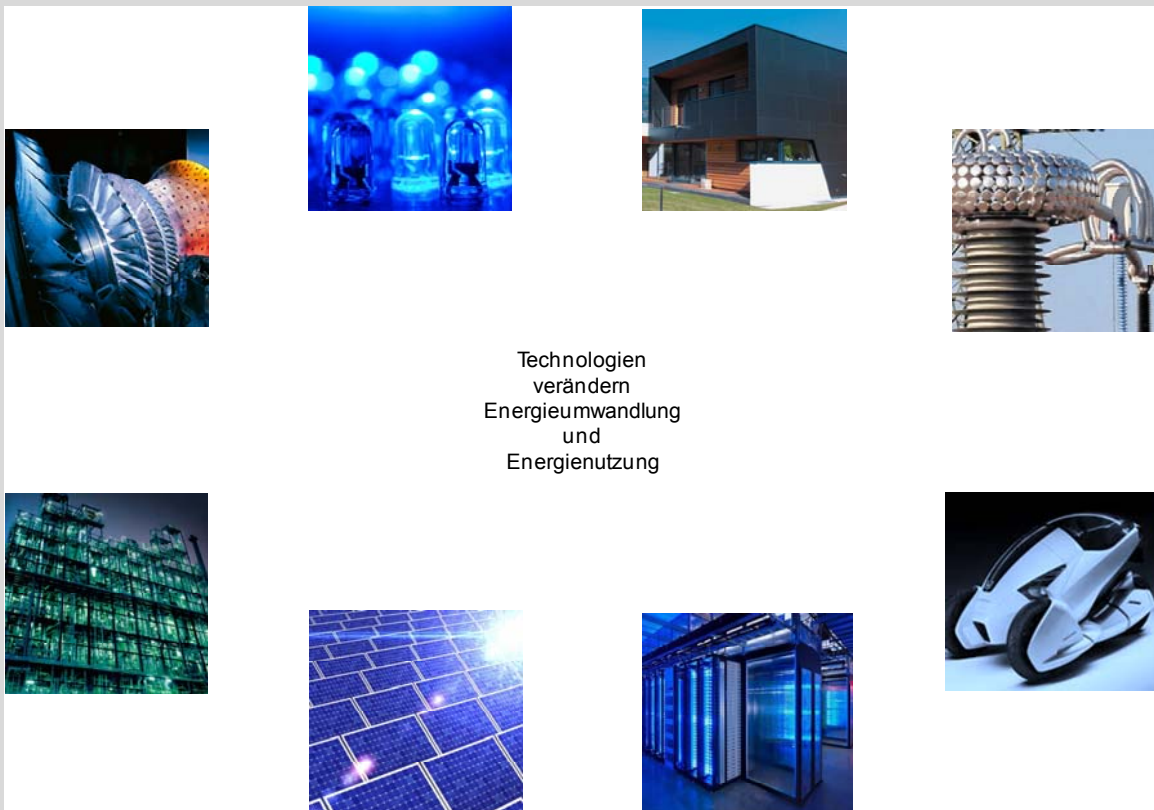
Zu den technischen Ansatzpunkten sich für die einzelnen Verkehrsmodi vgl. Abschnitt 8.2.4.4. sowie die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (BMVBS, 2013).

## 8.2.4 Langfristige Technologische Entwicklung

### Das Wichtigste in Kürze

- Technologien und Technikentwicklungen spielen in allen Feldern der Energienutzung, der Energiebereitstellung und der Energieversorgung eine wesentliche Rolle. Neue Technologien und technische Weiterentwicklungen führen sowohl zu mehr Energieeffizienz als auch zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien. Darüber hinaus verändern sie Organisation und Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft.
- Auf der Nachfrageseite wird der technische Fortschritt auch in Zukunft vor allem im Rhythmus der normalen Investitionszyklen implementiert. Neben anwendungs- und branchenspezifischen Technologien spielen dabei Querschnittstechnologien eine bedeutende Rolle, die in vielen Bereichen eingesetzt werden können. Kurzfristig wirken sich vor allem die Entwicklungen der Informations- und Kommunikationstechnik, Vernetzung, Regel- und Steuerungstechnik sowie Miniaturisierungen aus. Mittel- und langfristig werden u.a. neue Werkstoffe, maßgeschneiderte Oberflächen, Bionik und Robotik großen Einfluss haben.
- Außer technischen Aspekten sind für die Einführung neuer Technologien wirtschaftliche, ökologische und gesellschaftliche Umfeldbedingungen von zentraler Bedeutung.

### Anwendungsbereiche neuer Technologien



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Um Aussagen zur Struktur des zukünftigen Energieversorgungssystems machen zu können, gilt es technologische Entwicklungen abzuschätzen. In den folgenden Abschnitten werden ausgewählte mögliche Entwicklungen in den Bereichen Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Effizienztechnologien zusammengestellt und erläutert. Für ausführlichere Informationen zu Forschungsprogrammen und Empfehlungen sei auf den Politikbericht „Energietechnologien 2050 –Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ verwiesen (DLR et al. 2013). Im Folgenden wird die Entwicklung techno-ökonomischer Eigenschaften unterschiedlicher Erzeugungstechnologien diskutiert. Grundlagen für diese Zahlen sind neben ausgewiesenen Veröffentlichungen auch Gespräche mit Experten aus Verbänden und Unternehmen.

#### 8.2.4.1 Techno-ökonomischer Fortschritt in der Stromerzeugung

Die Stromerzeugung befindet sich angesichts des Ziels einer weitgehenden Dekarbonisierung und aufgrund des starken Zubaus von Technologien auf Basis erneuerbarer Energien im Wandel. Dies stellt konventionelle Technologien wie Steinkohle-, Braunkohle- und Gaskraftwerke, vor neue Herausforderungen, für welche es technischer Weiterentwicklungen bedarf. In der Vergangenheit führten zudem technische Innovationen im Bereich der erneuerbaren Energien zu Kostendegressionen und einem effizienteren Einsatz. In Zukunft gilt es, diese Entwicklungen weiterzuführen. Bei der Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien ins Stromsystem spielen unterschiedliche Flexibilitätsoptionen eine entscheidende Rolle. Beispielsweise können Speicher überschüssige elektrische Energie aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung stellen. Diesbezüglich stehen verschiedene Technologieoptionen zur Verfügung, welche es für einen zukünftigen Einsatz entsprechend der Anforderungen im System einzuordnen gilt. Auch im Bereich der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung für die konventionelle Stromerzeugung stehen verschiedene Konzepte zur Verfügung. Die folgenden Abschnitte enthalten eine Zusammenstellung der wesentlichen Informationen zum aktuellen Stand und der erwarteten zukünftigen Entwicklung.

##### 8.2.4.1.1 Konventionelle Kraftwerke

Die Veränderungen der Stromerzeugungsstruktur haben Auswirkungen auf die Fahrweisen und optimalen Designparameter von konventionellen Erzeugungstechnologien. Mit Blick auf die Gesamtsystemoptimierung liegt der Fokus in der technologischen Entwicklung in Zukunft weniger auf einer Steigerung des maximalen Wirkungsgrades unter Volllast, sondern verstärkt auf der **Optimierung des Teillastverhaltens**. Hierzu können Technologien mit einer geringen Mindestlast, einer flexibleren Leistungssteuerung und geringen Anfahrtszeiten weiter entwickelt werden. Diese Weiterentwicklungen kommen sowohl bei existierenden Kraftwerken durch Retrofit-Maßnahmen als auch bei dem Bau von Neuanlagen zum Einsatz.

**Steinkohlekraftwerke** stellen eine ausgereifte und etablierte Erzeugungstechnologie dar. Eine Erzeugung bei superkritischen und ultra-superkritischen Dampfparametern gehört zum Stand der Technik und resultiert in maximalen Wirkungsgraden von bis zu 50 %<sup>41</sup>. Eine weitere Steigerung des Maximalwirkungsgrades ist bei Dampftemperaturen bis zu 700°C möglich, welche jedoch sehr hohe Ansprüche an die verwendeten Werkstoffe stellen. Aufgrund der abnehmenden Volllaststunden im Betrachtungszeitraum kommt dem Teillastverhalten der Anlagen eine immer größere Bedeutung zu. Zur Absenkung der Mindestlast und Verbesserung der maximalen Laständerungsgeschwindigkeit stellt die Entkopplung von Ausmahlung und Verbrennung (indirekte Feuerung) eine sinnvolle Maßnahme dar. Hierdurch kann auf Lastwechsel flexibler reagiert werden und es lassen sich kürzere Anfahrtszeiten realisieren. Zusätzlich kann durch die optimierte Auslegung von Anlagenteilen und die Verwendung höherwertiger Werkstoffe das Verhalten während der Laständerung verbessert und die Lebensdauer bei häufigen Lastwechseln erhöht werden.

In **Braunkohlekraftwerken** ist eine Wirkungsgradsteigerung durch innovative Braunkohlevortrocknungsverfahren möglich, wie dies bereits bei Braunkohlekraftwerken mit optimierter Anlagentechnik (BoA) eingesetzt wird. Der Wirkungsgrad lässt sich so auf bis zu 47 % steigern. Auch die Flexibilisierung spielt bei Braunkohlekraftwerken eine wesentliche Rolle. Ähnlich wie bei Steinkohlekraftwerken finden hier Maßnahmen wie eine indirekte Feuerung oder die Verwendung höherwertiger Werkstoffe für dünnwandigere Bauteile Anwendung. Zur Absenkung der Mindestlast sind alternative Betriebskonzepte mit einer Verteilung der Feuerung auf zwei Kessel denkbar, um zusätzlich die Flexibilität zu steigern.

**Gasturbinen** (OCGT) gehören zum Stand der Technik und sind in der Lage, einen hohen Grad an Flexibilität im System zur Verfügung zu stellen. Durch geringe Anfahrtszeiten und hohe Laständerungsgeschwindigkeiten können kurzfristige Lastschwankungen ausgeglichen werden. Der Wirkungsgrad ist mit etwa 40 % vergleichsweise niedrig. Dies führt zu hohen variablen Kosten der Erzeugung. Dennoch stellen Gasturbinen eine attraktive Option im Stromerzeugungssystem dar, da sie zu geringen Kapitalkosten kurzfristig gesicherte Leistung bereitstellen können.

**Gas- und Dampfkraftwerke** (GuD, CCGT) zeichnet ein hoher Wirkungsgrad aus. Durch die Nutzung der Abwärme des Gasturbinenprozesses in einem nachgeschalteten Dampfturbinenprozess kann die Nutzung des Brennstoffs im Vergleich zu reinen Gasturbinenanlagen gesteigert werden. Die höhere Anzahl an benötigten Komponenten und die Komplexität der Prozessführung führt jedoch zu höheren Investitionskosten und einer erhöhten Trägheit des Erzeugungssystems. Der Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken

---

<sup>41</sup> Als „superkritisch“ werden Dampfprozesse mit einem Spitzendruck von über 221 bar bezeichnet. „Ultra-superkritische“ Dampfparameter bezeichnen Drücke von über 250 bar bzw. eine Temperaturerhöhung des Dampfes auf bis zu 600 – 620°C.

liegt bei etwa 59 %. Durch optimierte Prozesssteuerung zum Beispiel durch eine mehrstufige Dampferhitzung oder höhere Gasturbineintrittstemperaturen kann der Wirkungsgrad auf bis zu 62 % gesteigert werden. Gerade im Bereich der Gasturbinenkomponenten finden höherwertige Werkstoffe Verwendung.

Beim **Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung** (Integrated Gasification Combined Cycle) wird der Brennstoff zunächst vergast und anschließend in einer Gasturbine mit angeschlossenem Dampfprozess verbrannt und in Strom umgewandelt. Als Brennstoff kann Steinkohle, Braunkohle, Biomasse oder Abfall eingesetzt werden. Die Technologie erzielt theoretisch hohe Wirkungsgrade von bis zu 60 %. Dies ist jedoch technisch komplex und erhöht die Investitionskosten deutlich. Aufgrund der höheren Anzahl an benötigten Komponenten ist nicht davon auszugehen, dass diese Technologie im Wettbewerb mit etablierten Technologien bestehen kann, wenn die Kosten nicht weiter reduziert werden.

Im Rahmen der Studie werden **Annahmen bezüglich der Investitionskosten** für die verschiedenen konventionellen Erzeugungstechnologien getroffen. Es wird hierbei unterschieden zwischen Anlagen, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen, und Anlagen, die mit neuartigen Komponenten ausgestattet sind. Die weiter entwickelten Anlagen werden mit dem Zusatz „innovativ“ bezeichnet. Die Investitionskostenannahmen sind in Tabelle 8.2.4.1.1-1 zusammengefasst.

*Tabelle 8.2.4.1.1.-1: Annahmen zu den Investitionskosten von konventionellen Kraftwerken, 2020 – 2050, in EUR<sub>2011</sub>/kW*

	2020	2030	2040	2050
Braunkohle	1.500	1.500	1.500	1.500
Braunkohle innovativ	1.600	1.600	1.600	1.600
Steinkohle	1.200	1.200	1.200	1.200
Steinkohle innovativ	2.025	1.800	1.700	1.650
IGCC	1.700	1.700	1.625	1.575
CCGT	711	711	711	711
OCGT	400	400	400	400

Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014<sup>42</sup>

Zusätzlich zu den Investitionskosten werden in der Studie **techno-ökonomische Parameter für die Modellierung** verwendet, welche in Tabelle 8.2.4.1.1-2 zusammengestellt sind.

42 Die Annahmen wurden im Rahmen von Gesprächen mit dem VGB und der IEA abgestimmt.



Tabelle 8.2.4.1.1-2: Durchschnittliche techno-ökonomische Parameter für konventionelle Kraftwerke nach Anlagentyp, 2020 – 2050

	Wirkungsgrad	Technische Lebensdauer	Fixe Betriebskosten
	[%]	[a]	[EUR/kW/a]
Braunkohle	43	45	43
Braunkohle innovativ	47	45	45
Steinkohle	46	45	36
Steinkohle innovativ	50	45	36
IGCC	46	30	40
CCGT	60	30	28
OCGT	40	25	17

Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014

#### 8.2.4.1.2 Erneuerbare Energien

Im zukünftigen Stromversorgungssystem wird ein Großteil des Stroms von erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt. Insbesondere die fluktuierenden Energien, wie Wind und Photovoltaik, stellen das System vor neue Herausforderungen. Um das System stabil und kontrollierbar zu erhalten gilt es, die Technologien in Hinsicht auf Regelbarkeit und **Systemintegration** weiter zu entwickeln. Zudem liegt ein Fokus auf der **Kostenreduktion** der Systeme, um die Erzeugungskosten von erneuerbaren Energien im zukünftigen Stromsystem weiter zu senken.

##### 8.2.4.1.2.1 Technologieentwicklungen

Die **Photovoltaik-Technologie** wandelt solare Strahlung in elektrische Energie um. Die eingesetzten Technologien basieren auf dem Einsatz von Halbleitertechniken und lassen sich in verschiedene Zelltypen unterteilen:

- **Polykristalline Siliziumzellen** gehören zum Stand der Technik und stellen den größten Teil der installierten Module dar.
- **Monokristalline Siliziumzellen** haben vergleichsweise höhere Wirkungsgrade, sind jedoch aufgrund des höheren Energieaufwands in der Herstellung kostenintensiver.
- **Dünnschichtzellen** aus Silizium haben einen geringeren Wirkungsgrad bei gleichzeitig geringeren Produktionskosten. Insgesamt ist die Herstellung sehr kosteneffizient.
- **III-V-Halbleiter-Stapelzellen** können durch die Verwendung mehrerer Halbleiterschichten einen großen Teil des solaren Spektrums in Strom umwandeln und zählen zu den effizientesten Modulen. Durch Kombination mit optischen Systemen zur Strahlungsbündelung können diese zudem kosteneffizient sein. Ein Nachteil der Strahlungsbündelung ist jedoch, dass

ein solches System hauptsächlich für Direktstrahlung verwendet werden kann und der Sonne nachgeführt werden muss.

- **Organische Solarzellen** basieren auf Polymeren und haben das Potenzial, in Zukunft zu geringen Herstellungskosten produziert zu werden. Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums und geringer Wirkungsgrade ist eine großtechnische Herstellung noch nicht wirtschaftlich.

**Wind Onshore** Turbinen wandeln die Strömungsenergie des Winds in elektrische Energie um, die anschließend ins Stromnetz eingespeist wird. Sie sind technologisch sehr ausgereift und im Markt etabliert. Der Trend ging in der Vergangenheit insbesondere hin zu größeren Rotor- und Nabendurchmessern für eine höhere spezifische Energieausbeute. Weiteres Entwicklungspotenzial besteht zudem in den einzelnen Komponenten, wie Getrieben, Rotorblättern und der Steuerungstechnik.

**Wind Offshore** Anlagen kommen in der See zum Einsatz und wandeln dort die kinetische Windenergie in Strom um. Hier ergibt sich aufgrund der vorherrschenden Bedingungen ein stark verändertes Anforderungsprofil. Insbesondere durch die bis dato geringen Erfahrungen in der Installation und dem Betrieb von Windparks auf See besteht hier noch erhebliches Lernpotenzial. Durch technologische Weiterentwicklung von Fundamenten und die Entwicklung von wartungsärmeren Turbinen kann die technologische Wettbewerbsfähigkeit gesteigert werden.

**Geothermie** nutzt die in der Erde gespeicherte und entstehende Wärme zur Stromerzeugung oder Wärmebereitstellung. Es ist zu unterscheiden zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie. Die Potenziale der oberflächennahen Geothermie sind in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft. In Zukunft könnte die Tiefengeothermie an Bedeutung gewinnen. Hier besteht noch erhebliches Entwicklungspotenzial, um geothermische Gegebenheiten zu evaluieren und große Bohrtiefen zu geringeren Kosten realisieren zu können.

#### 8.2.4.1.2.2 Kostenentwicklungen

Erneuerbare Energien stehen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken in einem frühen Stadium der Entwicklung. Aufgrund von **Lern- und Skaleneffekten** sind in diesem Bereich daher in den kommenden Jahren weitere Kostendegressionen zu erwarten. Dabei ist die Entwicklung dieser Kostendegressionen mit Unsicherheit behaftet, wodurch es zu unterschiedlichen Annahmen in energiewirtschaftlichen Studien kommt. Um die Bandbreite dieser Annahmen zu berücksichtigen und deren Einfluss auf die Ergebnisse zu quantifizieren, werden im Anhang entsprechende Sensitivitäten präsentiert.

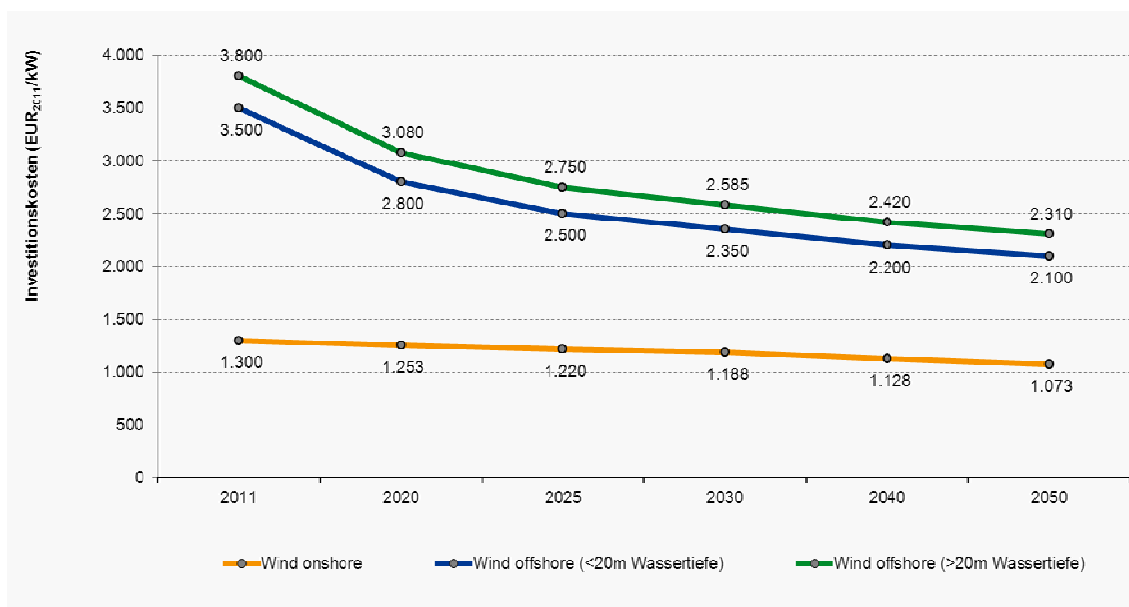
Im Bereich von **Wind Onshore** kommt es zu einer leichten Kostendegression im Betrachtungszeitraum. Der Zubau von Wind-

kraftanlagen nimmt weltweit zu, sodass durch steigende Produktionsmengen Kosten weiter gesenkt werden können. Verbesserungen in der Produktion und optimierte Lieferketten bergen zudem weiteres Potenzial, Kosten zu senken.

**Wind Offshore** befindet sich noch am Anfang einer großtechnischen Umsetzung. Hier können durch optimiertes Projektmanagement und Lerneffekte im Komponentenbereich Kosten reduziert werden. Zudem ist davon auszugehen, dass zusätzlich die Produktionsmengen steigen.

Die angenommenen **Kostenentwicklungen für die Windtechnologien** sind in Abbildung 8.2.4.1.2.2-1 dargestellt. Investitionskosten für Wind Onshore sinken leicht von 1.300 EUR<sub>2011</sub>/kW in 2011 bis auf 1.073 EUR<sub>2011</sub>/kW in 2050. Die Entwicklung von Wind Offshore Technologien befindet sich im Vergleich dazu am Anfang der Lernkurve, sodass die Investitionskosten im Betrachtungszeitraum stark reduziert werden können. Insbesondere im Bereich der Fundamente von Wind Offshore Turbinen gibt es noch erhebliches Lernpotenzial. Bei den Offshore Technologien ist zwischen Installationen in seichtem und tiefem Gewässer zu unterscheiden. Die Installation von Plattformen in tiefem Gewässer ist aufgrund ihrer Komplexität und höheren Anforderungen kostenintensiver.

Abbildung 8.2.4.1.2.2-1: Entwicklung der Investitionskosten für Windkrafttechnologien, 2011 – 2050, in EUR<sub>2011</sub>/kW



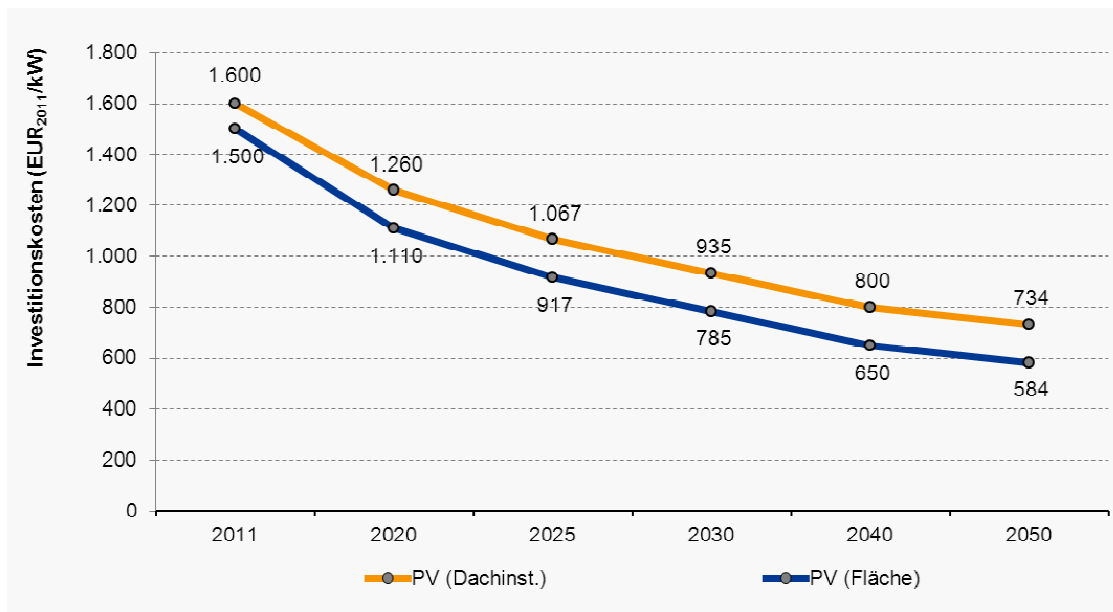
Quelle: Prognos./EWI / GWS 2014

Die **Photovoltaiktechnologie** hat in der Vergangenheit erhebliche Reduktionen in der Kostenstruktur erfahren. Verschärfter Wettbewerb und steigende Produktionsvolumina führten zu sinkenden Herstellungskosten. In Zukunft ist eine Weiterentwicklung dieses Trends aufgrund von Lerneffekten bei den unterschiedlichen Technologieoptionen und dem intensiven Wettbewerb zu erwarten. Bei der Installation ist zwischen Anlagen auf Hausdächern und

Freiflächenanlagen zu unterscheiden, welche jeweils unterschiedliche Kostenstrukturen aufweisen.

Die **Kosten für Installationen sinken im Betrachtungszeitraum** für Dachinstallationen von 1.600 EUR<sub>2011</sub>/kW in 2011 auf 734 EUR<sub>2011</sub>/kW in 2050 und für Anlagen in der Fläche von 1.500 EUR<sub>2011</sub>/kW in 2011 auf 584 EUR<sub>2011</sub>/kW in 2050. Der Verlauf ist für die Zwischenjahre in Abbildung 8.2.4.1.2.2-2 dargestellt.

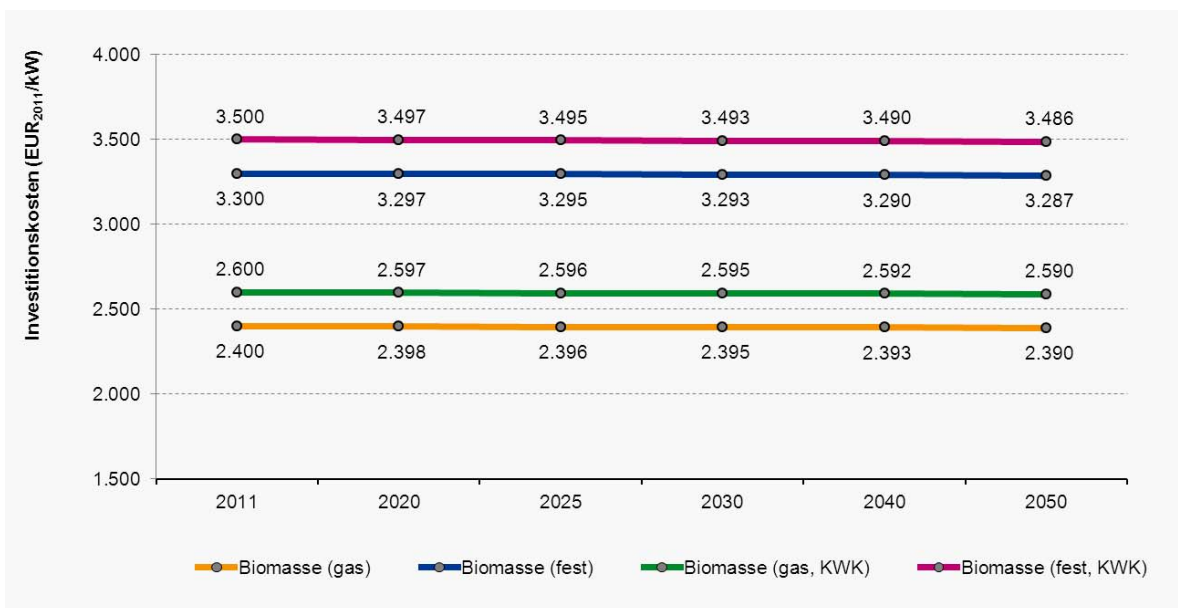
Abbildung 8.2.4.1.2.2-2: Entwicklung der Investitionskosten für Photovoltaikanlagen, in EUR<sub>2011</sub>/kW



Quelle: Prognos / EWI / GWS 2014

**Biomasseanlagen** bestehen aus technologisch ausgereiften Komponenten, weshalb in Zukunft keine bedeutenden Kostenreduktionen für diesen Anlagentyp zu erwarten sind. Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen sind zwar mit höheren Investitionskosten verbunden, können durch die Wärmeauskopplung jedoch auch zusätzliche Einnahmen generieren und sind daher oft wirtschaftlicher. Die angenommenen Kostenverläufe sind in Abbildung 8.2.4.1.2.2-3 dargestellt.

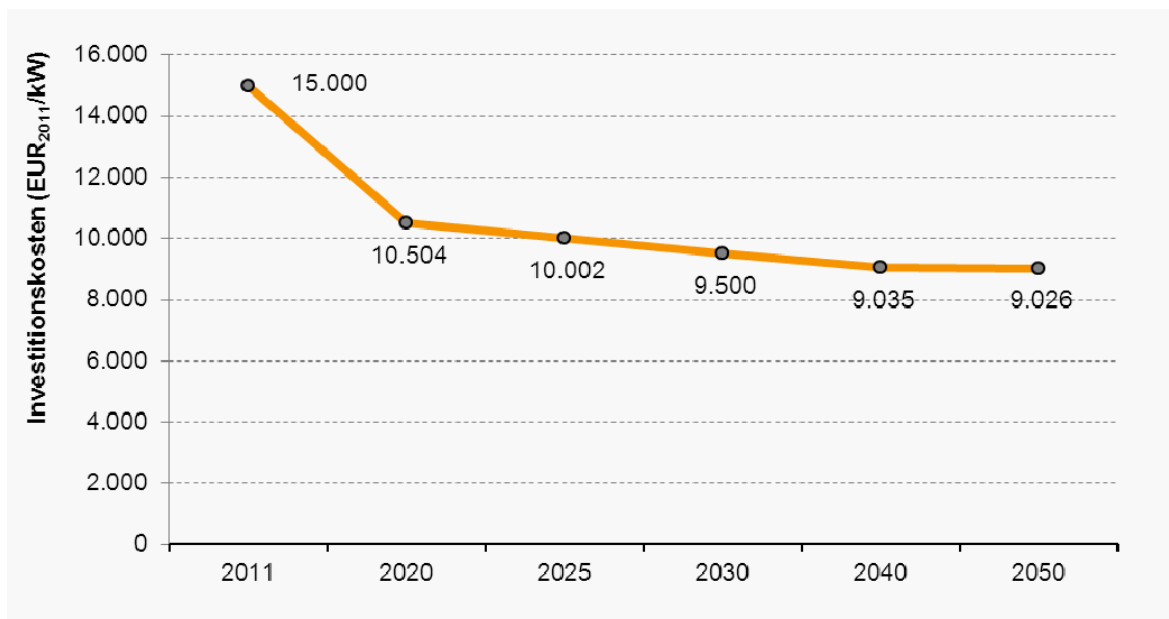
Abbildung 8.2.4.1.2.2-3: Entwicklung der Investitionskosten für Biomasetechnologien, in EUR<sub>2011</sub>/kW



Quelle: Prognos / EWI / GWS 2013

In Projekten zur **Tiefengeothermie** wird in Zukunft mit merklichen Lerneffekten und entsprechenden Kostenreduktionen im Bereich der Exploration, Bohrung und im Betrieb gerechnet. Die Technologie ist jedoch heute noch sehr kostenintensiv. Aktuell befinden sich einige Pilotprojekte in der Umsetzung, sodass davon auszugehen ist, dass die Kosten insbesondere auf Basis dieser Pilotprojekte signifikant reduziert werden können. Der erwartete Kostenverlauf ist in Abbildung 8.2.4.1.2.2-4 zu erkennen.

Abbildung 8.2.4.1.2.2-4: Entwicklung der Investitionskosten für Tiefengeothermie, in EUR<sub>2011</sub>/kW



Quelle: Prognos./EWI / GWS 2014

#### 8.2.4.1.3 Dezentrale Erzeuger

Unter der dezentralen Erzeugung ist die **lokale Erzeugung** von Strom zur Deckung einer **lokalen Nachfrage** zu verstehen. Dies kann vorteilhaft sein, wenn beispielsweise gleichzeitig Wärme zur Deckung einer lokalen Wärmenachfrage ausgekoppelt wird. Bewährt hat sich dies zum Beispiel bei der Versorgung von Wohnsiedlungen oder im Bereich der Objektversorgung. Unter dem Begriff Objektversorgung werden Gebäude zusammengefasst, welche sich insbesondere im GHD-Bereich wiederfinden. Hierzu zählen unter anderem Bürogebäude, Krankenhäuser, Supermärkte und Hotels. Insgesamt ist bei einer dezentralen Erzeugung darauf zu achten, dass die gewählte Technologie zu den lokalen Gegebenheiten passt. Beispielsweise unterscheiden sich die Strom- und Wärmebedarfe in Bürogebäuden signifikant von den Anforderungen in Supermärkten, welche einen hohen Bedarf an Kühlung haben.

Für die gekoppelte dezentrale Erzeugung von Strom- und Wärme kommen hauptsächlich **Blockheizkraftwerke** zum Einsatz, welche mit Erdgas oder Biogas befeuert werden können. Zur Energieumwandlung können klassische Verbrennungsmotoren mit Wärmeauskopplung, Stirlingmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen zum Einsatz kommen. Da die Anlagen eine hohe Auslastung aufweisen sollten und daher ganzjährig betrieben werden, ist oft die Verknüpfung der gekoppelten Erzeugung mit einem zusätzlichen Spitzenlastkessel sinnvoll. Als Kenngrößen für KWK-Anlagen dienen der Brennstoffnutzungsgrad und das Verhältnis von ausgekoppeltem Strom zur Nutzwärme, die sogenannte Stromkennzahl. Je nach Anwendungsfall kann eine unterschiedliche Stromkennzahl sinnvoll sein, um Strom- und Wärmebedarf bei maximaler Auslastung zu decken.

Die Technik einer gekoppelten Erzeugung in **Verbrennungsmotoren** ist ausgereift und seit Jahren Stand der Technik. Hier sind keine signifikanten technologischen Weiterentwicklungen zu erwarten, da insbesondere in der Automobilindustrie viel Forschung stattgefunden hat und diese Erfahrungen problemlos auf größere KWK-Anlagen übertragbar sind. Die Stromkennzahl für eine gekoppelte Erzeugung liegt in einer Größenordnung zwischen 0,3 und 0,8 bei Brennstoffnutzungsgraden je nach Auslastung zwischen 80 % und 90 % (vgl. Abschnitt 8.2.4.2.1).

Der **Stirlingmotor** unterscheidet sich vom Verbrennungsmotor durch eine getrennte Führung von Verbrennungs- und Arbeitsgas. Das Arbeitsgas zirkuliert in einem geschlossenen Prozess und wird erhitzt und abgekühlt. Die Technologie ist weit entwickelt und erforscht, jedoch sind die Anwendungsgebiete bislang begrenzt. Für eine gekoppelte Stromerzeugung liegt die Stromkennzahl etwas unterhalb der Kennzahl von Verbrennungsmotoren, und es kann ein ähnlicher Brennstoffnutzungsgrad realisiert werden (vgl. Abschnitt 8.2.4.2.1).

**Brennstoffzellen** sind im Moment noch sehr teuer, kommen aber bereits teilweise in Haushalten für eine gekoppelte Erzeugung zum Einsatz. Ein großer Vorteil der Technologie ist der hohe theoretische Wirkungsgrad von über 80 % bei der Stromerzeugung. Zur Objektversorgung kann ein Einsatz sinnvoll sein, wenn die Herstellungskosten der Technologie weiter gesenkt werden können. Hierzu gilt es insbesondere, Materialien des Brennstoffzellenstacks wie Anode, Kathode und Elektrolyt weiterzuentwickeln. Die Stromkennzahl für Brennstoffzellensysteme ist wesentlich höher als bei Verbrennungsmotoren und liegt im Bereich von 1,5 – 3, bei einem Brennstoffnutzungsgrad von bis zu 80 % (vgl. Abschnitt 8.2.4.2.1).

Erdgas kann bei einer dezentralen Erzeugung auch in **Gasturbinen** verfeuert werden. Die Technologie ist in großen Maßstäben etabliert und kann auch in kleineren Anlagen umgesetzt werden. Bei einer gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme liegt die Stromkennzahl zwischen 0,3 und 0,7 bei einem Brennstoffnutzungsgrad in der Größenordnung von 80 %.

#### 8.2.4.1.4 Speicherkraftwerke

Strom lässt sich nur begrenzt direkt speichern. Für eine längerfristige Speicherung ist es nötig, den Strom umzuwandeln und **indirekte Speicherverfahren** zu verwenden. Diese können je nach Speicherform unterteilt werden in mechanische und chemische Verfahren. Wichtige Charakteristika von Speichertechnologien sind der Wirkungsgrad, die Energiedichte und die optimale Einsatzdauer bzw. eine Unterteilung in Kurzfrist- und Langfristspeicher.

**Pumpspeicherkraftwerke** sind eine ausgereifte Technologie und zählen zu den mechanischen Speichertechnologien. Die Energie wird in Form von potentieller Energie durch die Nutzung von Höhenunterschieden zwischengespeichert. Beim Speichervorgang wird Wasser von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken gepumpt. Zur Entladung des Speichers strömt das Wasser aus dem Oberbecken zum Unterbecken und treibt dabei Turbinen zur Stromerzeugung an. Der Wirkungsgrad von Pumpspeichern ist maßgeblich bestimmt durch die Wirkungsgrade von Pumpe und Turbine und liegt in einer Größenordnung von etwa 80 %. Das Potenzial von Pumpspeichern ist in Deutschland aufgrund der geografischen Gegebenheiten begrenzt und nahezu ausgeschöpft. In Zukunft könnten Pumpspeicher durch Flexibilisierung vermehrt Systemdienstleistungen zur Steuerung des Netzes bereitstellen.

**Druckluftspeicherkraftwerke** speichern Energie in Form von mechanischer Energie in Luftspeichern. Beim Einspeichern wird die Luft durch einen strombetriebenen Kompressor verdichtet und in Druckkavernen gespeichert. Zur Stromgewinnung wird die Luft anschließend in einer Turbine wieder entspannt. Stand der Technik ist die diabate Druckluftspeicherung. Hier wird bei der Entspannung der Luft in der Turbine Gas zugefeuert, um die benötigte Wärme bei der Entspannung der Luft bereitzustellen. Dies resul-

tiert in einem vergleichsweise geringen Speicherwirkungsgrad von etwa 54 %. Zur Wirkungsgradsteigerung kann die Wärme aus dem Kompressionsprozess zwischengespeichert und bei der Entspannung in der Turbine zugeführt werden. Diese Weiterentwicklung nennt sich adiabate Druckluftspeicherung und resultiert in Wirkungsgraden zwischen 60 % und 70 %. Wie auch bei Pumpspeicherkraftwerken spielen Standortvoraussetzungen für Druckluftspeicher eine entscheidende Rolle. Es müssen unterirdische Kavernen vorhanden sein, die eine Speicherung erlauben. Druckluftspeicher stehen hier bei der Standortwahl im Wettbewerb mit klassischen Erdgasspeichern. Durch die hohen Kosten bei einer Langzeitspeicherung sind Druckluftspeicher insbesondere für eine kurze bis mittelfristige Speicherung geeignet.

**Wasserstoffspeicherung** und **Power-to-Gas** zählen zu den chemischen Speichertechnologien. Die Energie wird mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Dieser kann anschließend zum Beispiel bis zu einem gewissen Grad ins Erdgasnetz eingespeist werden. Es ist auch denkbar, Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> zu methanisieren und das erzeugte Methan im Erdgasnetz zu speichern. Die gespeicherte Energie kann anschließend in GuD-Kraftwerken oder Brennstoffzellen rückverstromt werden. Aufgrund der geringen Wirkungsgrade bei der Speicherung und Rückverstromung resultiert ein Wirkungsgrad von unter 40 %. Zudem sind die Investitionskosten für die Elektrolyse vergleichsweise hoch. Aufgrund der hohen Kosten bei einem geringen Wirkungsgrad ist für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffspeichern oder Power-to-Gas-Systemen noch ein deutlicher Forschungsbedarf vorhanden.

Zusätzlich zu den großtechnischen Speicheroptionen stellen auch **kleine lokale Speichertechnologien** eine Möglichkeit dar Strom zwischen zu speichern. Diese können vor allem in Haushalten mit Photovoltaikanlagen zum Einsatz kommen. Mittels Speicher kann der Selbstverbrauch von eigenerzeugten Strom optimiert werden, sodass zum Beispiel in Nachtstunden der tagsüber zwischengespeicherte Strom aus dem Speicher bezogen wird. Als Speicheroptionen stehen hier insbesondere Batterietechnologien wie die Blei-Batterie oder die Lithium-Batterie technisch zur Verfügung. Blei-Batterien sind in ihrer technologischen Entwicklung bereits weit fortgeschritten und können zu vergleichsweise geringen Investitionskosten bezogen werden. Allerdings geht diese Technologie neben einem enormen Platzbedarf mit einer relativ geringen Lebensdauer einher. Die Lithium-Batterien hingegen befinden sich in entsprechenden Leistungsklassen noch am Anfang der Entwicklung und haben das Potential ihre Investitionskosten weiter zu senken. Die Entwicklung dieser Technologie wird in den nächsten Jahren u.a. durch die Anwendung in der Elektromobilität vorangetrieben und hat abhängig von dieser Entwicklung das Potenzial in Zukunft auch in niedrigen Spannungsebenen (bspw. in privaten Haushalten oder Verteilnetzstationen) Anwendung zu finden. Mit ihnen stehen in Zukunft platzsparende und langlebige Speichersysteme zur Verfügung. Die spätere Anwendung ist jedoch abhän-



gig von der Attraktivität des Selbstverbrauchs eigenerzeugten Stroms (vgl. Infobox 8-9).

#### **Infobox 8-9: Speichertechnologien im Stromsystem**

Durch den Zubau von erneuerbaren Energien kommt es im Stromsystem vermehrt zu fluktuierender Einspeisung. Dies führt auf der einen Seite zu Situationen im Netz, in denen die Erzeugung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage übersteigt und auf der anderen Seite zu Situationen, in welchen mangels Einspeisung von erneuerbaren Energien konventionelle Kraftwerke eine hohe Nachfrage decken müssen. Bei hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien und geringer Last kann es sinnvoll sein, diesen Strom zwischen zu speichern und in Situationen mit hoher Last auszuspeichern. Dies erscheint vor allem auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll, da Strom zu geringen Preisen am Markt eingekauft und zu höheren Preisen verkauft werden kann.

Bei einer Betrachtung des gesamten Stromsystems konkurrieren vergleichsweise teure Speichertechnologien mit der Alternative, erneuerbare Energien in wenigen (Starkwind-Schwachlast) Stunden abzuschalten und Strom im Bedarfsfall durch konventionelle Technologien, z.B. flexible Gasturbinen, bereit zu stellen. Im Einzelfall ist daher zwischen den Optionen abzuwägen und eine Speicherinvestition nur dann sinnvoll, wenn die Investitions- und Betriebskosten geringer sind als die Kosten der besten Alternative.

Zusätzlich stehen auf der Nachfrageseite Potenziale zur Lastverschiebung zur Verfügung, durch welche die Stromnachfrage kurzzeitig gesenkt und in Perioden niedriger Last (zum Beispiel nachts) verschoben werden kann. Diese sogenannten Demand-Side-Management-Maßnahmen (vgl. Abschnitt 8.2.2.3) sind je nach Prozess mit geringen Kosten verbunden und stehen im Wettbewerb mit Speicherinvestitionen.

Aus der Betrachtung des gesamten Stromsystems folgt also, dass Speicherinvestitionen jeweils mit konkurrierenden Optionen verglichen werden sollten. Eine entscheidende Rolle spielen hier die oft standortspezifischen Investitionskosten von Speichern und der lokale Beitrag zum Gesamtsystem.

#### 8.2.4.1.5 CO<sub>2</sub>-Abscheidung und –Speicherung

Mit der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken sind hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Durch eine Abscheidung und Speicherung könnten diese Emissionen reduziert und Kosten für Emissionszertifikate eingespart werden. Eine Abscheidung ist jedoch auch mit zusätzlichem Energieeinsatz verbunden und reduziert den Gesamtwirkungsgrad der Stromerzeugung. Zur Beurteilung der verschiedenen Verfahren sind daher der **zusätzliche Energieaufwand** sowie die **großtechnische Realisierbarkeit** von Bedeu-

tung. Für die Abscheidung haben sich in der Forschung drei mögliche Herangehensweisen herauskristallisiert, die es weiter zu entwickeln gilt:

- Beim **Post-Combustion-Verfahren** wird das CO<sub>2</sub> im Abgas nach der Verbrennung durch chemische Absorption gebunden und vom Abgas getrennt.
- Beim **Oxyfuel-Verfahren** findet die Verbrennung von Kohle unter Ausschluss von Stickstoff statt. Hierzu muss in einem vorgelagerten Prozess der Stickstoff aus der Luft vom Sauerstoff getrennt werden. Das bei der Verbrennung entstehende Abgas enthält eine hohe Konzentration von CO<sub>2</sub> und kann eingespeichert werden.
- Beim **Pre-Combustion-Verfahren** wird die Kohle zunächst unter Zufuhr von Wärme und Wasser zu einem Synthesegas vergast. Anschließend wird das CO<sub>2</sub> vor der weiteren Verwendung entzogen. Das Synthesegas besteht anschließend hauptsächlich aus Wasserstoff und kann in einem GuD-Prozess verstromt werden. Diese Technologie befindet sich in einem sehr frühen Entwicklungsstadium.

Alle aufgeführten Verfahren befinden sich noch in der Entwicklung und wurden bis heute noch nicht in großtechnischem Maßstab eingesetzt. Je nach eingesetzter Technologie und Ausführung ist ein unterschiedlicher Energieaufwand mit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung verbunden. Allgemein ist hier jedoch mit einem **Wirkungsgradverlust** von etwa 10 %-Punkten zu rechnen.

Zur **CO<sub>2</sub>-Speicherung** befinden sich verschiedene Konzepte in der Diskussion und Entwicklung, welche insbesondere abhängig vom Standort sind. In Deutschland ist zum Beispiel eine Speicherung in salinen Aquiferen möglich. Alternativ kann eine Speicherung auch in ehemaligen Erdgasfeldern erfolgen, jedoch ist hier die Speicherkapazität stark begrenzt.

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung birgt neben einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch Risiken. Die Technologien befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium und es ist unklar, welche Auswirkungen zum Beispiel eine unterirdische Speicherung auf die Umwelt hat. In Deutschland wird daher ein zukünftiger Einsatz von CCS-Technologien sehr kritisch gesehen. Insbesondere in der Bevölkerung ist die **Akzeptanz** nicht gegeben, solange andere CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen bestehen. In dieser Studie unterstellen wir, dass es in Deutschland absehbar nicht zu einem großtechnischen Einsatz der CCS Technologie kommen wird.

**Infobox 8-10: CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS) und CO<sub>2</sub>-Nutzung (CCU)**

Um in Zukunft CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, stellt eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Kraftwerken eine mögliche Maßnahme dar. Diese Maßnahme ist theoretisch sinnvoll, wenn das Gas anschließend zwischengespeichert werden und ein Entweichen in die Atmosphäre zur Reduktion des Treibhausgaseffektes vermieden werden kann. Im Anschluss an eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung werden daher Technologien zur CO<sub>2</sub>-Speicherung oder CO<sub>2</sub>-Nutzung diskutiert.

Die CO<sub>2</sub>-Speicherung kann in geeigneten unterirdischen Kavernen an Land oder in ehemaligen Gas- oder Ölfeldern auf See erfolgen. Aufgrund der geografischen Gegebenheiten wird in Deutschland vor allem eine Speicherung an Land diskutiert. Die Umsetzung einer CO<sub>2</sub>-Speicherung birgt jedoch auch Risiken. Bei einer unterirdischen Einspeicherung von CO<sub>2</sub> kann dieses mit der Umgebung reagieren, wodurch zum Beispiel Schwermetalle gelöst und ins Grundwasser gelangen könnten. Zudem könnte es bei einer Verpressung in Speichern zu Rissbildung und somit zum Entweichen des CO<sub>2</sub> kommen. In geringer Konzentration ist CO<sub>2</sub> für Menschen und die Umwelt gefahrlos, liegt es jedoch in höheren Konzentrationen vor, so kann es mangels Sauerstoffversorgung zur Erstickung kommen. Vor einem großtechnischen Einsatz der CO<sub>2</sub>-Speicherung gilt es daher die Gefahren genau einzuschätzen und zu beurteilen. In der aktuellen Diskussion wird eine CO<sub>2</sub>-Speicherung daher aufgrund fehlender Akzeptanz in der Bevölkerung sehr kritisch gesehen.

Eine zweite Möglichkeit der Speicherung von CO<sub>2</sub> stellt die Weiterverwendung in chemischen Produktionsprozessen dar, um das CO<sub>2</sub> langfristig zu binden. Zum derzeitigen Stand ist das Potenzial einer CO<sub>2</sub>-Nutzung als sehr gering einzuschätzen, jedoch wird an einer Weiterentwicklung von Verfahren zur Erhöhung des Potenzials intensiv geforscht. Eine sinnvolle Nutzung wäre gegeben, wenn CO<sub>2</sub> langfristig in Produkten gespeichert und ein Entweichen in die Atmosphäre verhindert werden könnte. Die Menge an CO<sub>2</sub>, die sich chemisch langfristig binden lässt, ist im Vergleich zur CO<sub>2</sub>-Freisetzung aus Großkraftwerken allerdings gering.

#### 8.2.4.2 Wärmetechnologien

##### 8.2.4.2.1 Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser

Neben den konventionellen kombinierten Heiz- und Warmwasseranlagen, die heute in der Regel in Form von Brennwertkesseln eingesetzt werden, gewinnen im Betrachtungszeitraum zunehmend Technologien an Bedeutung, die erneuerbare Energien nutzen.

### *Holzheizungen*

Holz-Festbrennstoffkessel werden meist wie Öl- oder Gasanlagen zum Heizen und zur Trinkwassererwärmung eingesetzt. Für die Erzeugung von Wärme wird Holz in Form von **Pellets, Hackschnitzeln und Scheitholz** in einem Heizkessel verbrannt. Moderne Systeme zeichnen sich durch eine räumliche Trennung von Vergasung und Verbrennung sowie durch eine zunehmend automatisierte Überwachung und Steuerung des Brennvorgangs aus (Luftzufuhr, Brennstoffbestückung, Zündung).

### *Solarthermie*

Solarthermische Anlagen werden überwiegend zur Erzeugung von Warmwasser oder als Kombianlagen zur Warmwasserbereitung und Raumheizung eingesetzt. Das System besteht aus **Solarkollektoren**, die die solare Strahlung auffangen und in Wärme umwandeln, einem **Warmwasserspeicher**, der nicht direkt genutzte Wärme speichert und dem verbindenden Solarkreislauf, über den die Wärme vom Kollektor zum Speicher transportiert wird. Als Wärmeträgermedium wird ein Gemisch aus Wasser und Propylen glykol verwendet. Solarkreislauf und Nachheizung werden in Abhängigkeit der Temperaturen in Solarkreislauf und Speicher über eine Solarstation geregelt. Standardsolaranlagen zur Unterstützung der Trinkwassererwärmung decken typischerweise 50 % bis 70 % der benötigten Wärme. Bezogen auf den gesamten Gebäudewärmebedarf (Heizung und Trinkwassererwärmung) liegt der Deckungsbeitrag bei 20 % bis 30 %, In speziellen Solarhäusern sind Deckungsgrade von bis zu 100 % möglich.

Für Einfamilienhäuser stehen aufeinander abgestimmte **Komplettsysteme** aus Kollektoren, Regelung und Wärmespeichern zur Verfügung. Für größere Leistungsklassen lassen sich Systeme aus Standardkomponenten zusammenstellen. Solarthermische Großanlagen werden in der Nahwärmeversorgung und zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie mit Jahresleistungen im Bereich von 500 MWh verwendet.

### *Wärmepumpen*

Wärmepumpen (WP) stellen eine ausgereifte Technologie zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser dar, die in den letzten Jahren im Markt erheblich an Bedeutung gewonnen hat. Für die Zukunft bieten sie ein bedeutendes Potenzial, um den Verbrauch an fossilen Energieträgern und die bei ihrer Verbrennung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verringern.

- Das Prinzip der heute am weitesten verbreiteten **Kompressions-Elektro- oder Gas-Wärmepumpen** beruht darauf, einer Umweltwärmequelle (Wasser, Erdreich, Luft) Energie mit einem Kältemittel auf einem niedrigen Temperaturniveau zu entziehen und dieses mit Hilfe eines mechanischen Verdichters (Antrieb durch Elektromotor oder Gasmotor) so weit zu

erwärmen, dass es für Heizzwecke eingesetzt werden kann. Zusätzlich kann die Abwärme von Motor und Abgas (bei Gas-WP) genutzt werden. Große Wärmeleistungen lassen sich mit den Wärmequellen Oberflächenwasser, Prozesswärme oder Abwasser erschließen. Wärmepumpenanlagen mit den Quellen Wasser oder Erdreich können im Sommer auch zur Kühlung eingesetzt werden.

- **Absorptions-Gaswärmepumpen** verwenden anstelle eines mechanischen Verdichters einen thermischen Verdichter. Dazu wird ein niedrig siedendes Kältemittel (hauptsächlich Ammoniak) eingesetzt, dessen Lösungseigenschaften ausgenutzt werden. Neben dem wie bei der Kompressionswärmepumpe funktionierenden Kältemittelkreislauf wird ein zusätzlicher Lösungsmittelkreislauf für die thermische Verdichtung inklusive einer zweiten Pumpe benötigt. Die Absorptionswärmepumpe nutzt als Primärwärmequelle Luft, Wasser oder Erde.
- Bei der **Diffusions-Absorptions-Wärmepumpe** (DAWP) ersetzt ein Diffusionsprozess die Lösungsmittelpumpe. Das Kältemittel Ammoniak wird im gasförmigen Zustand durch eine Diffusion in Helium zum Lösungsmittel Wasser transportiert.
- Beim **Zeolith-Heizgerät** wird Wasser in einem periodischen Prozess an Zeolith angelagert und durch Wärmezufuhr wieder ausgetrieben. Dabei wird das Zeolith-Element durch einen Gasbrenner getrocknet und anschließend durch Zufuhr von kaltem Wasser befeuchtet, wodurch der Pumpprozess ausgelöst wird. Die Zeolith Wärmepumpe nutzt als Primärwärmequelle Solarenergie.

Wärmepumpen sind je nach System und Speicher etwa doppelt so groß wie Brennwertkessel. Für einen effizienten Betrieb sind niedrige Vorlauftemperaturen und Flächenübergabesysteme wie Fußbodenheizungen vorteilhaft. Elektrowärmepumpen sind in der Leistung regelbar. Um Bedarfsspitzen abzudecken, werden standardmäßig Zusatzelektroheizstäbe verwendet.

#### *Stromerzeugende Heizungen – Mikro-KWK-Anlagen*

In mit **Otto-Motoren** betriebenen Anlagen wird die durch Verbrennung eines Kraftstoffs frei werdende innere Energie teilweise in mechanische Energie umgesetzt. Der Motor treibt über eine Welle einen Generator zur Stromerzeugung an. Der erzeugte Strom kann direkt zum Verbraucher geleitet werden. Ein Netzparallelbetrieb (Anschluss an das Niederspannungsnetz) ermöglicht es, die Stromversorgung auch in Spitzenverbrauchszeiten zu gewährleisten oder zu viel erzeugten Strom in das Netz einzuspeisen. Die bei der Stromerzeugung durch Verbrennung entstehende Abwärme wird für Heizzwecke genutzt. Als Wärmequellen dienen die Verbrennungsabgase und das Motorkühlwasser. Ottomotorisch betriebene Mikro-KWK-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 5 kW<sub>el</sub> sind für den Einsatz in Einfamilienhäusern konzipiert und

stellen die am weitesten verbreitete wirtschaftliche BHKW-Technologie dar. Der elektrische Wirkungsgrad in dieser Leistungsklasse liegt bei etwa 25 % bis 30 %, der Gesamtwirkungsgrad bei etwa 90 % (vgl. Abschnitt 8.2.4.1.3). Die Otto-Motoren werden i.d.R. mit Erdgas betrieben, können aber auch Biogas nutzen.

Dasselbe Arbeitsprinzip wie bei Otto- und Dieselmotoren, nämlich ein Arbeitsgas auf einem niedrigen Temperaturniveau zu komprimieren, um es anschließend auf einem hohen Temperaturniveau zu expandieren, liegt dem **Stirling-Motor** zugrunde. Allerdings findet hier keine interne Verbrennung statt. Das im Zylinder befindliche Arbeitsgas wird ständig zwischen einem heißen und einem kalten Reservoir hin und her bewegt, wobei sich seine Menge nicht verändert. Zum Betrieb eines Stirling-Motors werden zwei Gasreservoirs mit unterschiedlicher Temperatur benötigt. Dabei kann nahezu jede Wärmequelle genutzt werden. Mit Stirling-Motoren betriebene BHKW werden derzeit in den Leistungsklassen von 1 kW<sub>el</sub> bis etwa 10 kW<sub>el</sub> angeboten. Das 1 kW<sub>el</sub>-System ist für ein Einfamilienhaus konzipiert. Auch beim Stirling-Motor liegt der Gesamtwirkungsgrad bei 90 %, der elektrische Wirkungsgrad eines 1 kW<sub>el</sub>-Systems bei etwa 10% (vgl. Abschnitt 8.2.4.1.3).

Das Funktionsprinzip der **Brennstoffzellen** basiert auf einer elektro-chemischen Reaktion zwischen Wasserstoff und Sauerstoff unter Abgabe von elektrischer und thermischer Energie. Die Enthalpie des Brennstoffs wird direkt in elektrische und thermische Energie umgewandelt. Je nach Zellentechnologie wird reiner Wasserstoff verwendet oder es wird Wasserstoff mit Hilfe eines vorgeschalteten Reformers aus anderen Brennstoffen (Methan, Methanol, Benzin, Diesel, Biomasse, Biogas) hergestellt. Die verschiedenen Brennstoffzellentypen werden in Abhängigkeit des verwendeten Elektrolyten klassifiziert.

- Bei der **Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle** (= PEM Fuel Cell = PEMFC) besteht der Elektrolyt aus einer Protonen leitenden Folie, die zusätzlich die Funktion des Katalysatorträgers und des Separators für die gasförmigen Reaktanden übernimmt (Arbeitstemperatur 60 bis 80°C).
- Der Elektrolyt der **Solid Oxide Brennstoffzelle** (=SO Fuel Cell = SOFC) besteht aus einem festen, sauerstoffleitenden keramischen Material (Arbeitstemperatur 750 bis 1000°C). Ein Vorteil der SOFC-Technologie ist die relativ einfache Brennstoffaufbereitung durch internes Reforming, so dass kein teures Platin als Katalysator erforderlich wird.

Die Einbindung von Brennstoffzellen-Heizgeräten erfolgt analog zu anderen Mikro-KWK-Systemen. PEM-Brennstoffzellen werden in den Leistungsklassen von 1 kW<sub>el</sub> bis 250 kW<sub>el</sub> weiter entwickelt, SO-Brennstoffzellen in den Leistungsklassen von 1 kW<sub>el</sub> bis zu mehreren 100 kW<sub>el</sub>. Bei Mikro-Brennstoffzellen handelt es sich um die Leistungsklasse unter 5 kW<sub>el</sub> für den Einsatz im Einfamilien-

haus. Der Gesamt-Wirkungsgrad der Mikro-Brennstoffzellen liegt bei etwa 85 %, der elektrische Wirkungsgrad zwischen 30 und 35 %.

#### 8.2.4.2.2 Wärmedämmung

Eine gut wärmegeämmte Gebäudehülle ist eine wesentliche Voraussetzung für den sparsamen Einsatz von Heizenergie und damit für einen niedrigen CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Für die **energetische Qualität von Gebäuden** sind neben der Gebäudehülle transparente Bauteile, Glasvorbauten und transparente Wärmedämmung von Bedeutung.

Die zur **Gebäudedämmung eingesetzten Materialien** müssen zugleich feuchte-, schall- und brandschutztechnische Anforderungen erfüllen. Mineralfaserdämmstoffe dominieren den Markt für Außendämmung, Innendämmung und Kerndämmung. Wichtige Rollen spielen auch die Polystyrol-Hartschäume EPS und XPS. Weniger bedeutend sind Polyurethanschäume und Holzwolle-Leichtbauplatten sowie Perlite, Blähton und Schaumglas. Zellulose und Holzweichfaser dominieren den Naturdämmstoffmarkt. Auch Flachs und Hanf werden vermehrt verwendet, Hobelspäne, Kork, Kokos, Schilf, Stroh und Roggengranulat dagegen nur vereinzelt eingesetzt.

An Bedeutung gewinnen **Hochleistungswärmedämmungen**, die durch Einbringung von Infrarot-aktiven Substanzen oder durch Verringerung der Zellgröße der bestehenden Materialien erzeugt werden. Weitere Optionen sind **nanozelluläre Schäume** oder Dämmstoffe mit **Nanoporen**, wie Aerogele, die vergleichsweise teuer sind aber wenig Platz beanspruchen.

Neben konventionellen Dämmstoffen wird bei weiter verschärften Anforderungen zukünftig die **Vakuumdämmung** an Bedeutung gewinnen. Vakuum-Isolationspaneele (VIP) bestehen aus einem vakuumevakuierten mikroporösen Dämmmaterial wie Kieselsäure mit Trübungsmittel und Filamenten, umschlossen von einer (mehrlagigen) metallisierten Hüllfolie.

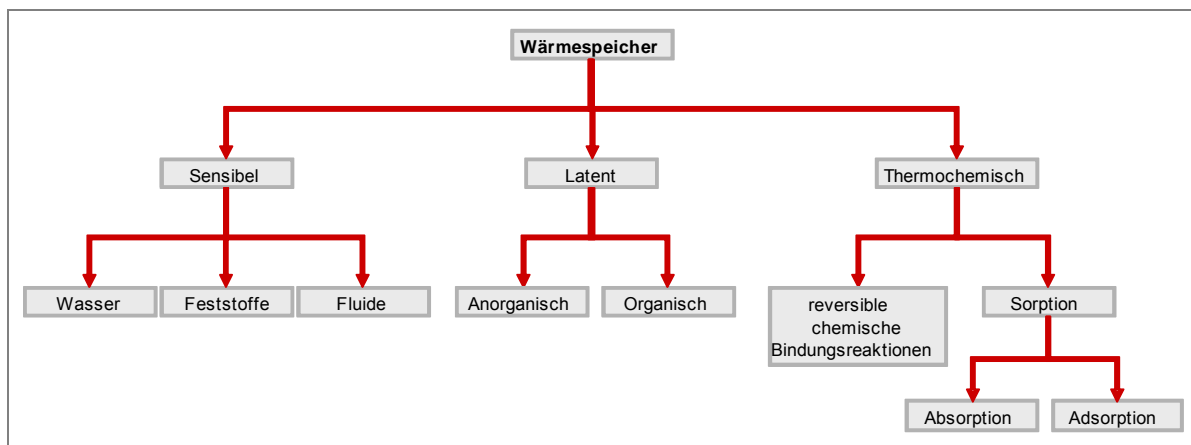
**TWD** (Transparente Wärmedämmung) bezeichnet lichtdurchlässige Bauteile mit gutem Dämmwert. Genutzt werden TWD-Bauteile als solare Wandheizung, als solar erwärmte Wärmedämmung oder als Tageslichtsysteme.

Bei Fenstern sind **Zweifach- und Dreifachverglasungen** Standard. Eine vergleichsweise neue Technologie stellt die **Vakuumverglasung** dar, bei der der Scheibenzwischenraum auf 10<sup>-4</sup> Bar evakuiert wird und der Scheibenabstand wenige Zehntelmmillimeter beträgt.

### 8.2.4.2.3 Wärmespeicher

Für unterschiedliche Anwendungsgebiete werden Wärmespeicher mit Kapazitäten von wenigen Wattsekunden bis zu mehreren Megawattstunden und sehr unterschiedlichen Entladungszeiten benötigt.<sup>43</sup> Erforderliche Temperaturniveaus reichen vom Kältebereich unter 0°C bis zum Einsatz für solarthermische Kraftwerke und Industrieprozesse bei über 300°C. Die benötigte Speicherdauer kann von Sekunden bis zu der Größenordnung eines Jahres betragen. Je nach Einsatzgebiet werden deshalb unterschiedliche Speichertechnologien genutzt.

Abbildung 8.2.4.2.3-1: Kategorisierung von Wärmespeichertechnologien



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Bei **sensiblen Wärmespeichern** wird zur Einspeicherung von Energie dem Speichermedium Wärme zugeführt, wodurch dessen Temperatur steigt. Bei der Entladung wird dem Speichermedium bei Absenkung der Temperatur Wärmeenergie entnommen. Für den Wärmetransport wird eine Trägerflüssigkeit verwendet, die über einen Wärmetauscher thermisch an das Speichermedium gekoppelt wird. Das am häufigsten verwendete Speichermedium ist Wasser, bei Prozessen kommen Thermoöle, Flüssigsalze oder Beton zur Anwendung.

**Latentwärmespeicher** können Wärmeenergie aufnehmen, ohne dass dabei das Speichermedium größeren Temperaturschwankungen unterliegt. Dafür werden thermodynamische Phasenübergänge ausgenutzt (insb. zwischen flüssigem und festem Zustand).

**Thermochemische Speicher** nutzen umkehrbare, chemische Reaktionen für die Wärmespeicherung. Dabei wechselt das Trägermedium durch Wärmezufuhr seine chemische Zusammensetzung und gibt die Wärme bei der Rückumwandlung wieder frei.

Meist handelt es sich um Sorptionsprozesse, die sich in Adsorption und Absorption unterteilen lassen. Für den Einsatz in **Adsorpti-**



**onsspeichern** eignen sich Zeolithe (Temperaturniveaus von 100-300°C) und Silicatgele (40-100°C) in Kombination mit Wasser. Im Temperaturbereich von 280-500°C werden auch Metallhydride eingesetzt. Relativ neu sind (SWS)-Materialien (Selective Water Sorbents) auf Basis einer Silikagelmatrix, die mit einem Salz imprägniert ist. Beim **Absorptionsprozess** werden Salzhydrate verwendet.

#### 8.2.4.2.4 Gebäudemanagement

Unter dem Stichwort „**Intelligentes Haus**“ wird die (automatische) Steuerung unterschiedlicher, bislang meist manuell geregelter Anwendungen in Gebäuden verstanden. Hierzu gehören licht- und temperaturabhängige Steuerungen von Jalousien, Kühl- und Heizanlagen oder die Steuerung der Beleuchtung durch Anwesenheits- oder Bewegungsmelder, Tageslichtsensoren oder Raumtemperaturfühler. Oft werden diese Anwendungen weniger unter dem Aspekt der Energieeinsparung als unter Komfort- oder Sicherheitsgesichtspunkten diskutiert.

Am ehesten dürften Bürogebäude mit diesen Techniken ausgestattet werden, insbesondere wenn sie im Rahmen von Contracting-Verträgen durch professionelle Facility Management-Firmen bewirtschaftet werden.

#### 8.2.4.3 Technologien im Bereich Industrie und Gewerbe

Die in Industrie und Gewerbe auftretenden absoluten und spezifischen Energieverbräuche hängen eng mit den eingesetzten Technologien zusammen. Dies betrifft insbesondere die Aspekte Branchenstruktur (verbunden mit Globalisierungsentwicklungen), sowie Produkte und Produktionsprozesse. In den Industrieländern hat sich in den letzten beiden Jahrzehnten die Rohstoff- und Energieeffizienz (gemessen an der Energieproduktivität) insgesamt erhöht. Die Zahl der insgesamt eingesetzten verschiedenen Rohstoffe ist allerdings in den vergangenen Jahrzehnten deutlich gewachsen.

Die **Technologieentwicklung** hat sich in den vergangenen Jahrzehnten **spürbar beschleunigt**: Sowohl die mittlere Zeitdauer, innerhalb derer sich aus Grundlagen neue einsetzbare Produkte und Prozesse entwickelt haben, wurde in zahlreichen wichtigen Technologiefeldern kürzer. Darüber hinaus haben sich bei vielen Produkten die Durchdringungszeiten verkürzt. Technologieprognosen über Zeiträume von mehreren Jahrzehnten sind daher mit hohen Unsicherheiten behaftet. Die hier verwendeten Einschätzungen über **Technologiepfade** sind systematisch als „**konservativ**“ zu bezeichnen. Sie gehen einerseits davon aus, dass bereits vorhandene Produkte und Prozesse stetig weiter entwickelt und diese Weiterentwicklungen allmählich in den jeweiligen Märkten umgesetzt werden. Andererseits werden auch neue (auf veränderten Grundlagen basierende) Technologien bestehende Produkte und Prozesse ersetzen und zum Teil zu veränderten Produktionsstruk-

turen führen. Wiederum im Sinne einer konservativen Prognose gehen wir davon aus, dass dies nicht „bruchhaft“ geschieht, sondern allmählich im Rahmen von Investitionszyklen und Unternehmensentwicklungen umgesetzt wird.

#### **Infobox 8-11: Die Bedeutung eruptiver Technologien**

In einem Szenarienzeitraum von fast 40 Jahren sind neue Technologien, vielleicht auch technologische Umbrüche zu erwarten, deren Konsequenzen wir uns heute nicht vorstellen können. Ein Blick zurück ins Jahr 1970 zeigt, was sich innerhalb von vier Jahrzehnten verändern kann. Computer waren damals elitär, Digitalisierung weitgehend unbekannt, das Internet nicht im Ansatz erkennbar, Mobiltelefone gab es allenfalls in der Science Fiction und Ressourceneffizienz war ein Fremdwort.

Es zeigt sich aber auch, dass manches, worauf damals große Hoffnungen oder Erwartungen gesetzt wurden, sich bis heute nicht realisiert hat. Der Fusionsreaktor ist in eher weitere Ferne gerückt als er damals zu sein schien und der Elektro-Pkw entwickelt sich erst heute langsam zu einer realistischen Alternative zu konventionellen Fahrzeugen.

In unserer Prognose und unseren Szenarien gehen wir an die Einschätzung der künftigen Technologieentwicklung konservativ heran und unterstellen bewusst keine Technologiesprünge.

Denn um die Konsequenzen einzelner Technologien für Energienachfrage und Energieumwandlung einzuschätzen, reicht es nicht, sich deren technische Weiterentwicklung und die damit verbundenen Potenziale auszumalen. Entscheidend ist vielmehr, ob eine Technologie es bis auf den Markt schafft – ob es innovationsfreudigen Unternehmen also gelingt, die neue Technologie konkurrenzfähig und für den Kunden attraktiv genug zu machen, damit sie gekauft wird – und ob sie in das jeweilige gesellschaftliche Umfeld passt. Erst wenn diese Fragen beantwortet sind, lässt sich einschätzen, wie weit und wie schnell die durch eine Technologie eröffneten Potenziale in der Realität ausgeschöpft werden können. Damit hat man dann das Feld der Technologieprognosen verlassen und befindet sich bei Markteinschätzungen für Technologien oder einzelne Produkte.

Um belastbare Aussagen über die künftige Entwicklung des Energiesystems machen zu können, sind für einzelne Effizienztechnologien und Umwandlungsbereiche konkrete Annahmen erforderlich. Was wir dort angenommen haben, wird in den jeweiligen Kapiteln beschrieben. Für die Vielzahl der Technologien gehen wir davon aus, dass sie sich kontinuierlich weiter entwickeln, Technologiesprünge also nicht auftreten.

Zu den „stetigen“ Technologieweiterentwicklungen gehören vor allem die Weiterentwicklung der in allen Sektoren und Branchen eingesetzten „**Querschnittstechnologien**“ wie Motoren, Pumpen, Druckluftherzeuger und -infrastruktur sowie Abwärmenutzung. Bei den mechanischen Energiewandlern auf der Basis von Elektromotoren sind bereits die marktbesten Geräte einer Leistungsklasse um ca. 25 % effizienter als der Marktdurchschnitt. Weitere stetige Verbesserungen sind durch verbesserte Werkstoffe (Stichworte u.a. reibungsarme Materialien und Oberflächen, supraleitende Materialien bei der elektrischen Einbindung) zu erwarten. Ob Abwärmenutzung in einem Prozess oder in einer Betriebsstätte eingesetzt wird, hängt von einer Vielzahl von technischen, ökonomischen und organisatorischen/logistischen Parametern ab. Technisch haben sich in den vergangenen Jahren einige Differenzierungen in Bezug auf Wärmeträgermedien, ausgenutzte Temperaturdifferenzen, verwendete Prozesse (chemisch und physikalisch, Phasenübergänge, Sorption, Konzentrationsgefälle etc.) ergeben und zur Marktreife entwickelt.

„Neue“ Technologien, die deutlichen Einfluss sowohl auf Produkte als auch auf Prozesse haben können, werden vor allem bei den „**neuen Schlüsseltechnologien**“ gesehen:

Hierzu zählen neue Werkstoffe, Biotechnologie und Bionik, Weiterentwicklung der Robotik, Weiterentwicklung von IKT und Nanotechnologie. Diese Bereiche können einander jeweils überschneiden, es gibt hier keine eindeutigen Abgrenzungen. Grundsätzlich ziehen wir in dieser Arbeit nur solche Ausprägungen und Weiterentwicklungen von Technologien in Betracht, von denen bereits heute in den Forschungslabors durch Publikationen Funktionsfähigkeit und mögliche Einsatzgebiete nachgewiesen wurden.

Beispiele für Technologien und Einsatzgebiete:

- Besonders reibungsarme Oberflächen, die den Einsatz von Schmiermitteln bei mechanischen Anwendungen (z.B. Motoren) verringern und so Energieverluste verringern;
- Oberflächen mit anisotroper (richtungsabhängiger) Reibung;
- Oberflächen mit maßgeschneiderten Hydrophilie- oder Hydrophobie-Eigenschaften (z.B. „Lotus-Effekt“, Wasser- und Schmutzabweisung);
- schaltbare und / oder reagible Oberflächenbeschichtungen (z.B. Energiedurchlassgrade bei Fenstern);
- neue Materialverbindungen, z.B. Spezialklebstoffe statt Schweißen;
- selbstheilende Oberflächen;
- Kompositmaterialien, deren Bauweise der Biologie (bspw. Knochen oder Stengel) nachempfunden wurden, um maßgeschneiderte statische Eigenschaften mit möglichst geringem Materialeinsatz bereitzustellen;

- Nachbau besonders leistungsfähiger natürlicher Materialien (z.B. Spinnenseide) und Konstruktionsprinzipien;
- Verringerung des Einsatzes von strategischen Metallen durch neue Werkstoffe auf organochemischer Basis;
- Ersatz von Materialien mit Ausgangsbasis Erdöl durch solche mit Ausgangsbasis Kohle oder nachwachsende Rohstoffe (mit entsprechendem Druck auf die Flächen);
- zunehmende Anwendung katalytischer und biologischer Prozesse, vor allem in der Chemie, bei der Werkstoffherstellung, Oberflächenbearbeitung etc.;
- Ersatz von Reinigungsprozessen mit Lösemitteln, Wasser oder Dampf durch Reinigungs- und Desinfektionsprozesse mit UV-Licht oder katalytische/enzymatische Prozesse,
- Produktion von Biokraftstoffen der 2. und 3. Generation aus zellulosehaltigen Ausgangs- und Reststoffen mit Hilfe biologischer und enzymatischer Prozesse;
- Einsatz von Optoelektronik;
- Längerfristig: Entwicklung von „Elektronik“ über „Photonik“ zu „Spintronik“ in der IKT mit entsprechenden Spezialmaterialien; Übergang von siliziumbasierten zu kohlenstoffbasierten Materialien. Die energetischen Auswirkungen sind derzeit unklar, da Entwicklungen von steigender Energieeffizienz und gleichzeitig stark steigender Leistungsfähigkeit energetisch betrachtet gegenläufig sind.
- Weiterer Einsatz von Robotern in allen Produktions- und Lebensbereichen (auch personennahe Dienstleistungen, Haushalt, Pflege);
- miniaturisierte und „dezentrale“ Produktion (3D-Druck); Prozessenergieanwendungen „innerhalb“ der Werkstücke, nicht „außerhalb“ (z.B. konzentrierender Infrarotlaser);
- Einsatz von gezielten Infrarotlasern zur Erzeugung von „lokaler Prozesswärme“;
- neue spezifische Recyclingmethoden für die Wiedergewinnung strategischer Rohstoffe aus Geräten („urban mining“);
- übergreifende Entwicklung: Logistikoftware (und damit Reduktion von Transportaufwand) durch das „Internet der Dinge“;
- recyclingfreundliches Design von IKT-Endgeräten und elektronischen Bauteilen;
- veränderte Organisation der Nutzung von Produkten mit strategischen Rohstoffen (Fahrzeuge, IKT-Endgeräte), „Nutzen statt Besitzen“, um den Zugriff auf die Rohstoffe sicher zu stellen.

Einige dieser Entwicklungen sind bereits im industriellen Maßstab in der Umsetzung, oft weitgehend unbemerkt von der Öffentlichkeit. Es ist zu erwarten, dass einige Entwicklungen im Bereich der Bio- und Nanotechnologie mit gesellschaftlichen Kontroversen und

Aushandlungsprozessen aufgrund neuer Risiken einhergehen und eine breite Anwendung dadurch verlangsamt wird.

#### 8.2.4.4 Technologien im Verkehrsbereich

Rund 80 % des Energieverbrauchs im Verkehrsbereich entfallen auf den motorisierten Personen- und Gütertransport auf der Straße. Hier bieten sich die größten Potenziale zur Absenkung von Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen durch technische Maßnahmen.

Bei Pkw und Lkw mit konventionellen Antrieben (**Otto- und Dieselmotoren sowie Gasmotoren**) bestehen weitere Möglichkeiten zur Absenkung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs durch Maßnahmen am Antriebsstrang (Downsizing, Motormanagement, Zylinderabschaltung, variable Ventilsteuerung, Abgasturbolader, effiziente Getriebe) sowie durch Absenkung des Fahrzeuggewichts, verringerte Rollwiderstände und eine bessere Aerodynamik. Ob sich alternative Konzepte bei Verbrennungsmotoren (z.B. OPOC-Motor) durchsetzen, ist ungewiss. Hybrid-Antriebe, die Bremsenergie zurück gewinnen und für den Antrieb nutzen, sind im Markt.

Erste **Elektro-Pkw** (batterieelektrisch mit/ohne Range-Extender und Plug-in-Hybride) sind auf dem Markt, weitere stehen kurz vor der Markteinführung. Ob sich diese Fahrzeuge mittel- und langfristig durchsetzen, hängt wesentlich von Fortschritten bei den Batteriesystemen ab (Kosten, Reichweite, Ladezeit, Ladezyklenstabilität). Sollte sich der Markterfolg einstellen, bieten Elektro-Pkw erhebliche Potenziale zur Treibhausgasreduktion, sofern der „getankte“ Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird.

**Brennstoffzellen** sind als umweltschonende Fahrzeugantriebe seit Längerem in der Diskussion und im Versuch, fanden bislang aber keinen Eingang in den Serienfahrzeugbau.

Bei **Lkw** rückt **Erdgas (LNG)** zunehmend als potenziell günstiger und CO<sub>2</sub>-armer Kraftstoff ins Blickfeld.

#### **Infobox 8-12: Die Zukunft des Wasserstoffs im Energiesystem**

Wasserstoff spielt in energiewirtschaftlichen Szenarien eine zum Teil bedeutende Rolle, die bis zu einer Wasserstoffwirtschaft reicht. In unserer Prognose bis 2030 und unseren Szenarien bis 2050 kommt Wasserstoff eine weniger prominente Bedeutung zu. Für diese Einschätzung sprechen folgende Gründe:

Wasserstoff ist ein **Sekundärenergieträger**. Seine Herstellung erfordert – analog zur Erzeugung von Strom oder Fernwärme – den Einsatz von Primärenergie. Wasserstoff kann grundsätzlich aus sämtlichen Stoffen hergestellt werden, in denen Wasserstoff chemisch gebunden ist. Die bekannteste Methode, bei der nahezu

reiner Wasserstoff entsteht, ist die **Elektrolyse aus Wasser**. Dabei ist der energetische Wirkungsgrad der Wasserstoffkette (Stromerzeugung – Elektrolyse – ggf. Verdichtung – Einsatz als Kraftstoff oder Brennstoff) vergleichsweise niedrig. Deshalb eignet sich die Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse vor allem für die Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien (Wind, PV), der sonst auf andere Weise gespeichert werden müsste oder nicht genutzt werden könnte.

Wasserstoff kann auch aus Erdölprodukten (Leichtöl oder auch Schweröl) und Erdgas oder aus Biomasse (durch thermochemische Prozesse oder durch Gärungsprozesse) gewonnen werden. Aus ökologischen Gründen werden diese Optionen nicht verfolgt.

Reines Wasserstoffgas ist in der **Handhabung aufwendig**: Es diffundiert aufgrund der kleinen Molekülgröße durch nahezu alle Trennflächen und ist in konzentrierter Form bei Normaltemperatur und -druck explosiv. Um reinen oder nahezu reinen Wasserstoff handhabbar zu machen, muss dieser hoch verdichtet und tief gekühlt werden oder in Speichermaterialien wie z.B.

Metallhydridspeichern eingebunden werden, die zur Zeit noch weit von einer Markt- oder Serienreife für eine Nutzung im Energiesystem entfernt sind.

Für die **Nutzung des Wasserstoffs** werden derzeit grundsätzlich folgende Optionen als realistisch für eine nähere und mittlere Zukunft eingeschätzt:

- **Direkte Einspeisung ins Erdgasnetz.** Die Netzinfrastruktur ist bis zu einem Volumenanteil von 10 % für die Wasserstoffbeimischung geeignet. Welche Begrenzungen durch die unterschiedlichen Verbrennungstechnologien bestehen, wird derzeit u.a. durch den DVGW untersucht.<sup>44</sup>
- **Chemische Bindung** des Wasserstoffs in einem anderen Energieträger-Molekül. Hier wird vor allem die Methanisierung des Wasserstoffes diskutiert, wobei der Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> zu Methan synthetisiert wird. Das CO<sub>2</sub> kann durch Abscheidung bei der Verbrennung fossiler oder biogener Energieträger gewonnen werden. Das synthetische Methan weist die gleichen Eigenschaften auf wie Erdgas und kann unbegrenzt ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Der mit Hilfe von **Überschussstrom erzeugte Wasserstoff** kann nach seiner Beimischung / Synthetisierung wie Erdgas zur Erzeugung von Wärme, Strom oder als Kraftstoff energetisch genutzt werden. Die Nutzung kann entweder durch die Reaktion in Brennstoffzellen oder in der Direktverbrennung erfolgen. Diesem Zweig der Wasserstoffnutzung stehen (derzeit noch) hohe Kosten des Gesamtprozesses bzw. kostengünstigere Alternativen (z. B. Power

44 <http://www.gat-dvgw.de/presse/pressemitteilungen/detailansicht/meldung/19646/liste/35827/link//70a9aace3f898dd4fccdf1beb1206afd/>

to Heat, Abregelung von EE-Leistung) entgegen.

Nach unserer Einschätzung werden die großen theoretischen Potenziale der Wasserstoffnutzung im Energiebereich durch diese Aspekte erheblich begrenzt.

Eine in verschiedenen Szenarien durchgespielte langfristig angelegte „**Wasserstoffwirtschaft**“, die im wesentlichen Wasserstoff als materiellen Energieträger für die Verwendungszwecke Wärme und Mobilität verwenden würde, würde den Aufbau einer **Infrastruktur** für möglichst konzentrierten Wasserstoff erfordern. Ein solcher Aufbau könnte nur langfristig erfolgen mit Technologien, bei denen nicht absehbar ist, ob und wann sie verfügbar und marktreif sein werden.

In der Forschung werden darüber hinaus **alternative Pfade** zur **Wasserstoffproduktion** mit Hilfe biologischer (Algen oder Bakterien) oder katalytischer Prozesse und Sonnenlicht verfolgt. Eine solche „direkte“ Wasserstoffproduktion könnte dann beispielsweise an Küsten im Sonnengürtel der Erde erfolgen und wäre eine Ergänzung oder Alternative zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien – falls sie sich als großtechnisch umsetzbar und kostengünstig erweist. Ein auf solchen Technologien basierender Pfad der Energieversorgung würde gegenüber den heute verfolgten und mit bereits existierenden Technologien umsetzbaren Pfaden eine vollständig veränderte Infrastruktur und Systemorganisation, sowohl national als auch international, erfordern. Er ist aus heutiger Sicht auf der Zeitskala bis 2030 / 2050 als eher spekulativ einzuschätzen.

Neben der Fahrzeugtechnik selbst gewinnen Technologien zur **Verkehrsflusssteuerung** (Kommunikation von Infrastruktur und Fahrzeug und zwischen Fahrzeugen) an Bedeutung. Hier sind zukünftig vermehrt Beiträge zur Absenkung von Kraftstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen zu erwarten, z.B. durch Vermeidung von Staus und Parkplatzsuchverkehren oder durch die Integration von vorausschauender Schaltstrategien und Antriebsstrangregelungen. Weitere Kraftstoffeinsparungen lassen sich durch **Mobilitäts- und Logistikkonzepte** realisieren, die zu einer höheren Auslastung der Fahrzeuge durch eine bessere Bündelung von Sendungen und einzelnen Aufträgen führen und Leerfahrten verringern.

Im **Schieneverkehr** erreichen derzeit verwendete Elektrolokomotiven bereits hohe Wirkungsgrade. Weitere Effizienzsteigerungen sind durch eine vermehrte Rückspeisung von Bremsenergie möglich, die sich durch die Modernisierung der Triebfahrzeuge und eine entsprechende Ausrüstung von Neufahrzeugen erreichen lässt.

Bei **Flugzeugen** tragen auf der technischen Seite Verbesserungen von Turbinen (Zweistrom-Turboluftstrahltriebwerke) und Aerody-

namik (Wirbelverminderung durch Profile mit laminarer Grenzschicht, Winglets) zur Verbrauchsreduktion bei. Zur Verringerung des Gewichts werden Kunststoffe, Metallschäume und Aluminium-Lithium-Legierungen eingesetzt. Solar betriebene Flugzeuge haben ihre Funktionsfähigkeit im Versuch grundsätzlich bewiesen. Für die kommerzielle Nutzung im Personenflug- und Luftfrachtverkehr spielen sie auf absehbare Zeit keine Rolle.

Neben einer Verbesserung der Strömungseigenschaften durch die Oberflächengestaltung des Rumpfes bietet bei **Schiffen** der Einsatz von Ringdüsen um die Schiffspropeller Möglichkeiten zur Absenkung des spezifischen Energieverbrauchs. Daneben wird für die Seeschifffahrt die Nutzung von Wind als ergänzende Antriebsenergie diskutiert. Neben technischen Verbesserungen können insbesondere bei der Seeschifffahrt organisatorische Maßnahmen (z. B. Frachtmanagement, Drosselung der Fahrgeschwindigkeit / Slow Steaming; Energiemanagement bei Nebenaggregaten, Hafen-Anlaufregeln, Landstromversorgung, Turbo-Charging) sowie der Einsatz alternativer Energien (LNG) zu einer Verringerung des Treibstoffverbrauchs und/oder der Emissionen beitragen. Bei der **Binnenschifffahrt** ist das technische Potenzial für weitere Verbesserungen vergleichsweise gering, allerdings wird der Einbau energieeffizienter Motoren mit dem Motorenförderprogramm der Bundesregierung unterstützt. Effizienzsteigerungen sind hier vor allem durch die Optimierung von Transportabläufen zu erwarten.



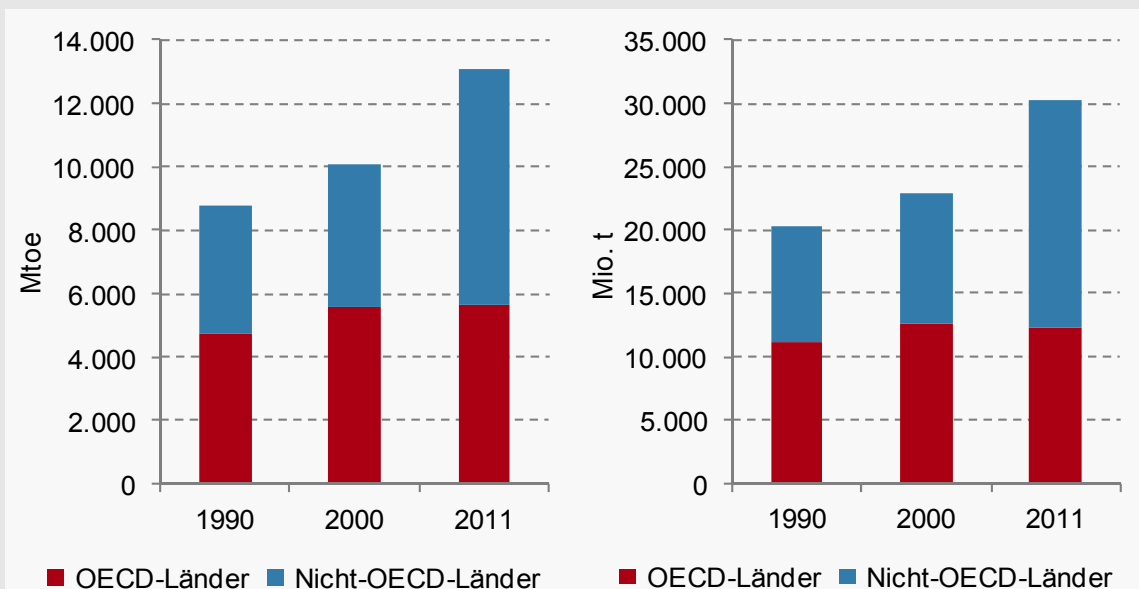
## 8.3 Bestandsaufnahme

### 8.3.1 Internationale und europäische Entwicklung

#### Das Wichtigste in Kürze

- Im Jahr 2011 wurden weltweit rund 50 % mehr Energie verbraucht als 1990. Seit 2000 hat sich der Verbrauchsanstieg beschleunigt. Entscheidend für die Zunahme war die Verbrauchsausweitung der heutigen Entwicklungs- und Schwellenländer. Ihr Primärenergieverbrauch überstieg im Jahr 2011 den entsprechenden Wert von 1990 um mehr als 80 %.
- Wie im Jahr 1990 deckten auch 2011 fossile Energieträger mehr als 80 % des weltweiten Energieverbrauchs. Zugenommen haben die Anteile von Kohle und Gas. Der Beitrag von Erdöl ging zurück, mit über 30 % blieb es aber der wichtigste Energieträger. Der Anteil erneuerbarer Energien ist im betrachteten Zeitraum leicht gestiegen, derjenige der Kernenergie etwas zurückgegangen.
- Bei den energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zeigt sich ein ähnliches Muster wie beim globalen Energieverbrauch. Zwischen 1990 und 2011 stiegen sie um knapp 50 % an, wobei fast 90 % der Zunahme auf die Entwicklungs- und Schwellenländer entfielen. Diese trugen 2011 mit knapp 60 % zu den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Im Jahr 1990 hatte dieser Wert bei 46 % gelegen.

**Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Ländergruppen 1990 – 2011, in Mtoe bzw. Mio. t**



Quelle: IEA 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014

### 8.3.1.1 Weltweite und europäische Energiemärkte – Veränderungen und Trends<sup>45</sup>

Im Folgenden werden die Entwicklungslinien der wichtigsten Energieverbrauchsindikatoren global sowie für ausgewählte Regionen und Länder dargestellt. Der Betrachtungszeitraum der Bestandsaufnahme reicht von 1990 bis 2011.

Der **weltweite Primärenergieverbrauch** stieg im Zeitraum von 1990 bis 2011 um mehr als 50 %. Dabei war die Zuwachsrate zwischen 2000 und 2011 mit 29 % doppelt so hoch wie im vorangegangenen Zehnjahreszeitraum. Und das, obwohl der Verbrauch zwischen 2007 und 2009 als Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise stagnierte.

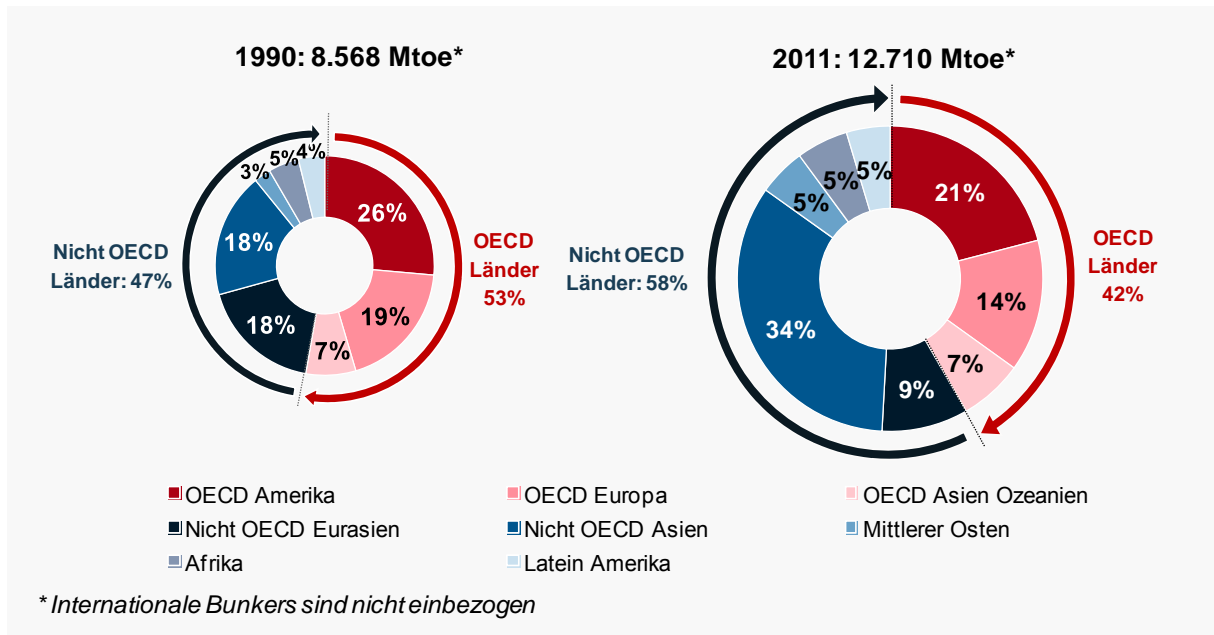
Entscheidend für die Zunahme war die starke Verbrauchsausweitung in den **schnell wachsenden Entwicklungs- und Schwellenländern**. Hier lag der Primärenergieverbrauch 2011 um 63 % höher als 2000 und um 83 % über dem Wert von 1990. Von dem weltweiten Verbrauchszuwachs in Höhe von 4.289 Mtoe entfielen mehr als drei Viertel (3.348 Mtoe) auf diese Ländergruppe. Allein China trug zum Verbrauchszuwachs 1.862 Mtoe bei.

Durch diese Unterschiede haben sich die **Anteile einzelner Ländergruppen** am weltweiten Primärenergieverbrauch erheblich verschoben. Im Jahr 2011 entfielen 57 % des globalen Primärenergieverbrauchs auf die Entwicklungs- und Schwellenländer, auf die EU 13 % und auf China 21 %. Im Jahr 1990 (2000) lagen die entsprechenden Anteile noch bei 46 %, 18 % und 10 % (45 %, 17 % und 12 %) (Abbildung 8.3.1.1-1).

---

45 Vgl. IEA (2013a), IEA (2013b) sowie BP (2012)

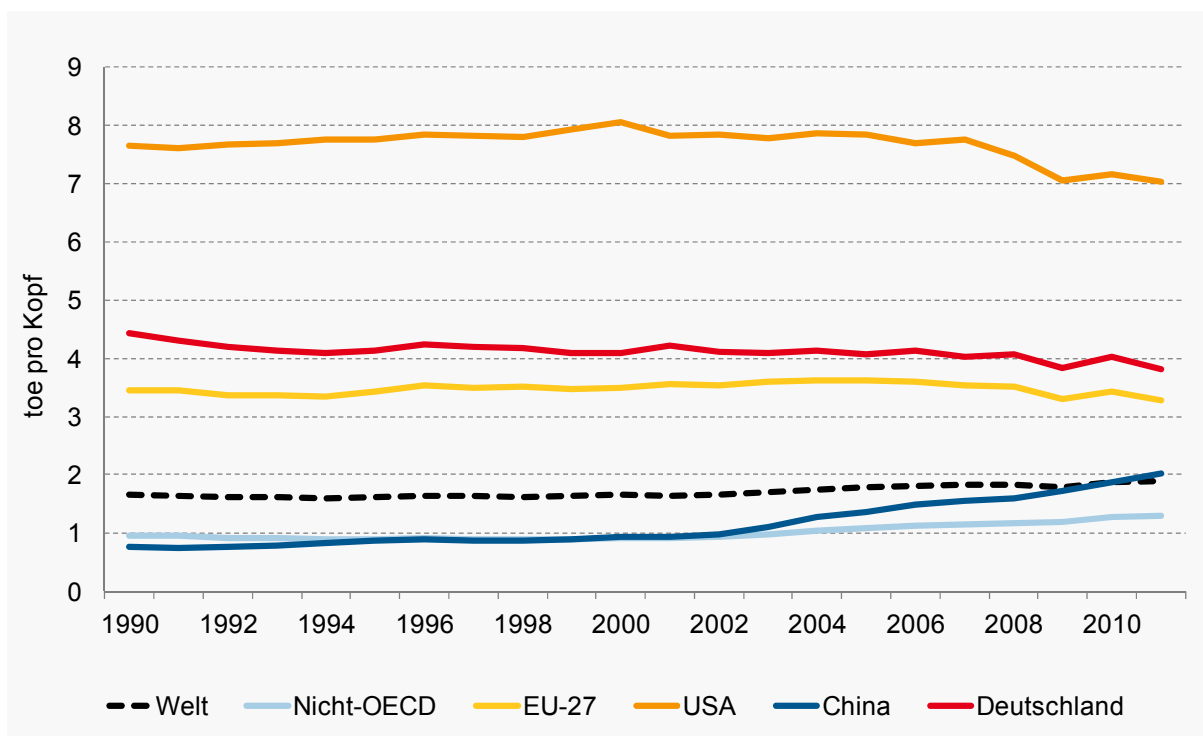
Abbildung 8.3.1.1-1: Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 – 2011, in Mtoe



Quelle: IEA 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014

Der **Primärenergieverbrauch pro Kopf** zeigt deutliche regionale Differenzen. In der EU-27 war er über den gesamten Betrachtungszeitraum etwa halb so hoch wie in den USA. Der weltweite pro-Kopf Verbrauch war nochmals niedriger und betrug ungefähr die Hälfte des Verbrauchs in der EU-27. Weit darunter lagen die Werte für die Nicht-OECD-Länder. In China verdoppelte sich der pro-Kopf Verbrauch seit 2000 und entsprach 2011 dem globalen Durchschnittswert (Abbildung 8.3.1.1-2).

Abbildung 8.3.1.1-2: Pro-Kopf Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 – 2011, in toe pro Kopf

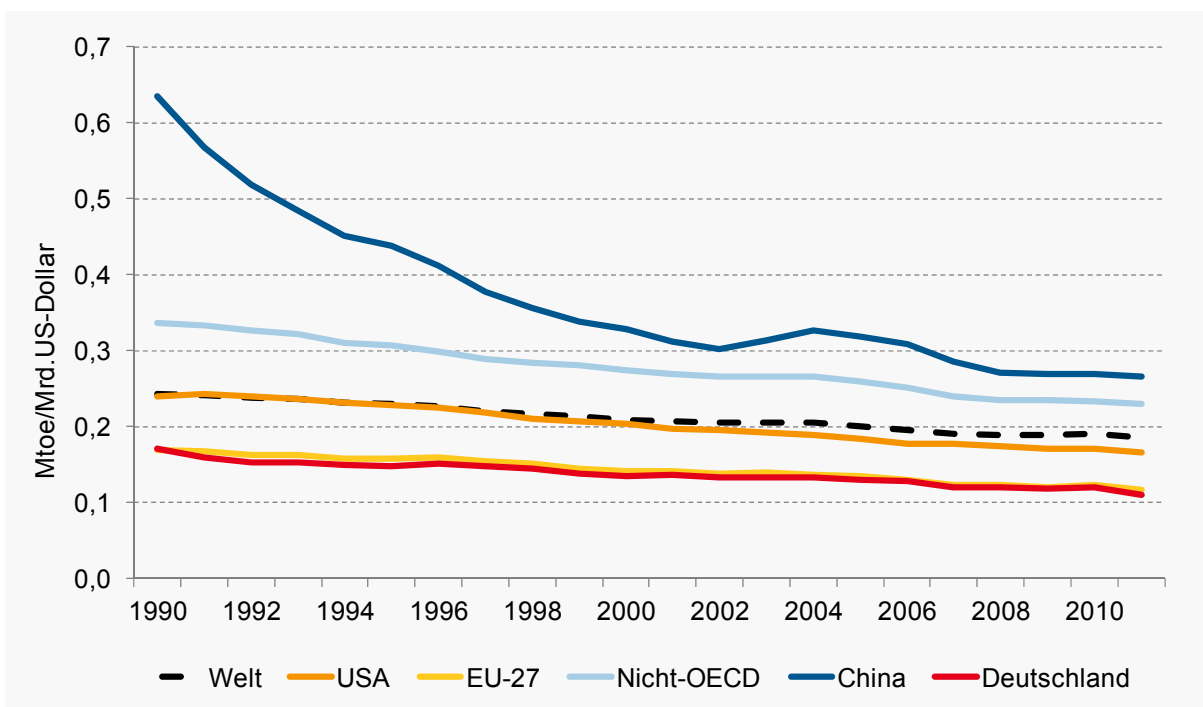


Quelle: IEA 2013e, Prognos/EWI/GWS 2014

Der **spezifische Energieverbrauch** (Primärenergieverbrauch pro BIP-Einheit) ist in der EU-27 im Vergleich mit den anderen Regionen am niedrigsten. Zudem sank der spezifische Energieverbrauch in der EU-27 im Betrachtungszeitraum kontinuierlich und lag 2011 bei 0,12 Mtoe pro Mrd. US-Dollar.<sup>46</sup> Im selben Jahr wurden weltweit für die Erzeugung einer Wirtschaftsleistung von einer Mrd US-Dollar im Durchschnitt 0,19 Mtoe Energie benötigt. Der entsprechende Wert für die USA lag mit 0,17 Mtoe leicht darunter, derjenige aller Nicht-OECD Länder mit durchschnittlich 0,23 Mtoe etwas darüber. Auffallend ist der Rückgang des spezifischen Energieverbrauchs in China um mehr als 6 % p.a. während der 1990er Jahre. Zurück zu führen ist dieser Rückgang auf das in dieser Phase sehr dynamische Wirtschaftswachstum bei anfangs noch relativ geringem Anstieg des Primärenergieverbrauchs (Abbildung 8.3.1.1-3).

46 Reale Werte für US-Dollar mit dem Bezugsjahr 2005, Berechnung durch die IEA über durchschnittliche Kaufkraftparitäten des Jahres 2005 (IEA, 2013b), gilt auch für die folgenden Ergebnisse.

Abbildung 8.3.1.1-3: Spezifischer Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 – 2011, in Mtoe pro Mrd. US-Dollar

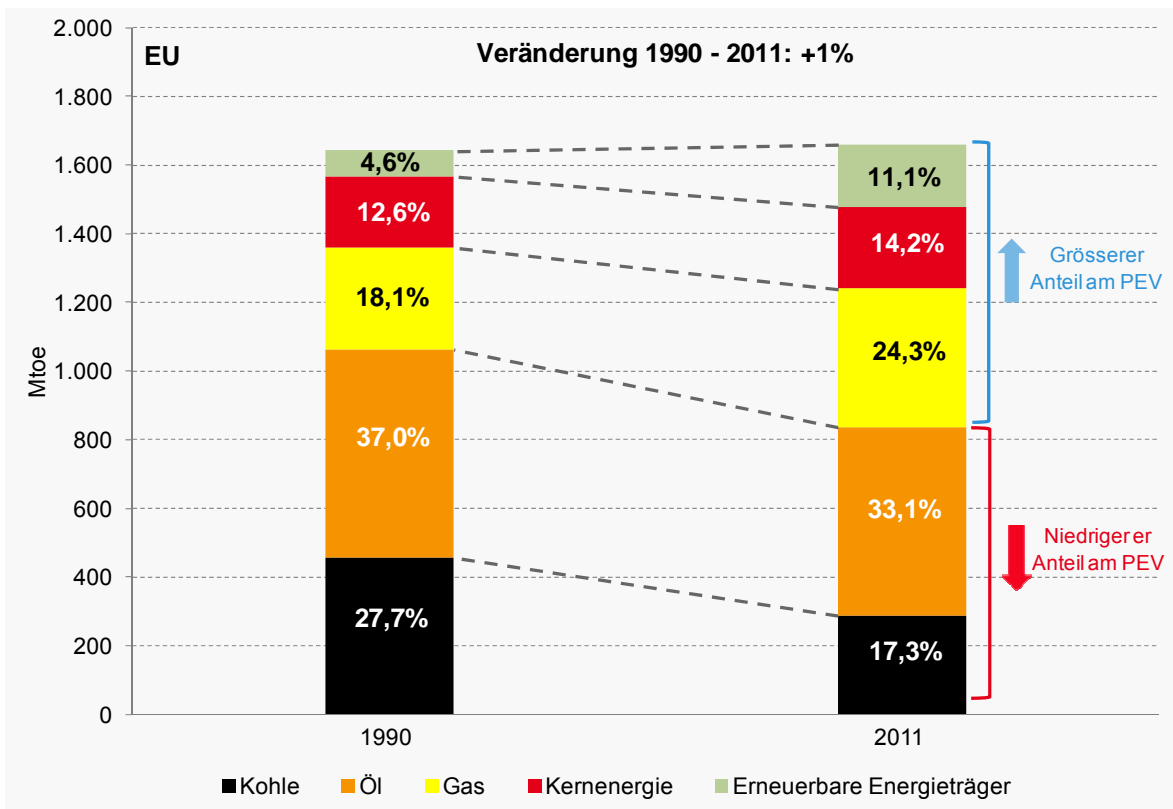
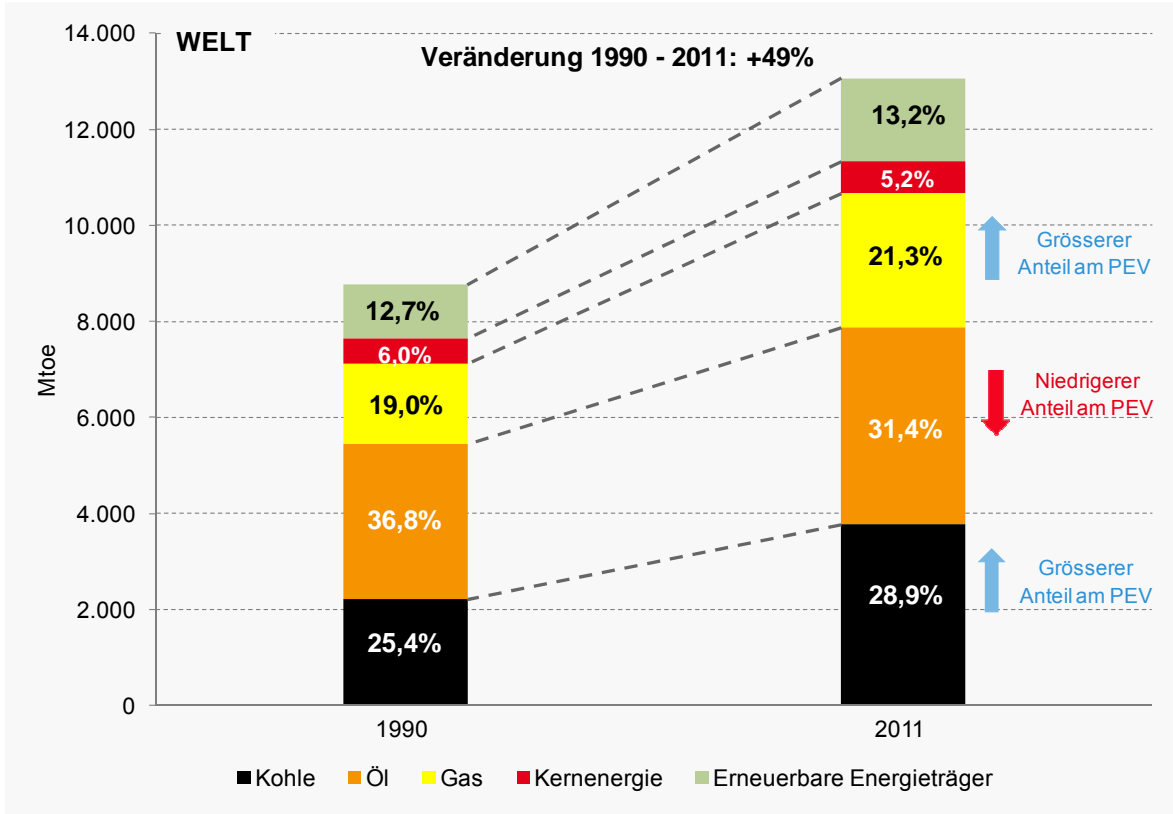


Quelle: IEA 2013e, Prognos/EWI/GWS 2014

Die **Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs** nach den Energieträgern Öl, Kohle, Gas, Kernenergie und erneuerbare Energien auf globaler Ebene und in der EU-27 zeigt deutliche Unterschiede (Abbildung 8.3.1.1-4). Zwar ist sowohl global als auch in der EU-27 Öl der bedeutendste Energieträger, doch ging der Ölverbrauch in der EU in den letzten Jahren zurück, während er global bis 2011 zugenommen hat. Der weltweite Verbrauch von Kohle stieg von 1990 bis 2011 um mehr als zwei Drittel, während der Kohleverbrauch in der EU im selben Zeitraum um mehr als ein Drittel zurück ging. Zudem war 2011 der Anteil von Kernenergie am Primärenergieverbrauch in der EU-27 zwar deutlich höher als im globalen Maßstab (EU-27: 14,2 %, global: 5,2 %). Doch hat der Kernenergieeinsatz weltweit seit 1990 prozentual mehr als doppelt so stark zugenommen wie in der EU-27. Der Verbrauch von Gas erhöhte sich sowohl in der EU-27 (+ 36 %) als auch weltweit (+ 67 %).

Bemerkenswert ist der Verbrauchsanstieg bei **erneuerbaren Energieträgern** zwischen 1990 und 2011 um mehr als 200 % in der EU-27. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Deckung des Energieverbrauchs lag im Jahr 2011 in der EU-27 allerdings erst bei 11 %, während sich dieser Anteil weltweit auf mehr als 13 % belief.

Abbildung 8.3.1.1-4: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in der Welt (oberer Teil der Abbildung) und in der EU (unterer Teil der Abbildung) 1990 und 2011, in Mtoe

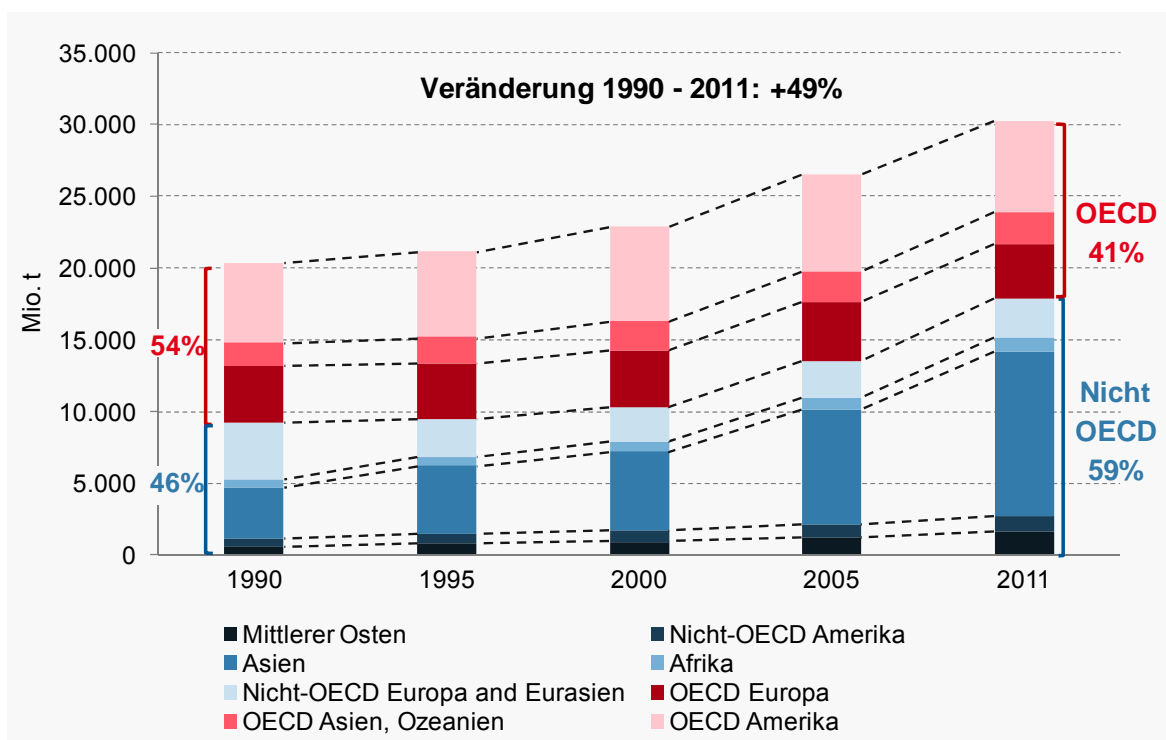


Quelle: IEA 2013a, Prognos/EWI/GWS 2014

### 8.3.1.2 Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen weltweit und in Europa<sup>47</sup>

Ähnliche Trends wie beim Primärenergieverbrauch zeigen sich bei den **energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen**.<sup>48</sup> Der Anteil der EU an den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen belief sich 2011 auf 11 % und lag damit deutlich unter den Werten für die USA (17 %) und China (26 %). Wie beim Energieverbrauch war vor allem in China und den sonstigen Nicht-OECD-Ländern für den gesamten Zeitraum seit 1990 und insbesondere nach 2000 ein starkes Wachstum der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verzeichnen (Abbildung 8.3.1.2-1).<sup>49</sup>

Abbildung 8.3.1.2-1: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Regionen 1990 – 2011, in Mio. t CO<sub>2</sub>



Quelle: IEA 2013e, Prognos/EWI/GWS 2014

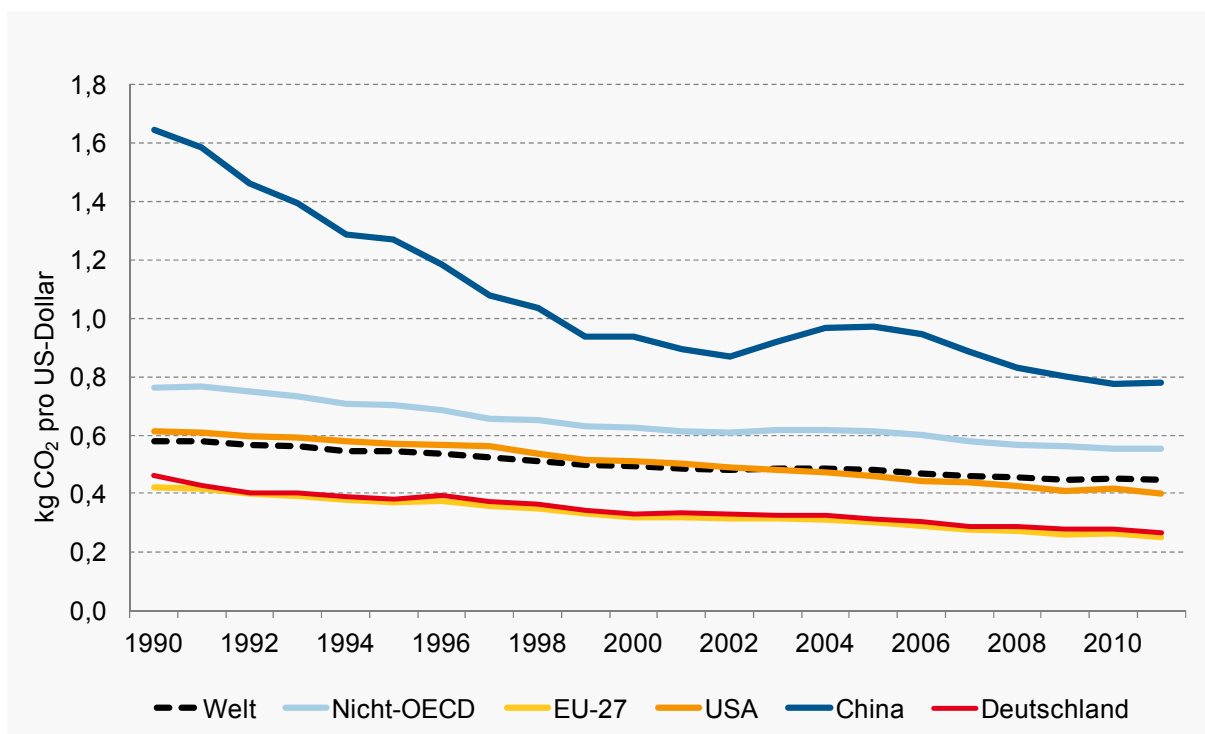
Die **CO<sub>2</sub>-Intensität des Bruttoinlandsprodukts** der EU-27 lag im Betrachtungszeitraum erheblich unter den Werten der anderen Regionen. Während die USA im Jahr 2011 für die Erzeugung einer Wirtschaftsleistung von einem US-Dollar 0,40 kg CO<sub>2</sub> emittierten, lag dieser Wert für die EU-27 bei 0,25 kg CO<sub>2</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Bruttoinlandsprodukts sank in allen betrachteten Regionen, wobei der Rückgang über den gesamten Betrachtungszeitraum in China am stärksten ausfiel, sich seit 2000 aber deutlich verlangsamt hat (Abbildung 8.3.1.2-2).

<sup>47</sup> Vgl. IEA (2013e)

<sup>48</sup> Die folgenden Angaben beziehen sich auf die Emissionen ohne internationalen Luftverkehr und Seeschifffahrt

<sup>49</sup> Vgl. hierzu auch die Ausführungen in Infobox 8-13.

Abbildung 8.3.1.2-2: CO<sub>2</sub>-Intensität des Bruttoinlandprodukts nach Regionen 1990 – 2011, in kg CO<sub>2</sub> pro US-Dollar

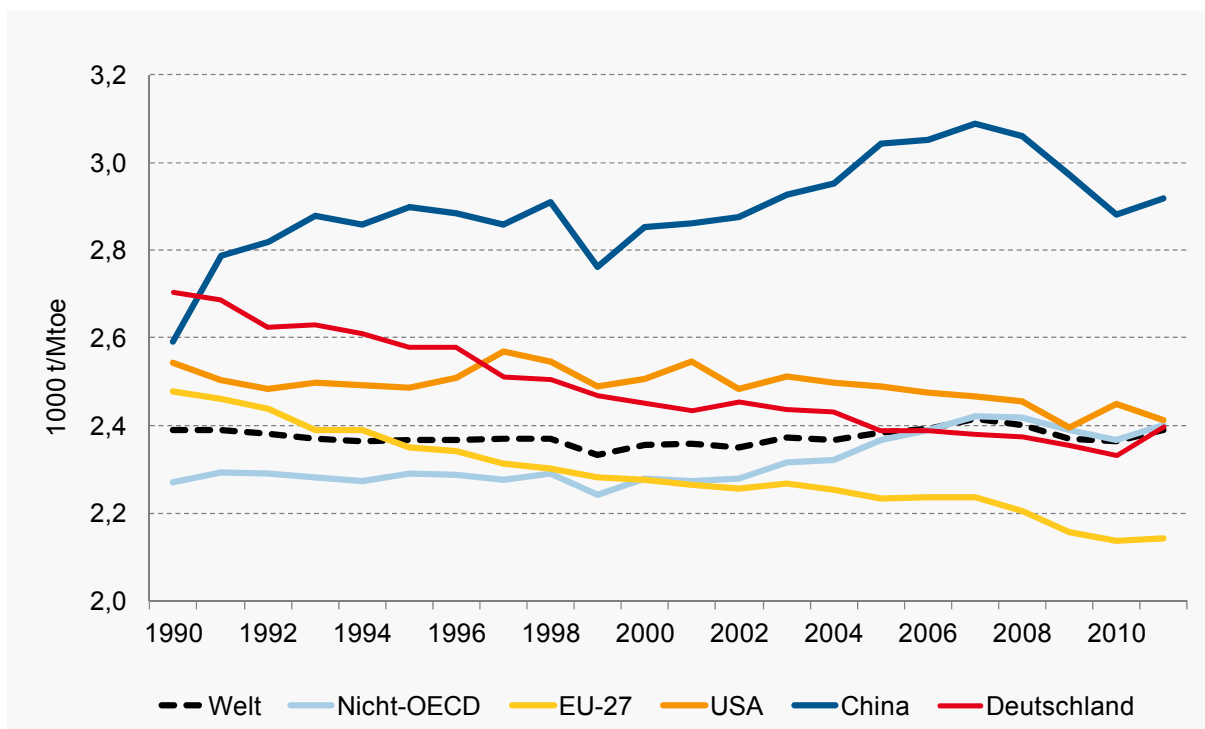


Quelle: IEA 2013e, Prognos/EWI/GWS 2014

Die Werte für die **CO<sub>2</sub>-Intensität des Primärenergieverbrauchs** zeigten ebenfalls markante Unterschiede in den betrachteten Regionen. Während die CO<sub>2</sub>-Intensität in der EU-27 im Betrachtungszeitraum 1990 bis 2011 um knapp 18 % gesunken ist, hat sie sich auf globaler Ebene nur wenig verändert. Die Ursache dafür liegt in der sinkenden CO<sub>2</sub>-Intensität des Energieverbrauchs in Industrieregionen wie den USA und den EU-27 und den gleichzeitig stark ansteigenden Werten für die Entwicklungs- und Schwellenländer. Beispielsweise stieg die CO<sub>2</sub>-Intensität über den gesamten Betrachtungszeitraum in China um 14,2 % (Abbildung 8.3.1.2-3). Allerdings zeigt sich sowohl in China wie auch in den Entwicklungs- und Schwellenländern insgesamt eine Trendumkehr. Seit 2009 geht die CO<sub>2</sub>-Intensität des Primärenergieverbrauchs leicht zurück.



Abbildung 8.3.1.2-3: CO<sub>2</sub>-Intensität des Primärenergieverbrauchs nach Regionen 1990 – 2011, in 1000 t CO<sub>2</sub> pro Mtoe



Quelle: IEA 2013e, Prognos/EWI/GWS 2014

### Infobox 8-13: „carbon consumption“ versus „carbon production“

Emissionen von Treibhausgasen werden derzeit in öffentlichen Statistiken basierend auf dem Produktions- bzw. Territorialkonzept ausgewiesen („carbon production“). Das bedeutet, dass einem Land die Emissionen zugerechnet werden, die während der Produktion von Gütern und Dienstleistungen in diesem Land entstehen. Das Konzept produktionsbasierter oder territorialer Emissionen ist auch Grundlage der internationalen Klimaschutzberichterstattung, auf die sich u.a. internationale Vereinbarungen, wie z.B. das Kyoto Protokoll beziehen. Diese Erhebungsweise hat den praktischen Hintergrund, dass seit den Ölpreiskrisen die Energieeinsätze sehr detailliert erfasst werden, in Deutschland u.a. jährlich durch die AG Energiebilanzen. Über CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren lassen sich daraus die produktionsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Verbrennungsprozessen zeitnah und international abgestimmt erfassen. Zuordnungsprobleme gibt es u.a. bei exterritorialen Emissionen im internationalen Flug- und Schiffsverkehr. Auch Tanktourismus in Nachbarländer mit niedrigeren Treibstoffpreisen verzerrt die Daten.

Eine andere Zuordnung der Emissionen kann statt an der Güterproduktion an der Güterverwendung ansetzen. Dann wird argumentiert, dass der Endverbraucher die Verantwortung für die Emissionen trägt, die bei Produktion und Transport seiner Nachfrage entstanden sind, unabhängig davon, in welchem Land („car-

bon consumption“). Angesichts der wachsenden internationalen Arbeitsteilung sind hierzu immer komplexere internationale Produktionsketten zu beachten. Es wird in diesem Zusammenhang von Rucksäcken, Fußabdrücken oder „embodied emissions“ gesprochen. Beim Beispiel eines Möbelstücks, das aus schwedischem Holz und chinesischen Schrauben in Polen vorgefertigt und in Deutschland verkauft wird, werden dem Käufer Emissionen zugerechnet, die bei der Produktion und beim Transport in verschiedenen Ländern anfallen.

Unternehmen nutzen zur Ermittlung entsprechender Emissionen auf Produktebene sog. Lebenszyklusanalysen. Sie basieren auf Produktionsprozessdaten der einzelnen Produktkomponenten und sind damit sehr datenintensiv. Einzelne Vorprodukte und deren Herstellungstechniken können auch über Ländergrenzen hinweg verfolgt werden, allerdings wird es ab einer bestimmten Vorkettentiefe zunehmend schwieriger, jede Komponente zurückzuverfolgen und die Umwelteffekte des Herstellungsprozesses mit dem richtigen Anteil dieser Komponente zuzuordnen.

Auf nationaler Ebene werden multiregionale Input-Output-Modelle verwendet, um zu berechnen, wie viele Emissionen entlang der Produktionsketten der Güter entstehen, die in einem Land konsumiert werden. In ihnen werden Durchschnittswerte für Industrie-sektoren verwendet. Verschiedene Analysen zeigen übereinstimmend, dass Schwellenländer, allen voran China, Nettoexporteure entsprechender Emissionen und die OECD-Länder mit den USA an der Spitze Nettoimporteure sind. Das Statistische Bundesamt (StaBu 2014) hat mit einer vereinfachten Methodik dagegen berechnet, dass Deutschland im Jahr 2010 Nettoexporteur von THG-Emissionen war.

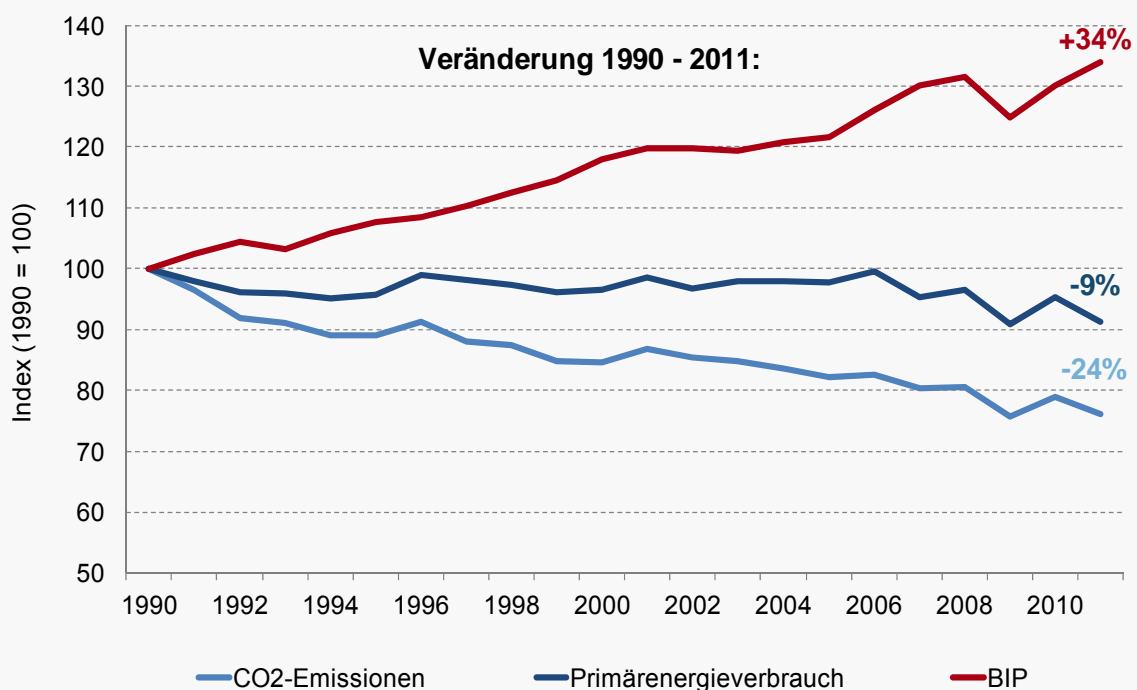
Angesichts der höheren THG-Intensität der Produktion in Schwellenländern spricht einiges dafür, dass die Industrieländer aus konsumbasierter Sicht eine Verantwortung für mehr Emissionen als aus produktionsbasierter Sicht haben. Schwellenländer argumentieren bei internationalen Klimaverhandlungen entsprechend, dass die Industrieländer für diese Emissionen verantwortlich sind und (auch aus diesem Grund) größere Minderungsbeiträge leisten bzw. finanzieren müssen.

### 8.3.2 Die ex post-Entwicklung in Deutschland

#### Das Wichtigste in Kürze

- Auf den ersten Blick hat sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland seit 1990 nur wenig verändert. Bis 2006 blieb er – abgesehen von jährlichen Schwankungen weitgehend stabil, danach ging er trendmäßig zurück. Damit hat sich der Verbrauch vom BIP entkoppelt, das im Betrachtungszeitraum um ein Drittel gestiegen ist.
- Erhebliche Verschiebungen weist die Energieträgerstruktur auf. Trugen im Jahr 1990 fossile Energien mit 87 % zur Verbrauchsdeckung bei, waren es 2011 noch 79 %. Ursächlich hierfür ist vor allem der seit der Deutschen Einheit deutlich eingeschränkte Einsatz von Braunkohle in der Stromerzeugung. Anteile gewonnen haben Erdgas und vor allem erneuerbare Energien.
- Der langfristig leicht abnehmende Verbrauch und die deutlich geänderte Energieträgerstruktur zeigen sich im trendmäßigen Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Jahr 2011 lagen sie knapp 24 % (2012 um rund 22 %) niedriger als 1990. Dabei gingen die direkt dem Endenergieverbrauch zuzurechnenden CO<sub>2</sub>-Emissionen absolut mehr als doppelt so stark zurück wie die Emissionen der von der Stromerzeugung geprägten Energiewirtschaft.

**Reales BIP, Primärenergieverbrauch und energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen  
1990 – 2011, Index, 1990=100**



Quelle: StaBu 2013g, AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

### 8.3.2.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

In Deutschland war der Untersuchungszeitraum durch **erhebliche Veränderungen** des Energieverbrauchs und seiner Struktur sowie der CO<sub>2</sub>-Emissionen geprägt. Dazu hat nicht zuletzt die Deutsche Einheit beigetragen, in deren Folge sich eine massive Umstrukturierung der ostdeutschen Wirtschaft vollzog. Dies hat insbesondere die Entwicklung des Energieverbrauchs in der Phase 1990 bis etwa 1995 stark beeinflusst. Prägend für den Zeitraum ab der Jahrtausendwende war der starke Ausbau erneuerbarer Energieträger. Die Entwicklungslinien der wichtigsten Verbrauchsindikatoren werden im Folgenden kurz dargestellt.

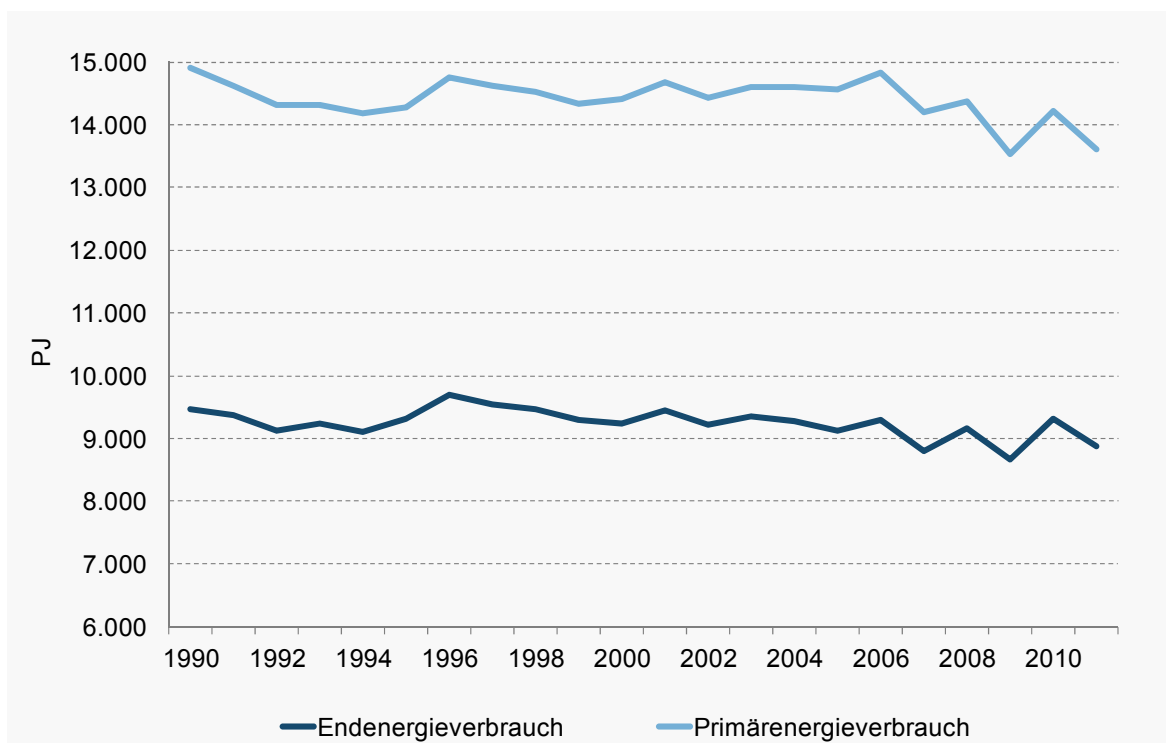
Der **Primärenergieverbrauch** blieb den Ergebnissen der AG Energiebilanzen zufolge im Betrachtungszeitraum relativ stabil, wobei sich seit 2007 ein rückläufiger Trend abzeichnet. Im Jahr 2011 lag der Primärenergieverbrauch um 8,8 % unter dem Ausgangsniveau des Jahres 1990.<sup>50</sup> Zwar gab es einige Schwankungen, doch wurde der Verbrauchswert von 1990 in keinem der folgenden Jahre überschritten.<sup>51</sup> Im EU-Durchschnitt war während dieser Zeit ein leichter Anstieg des Primärenergieverbrauchs zu verzeichnen. Die Veränderung des **Endenergieverbrauchs** in Deutschland folgte im Wesentlichen der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs. Insgesamt ging der Endenergieverbrauch etwas weniger stark zurück als der Primärenergieverbrauch und lag im Jahr 2011 um 6,2 % niedriger als 1990 (Abbildung 8.3.2.1-1).

---

50 Datengrundlage sind die ausführlichen Energiebilanzen 1990 bis 2011 (AGEB); in den Jahren 2012 und 2013 ist der Primärenergieverbrauch vor allem witterungsbedingt jeweils leicht angestiegen. Nach ersten Schätzungen der AGEB lag er im Jahr 2013 um 3 % höher als 2011.

51 Bemerkenswert ist dies auch, weil 1990 ein vergleichsweise warmes Jahr mit dadurch bedingt relativ niedrigem Energieverbrauch gewesen war.

Abbildung 8.3.2.1-1: Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch in Deutschland 1990 – 2011, in PJ



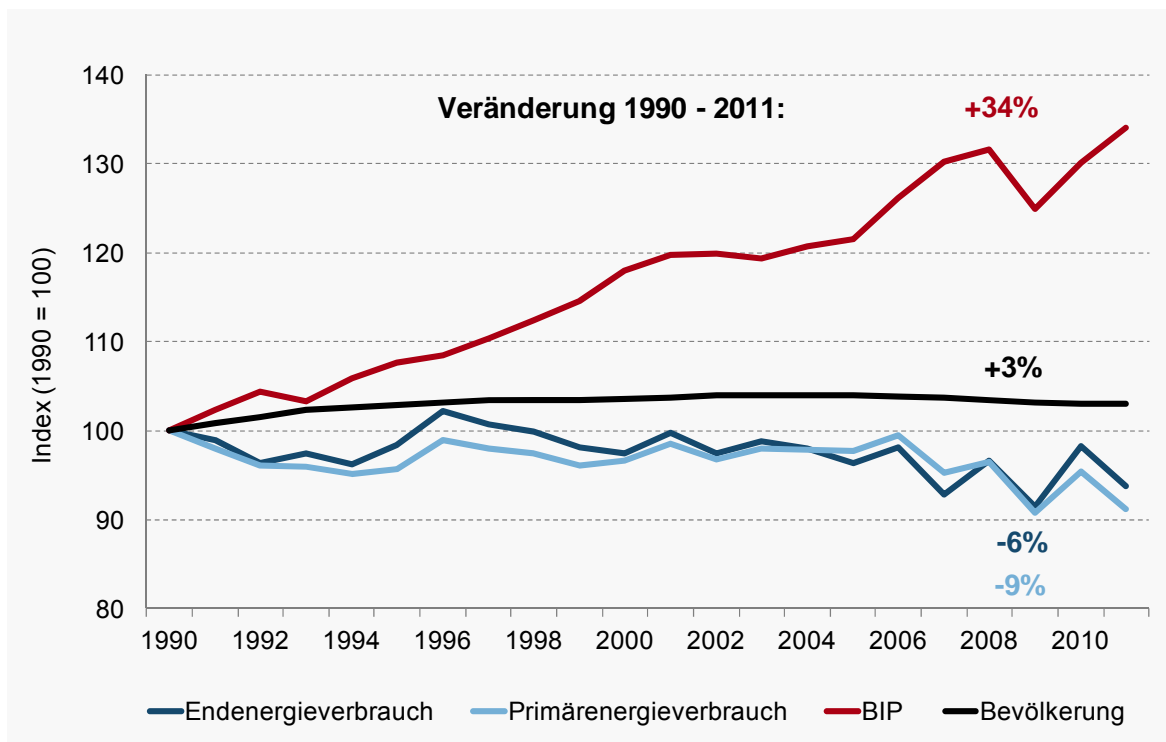
Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch zeigten zwischen 1994 bis 1996 eine leichte Zunahme und das anschließende Absinken auf das Niveau von 2008. Danach deutet sich beim Primärenergieverbrauch eine rückläufige Tendenz an, die beim Endenergieverbrauch nicht zu erkennen ist. Ein Grund dafür ist die zunehmende Bedeutung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung. Da diese zum überwiegenden Teil einen definitorischen Wirkungsgrad von 100 % aufweisen, verringert sich der in der Energiebilanz verbuchte Einsatz von Primärenergieträgern, wenn Strom zu einem steigenden Anteil statt in konventionellen Wärmekraftwerken von Wind- oder Photovoltaikanlagen erzeugt wird.

Die **Schwankungen der jährlichen Verbrauchswerte** sind beim Endenergieverbrauch stärker ausgeprägt als beim Primärenergieverbrauch, was hauptsächlich auf die jährlichen Temperaturveränderungen zurückzuführen ist. In den kalten Jahren 1996 und 1997 überstieg der Endenergieverbrauch aufgrund des zusätzlichen Heizbedarfs das Niveau von 1990.

Das BIP stieg im Betrachtungszeitraum mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,4 %. Gleichzeitig ist die Bevölkerungszahl in Deutschland zwischen 1990 und 2000 um 3,6 % gestiegen und stagnierte anschließend (Abbildung 8.3.2.1-2).

Abbildung 8.3.2.1-2: Bruttoinlandsprodukt, Bevölkerung, Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch 1990 – 2011, Index, 1990=100

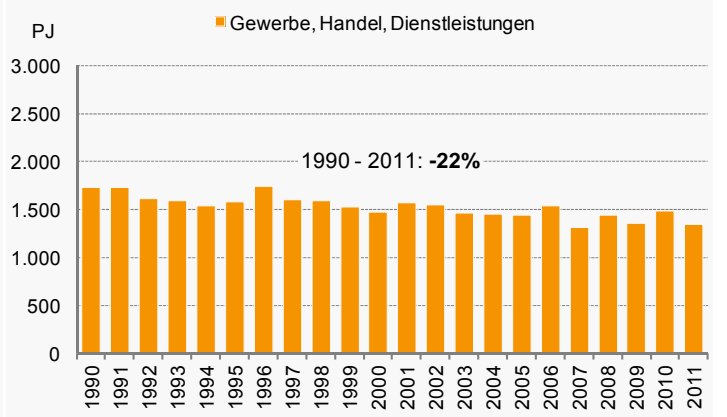
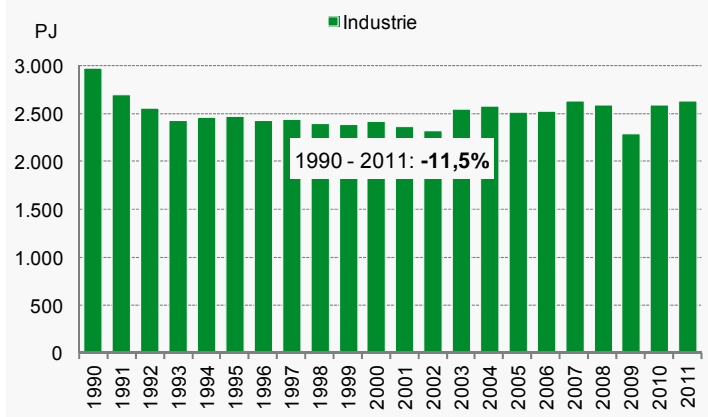
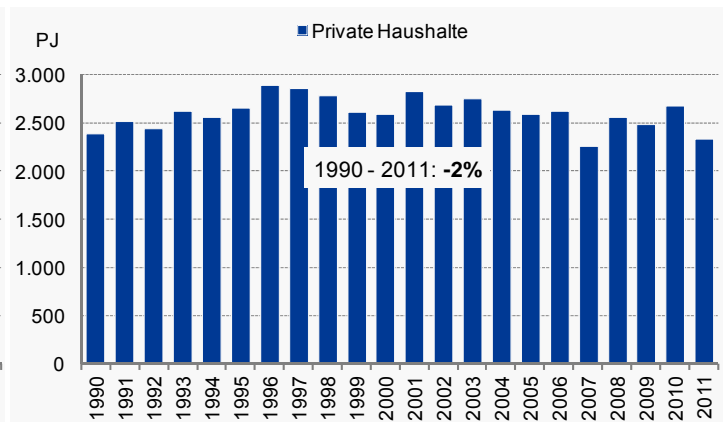
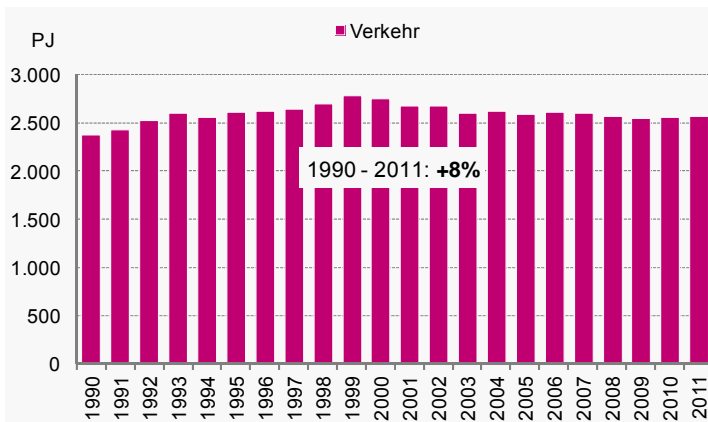
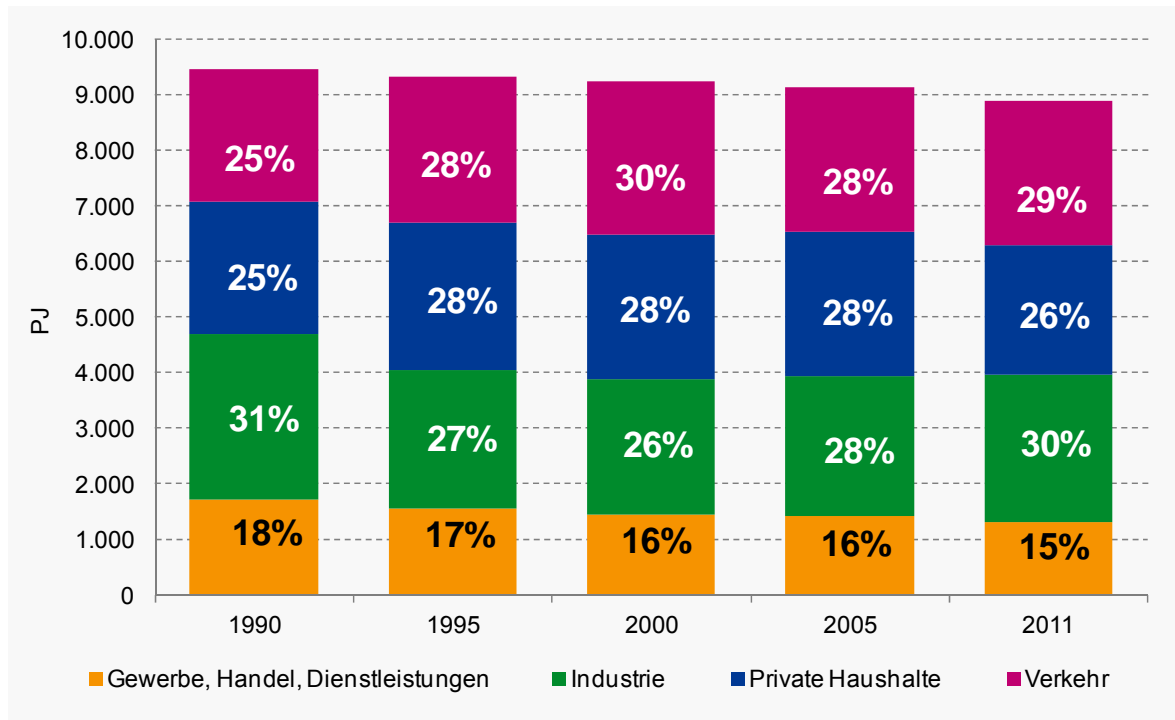


Quelle: StaBu 2013g, AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Die **sektorale Struktur des Endenergieverbrauchs** wies im Betrachtungszeitraum einige Schwankungen auf. Der Verbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) ging um insgesamt 22 % zurück, die Industrie (Übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe) verbrauchte 2011 um 11,5 % weniger als 1990. Hier stieg der Verbrauch etwa ab 2002 wieder an, nachdem er im Zuge der Deutschen Einheit nach 1990 zunächst stark gesunken war.

Der Endenergieverbrauch der Haushalte lag 2011 etwas niedriger als 1990, wozu auch die warme Witterung beitrug. Der Energieverbrauch des Verkehrssektors übertraf 2011 das Niveau von 1990 um knapp 8 %. Zwischenzeitlich hatte der Verbrauch um bis zu 17 % (1999) höher gelegen als 1990 (Abbildung 8.3.2.1-3).

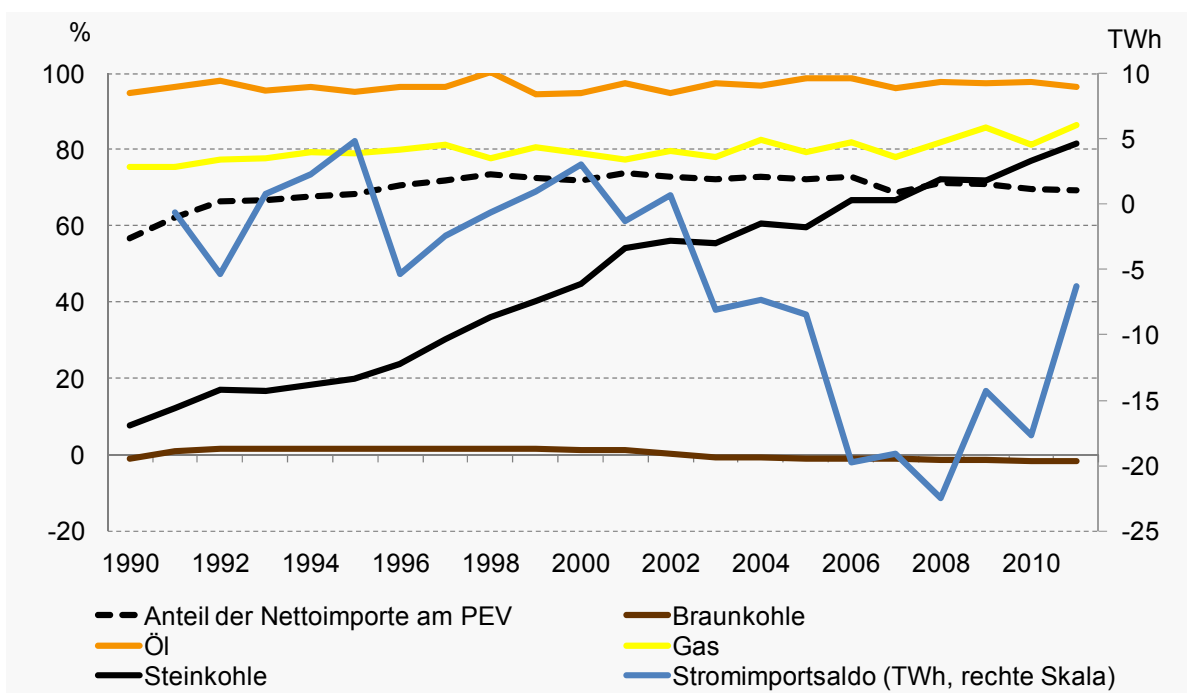
Abbildung 8.3.2.1-3: Endenergieverbrauch nach Sektoren  
1990 – 2011, in PJ



Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

Die Importquote (Anteil Netto-Energieimporte am Primärenergieverbrauch<sup>52</sup>) und damit die Abhängigkeit der deutschen Energieversorgung von Energieträgern aus dem Ausland, hat sich von knapp 57 % im Jahr 1990 auf knapp 74 % im Jahr 2001 erhöht. Dieser Anstieg hatte im Wesentlichen zwei Gründe. Zum einen wurde mehr Erdgas verbraucht, das überwiegend importiert wird. Zum anderen wurde heimische Steinkohle zunehmend durch Importe ersetzt. Nach 2001 ging die Importquote trendmäßig auf gut 69 % zurück, wozu der zunehmende Einsatz erneuerbarer heimischer Energieträger einen Beitrag leistete (Abbildung 8.3.2.1-4).

Abbildung 8.3.2.1-4: Importquote nach Energieträgern 1990 – 2011, in % und Stromimportsaldo 1990 – 2011, in TWh



Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

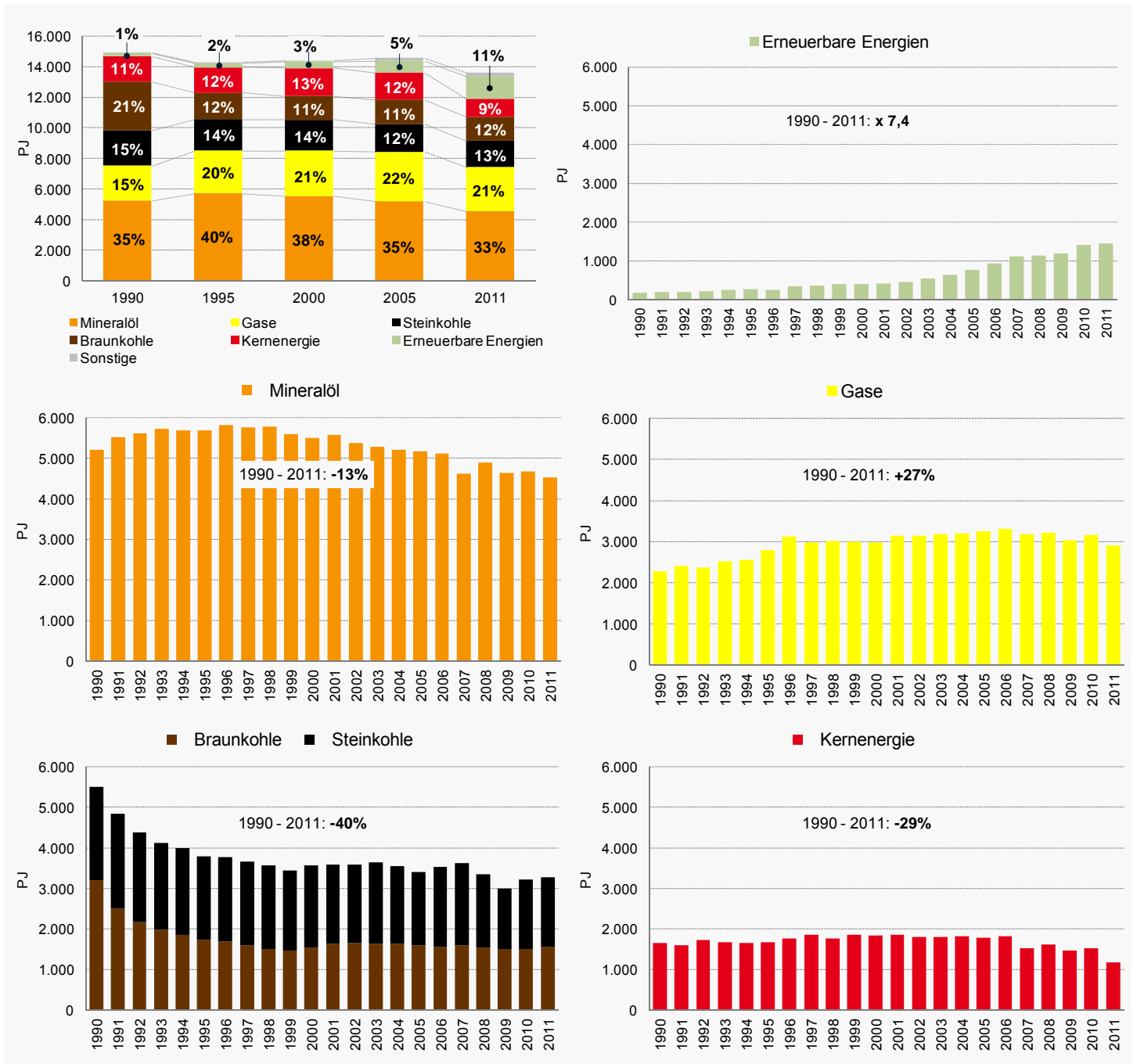
### 8.3.2.2 Veränderung des Energiemix

Der Verbrauch von **Mineralöl** ging nach 1995 zurück, um 13,4 % zwischen 1990 und 2011. Mineralöl leistete im Jahr 2011 aber noch immer den größten Beitrag zur Deckung des Primärenergiebedarfs in Deutschland. Rückläufig war auch der Verbrauch von **Steinkohle** und **Braunkohle**, wobei der Braunkohleeinsatz seit 2000 annähernd konstant geblieben ist. Um mehr als ein Viertel zugenommen hat der Verbrauch von **Erdgas**. Die **erneuerbaren Energieträger** haben im Betrachtungszeitraum mit einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate von mehr als 10 % deutlich zugelegt. Insgesamt deckten sie 2011 knapp 11 % des Primärenergiebedarfs (Abbildung 8.3.2.2-1).

<sup>52</sup> Berechnet als (Energieträgerimport-Energieträgerexport-Bunker)/Primärenergieverbrauch, Kernenergie wird hierbei zu 100% als importiert betrachtet und ist in der Importquote des gesamten PEV berücksichtigt.



Abbildung 8.3.2.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1990 – 2011, in PJ



Quelle: AGEB a, Prognos/EWI/GWS 2014

In der **Stromerzeugung** haben **Braunkohle** und **Steinkohle** im Betrachtungszeitraum an Bedeutung verloren. Insgesamt ging ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung von rund 57 % im Jahr 1990 auf knapp 42 % im Jahr 2011 zurück<sup>53</sup>. Der Anteil von **Erdgas** hat sich in diesem Zeitraum auf 14 % verdoppelt. Insgesamt trugen mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke im Jahr 2011 mit 58 %

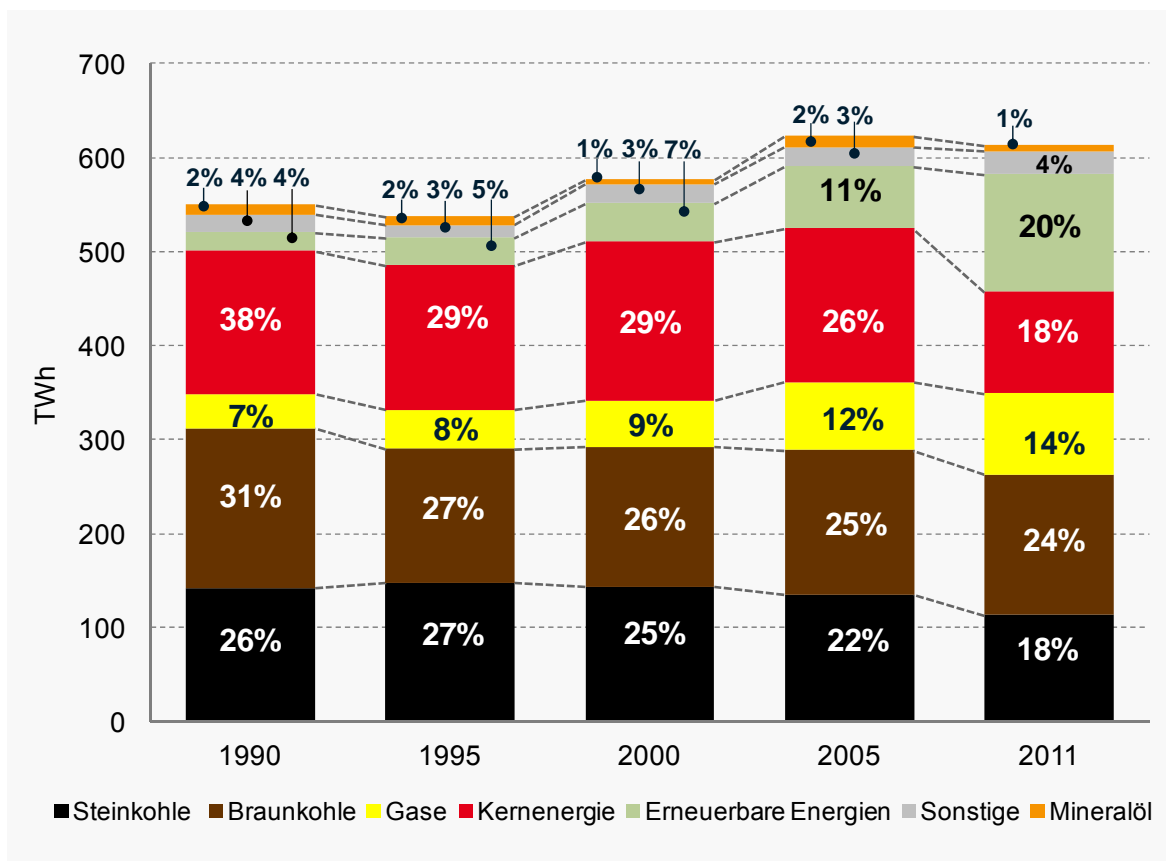
zur Bruttostromerzeugung bei. Im Jahr 1990 lag dieser Wert noch bei 65 % (Abbildung 8.3.2.2-2).

Der Anteil von **Kernkraftwerken** an der Bruttostromerzeugung nahm bis Ende der 1990er Jahre auf etwas mehr als 30 % zu und ging danach bis 2010 auf 22 % zurück. Bedingt durch die Abschaltung von sieben Anlagen verringerte er sich im Jahr 2011 auf gut 18 %.

Einen erheblichen Bedeutungsgewinn verzeichneten die **erneuerbaren Energien**. Ihr Beitrag zur Bruttostromerzeugung, der 1990 noch bei 3,6 % lag, war bis 2011 auf 20 % gestiegen.

Als Folge des starken Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung sind die Anteile der Kernenergie und der fossilen Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland seit 1990 insgesamt gesunken.

Abbildung 8.3.2.2-2: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 1990, 1995, 2000, 2005 und 2011, in TWh



Quelle: AGEB c, Prognos/EWI/GWS 2014

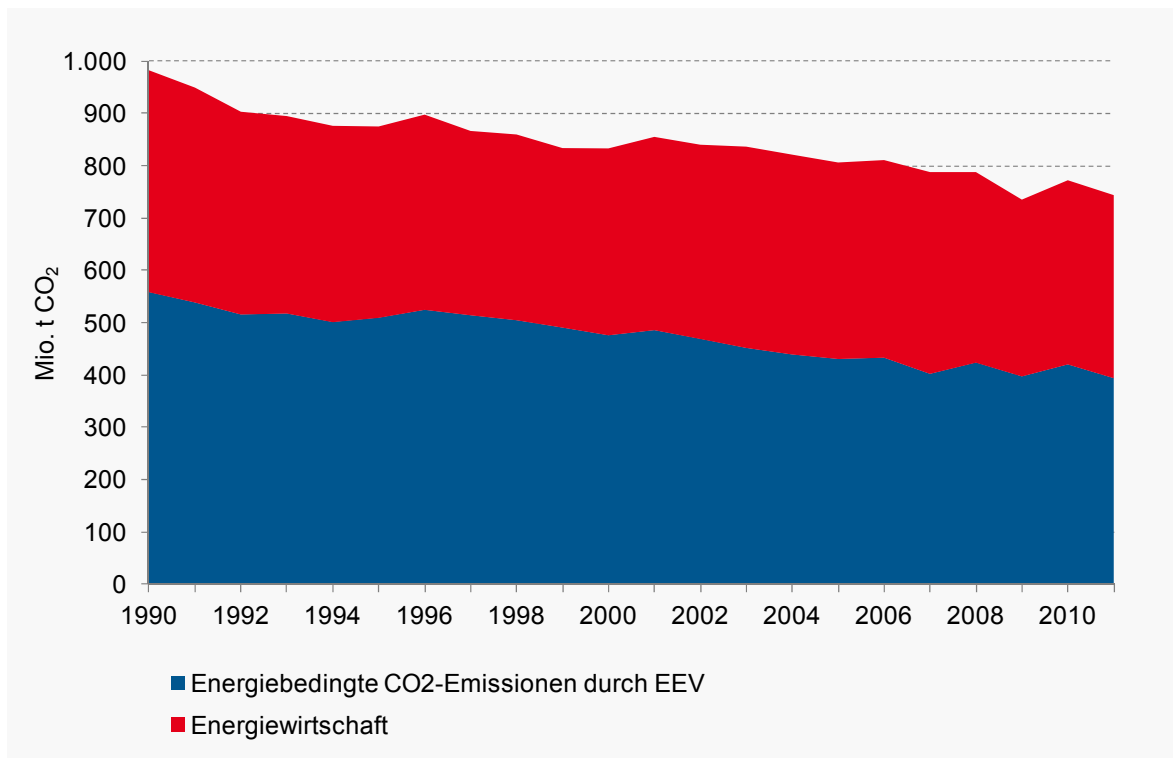
### 8.3.2.3 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen

Der Ausstoß von energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen lag 2011 um 22,6 % unter dem Niveau des Kyoto-Basisjahres 1990. Damit sind diese Emissionen in Deutschland erheblich stärker gesunken als

im EU-27-Durchschnitt mit 13,9 %. Ausschlag gebend dafür war unter anderem die starke Reduktion der Emissionen um 11 % zwischen 1990 und 1995, die zum großen Teil auf die Entwicklung in Ostdeutschland zurückzuführen ist.

Die dem Endenergieverbrauch direkt zurechenbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen verringerten sich von 1990 bis 2007 trendmäßig, seitdem stagnierten sie (Abbildung 8.3.2.3-1).

Abbildung 8.3.2.3-1: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen 1990 – 2011, in Mio. t CO<sub>2</sub>



Quelle: UBA 2013c, Prognos/EWI/GWS 2014

In den einzelnen **Verbrauchssektoren** zeigen sich folgende Entwicklungen:

- In der **Industrie** verringerten sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen 1990 und 2003 um 40 %, wobei anfangs der starke Strukturwandel nach der Deutschen Einheit eine große Rolle spielte. Danach sind die Emissionen bis 2007 angestiegen und verharren seitdem – unterbrochen durch einen scharfen Rückgang infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2008 – auf diesem Niveau, das rund 35 % niedriger liegt als 1990.
- Im **Sektor GHD** zeigt sich ein ähnliches Bild: trendmäßiger Rückgang der Emissionen bis 2006 und seitdem – abgesehen von jährlichen Schwankungen – eine eher stabile Tendenz. Das Emissionsniveau von 1990 wurde im Jahr 2011 um 54 % unterschritten.

- Bei den **privaten Haushalten** gingen die Emissionen zwischen 1995 und 2006 trendmäßig zurück. Danach zeigen sich stärkere jährliche Veränderungen als Folge der Witterungsschwankungen. Im Jahr 2011 lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 37 % niedriger als 1990.
- Im **Verkehrsbereich** lassen sich drei Phasen unterscheiden. Von 1990 bis 1998 nahmen die Emissionen zu, bedingt durch steigende Verkehrsleistungen, auch als Folge der in Ostdeutschland zunehmenden Motorisierung. Von 1998 bis 2006 verringerten sich die Emissionen, wozu steigende Kraftstoffpreise beitrugen. Seit 2006 haben sich die verkehrsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen wenig verändert und waren 2011 um knapp 5 % niedriger als 1990.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der **Energiewirtschaft**, die zum weit überwiegenden Teil durch die Stromerzeugung bedingt sind, verringerten sich zwischen 1990 und 1996 deutlich. Dazu trug der Umbau der ostdeutschen Stromerzeugung nach der Wende maßgeblich bei. Nach einem zwischenzeitlichen Anstieg lagen die Emissionen 2011 wieder auf dem Niveau von 1996 und damit um 17 % niedriger als 1990.

**Je Einwohner** beliefen sich die energiebedingten **CO<sub>2</sub>-Emissionen** im Jahr 2011 in Deutschland auf 9,4 t und waren damit um mehr als ein Drittel höher als der EU-27-Durchschnitt, aber rund 5 % unter dem Durchschnitt der OECD-Länder. Im Zeitraum 1990 bis 2011 sind die pro-Kopf Emissionen in Deutschland mit 25 % stärker gesunken als in der EU-27 mit 20 %.<sup>54</sup>

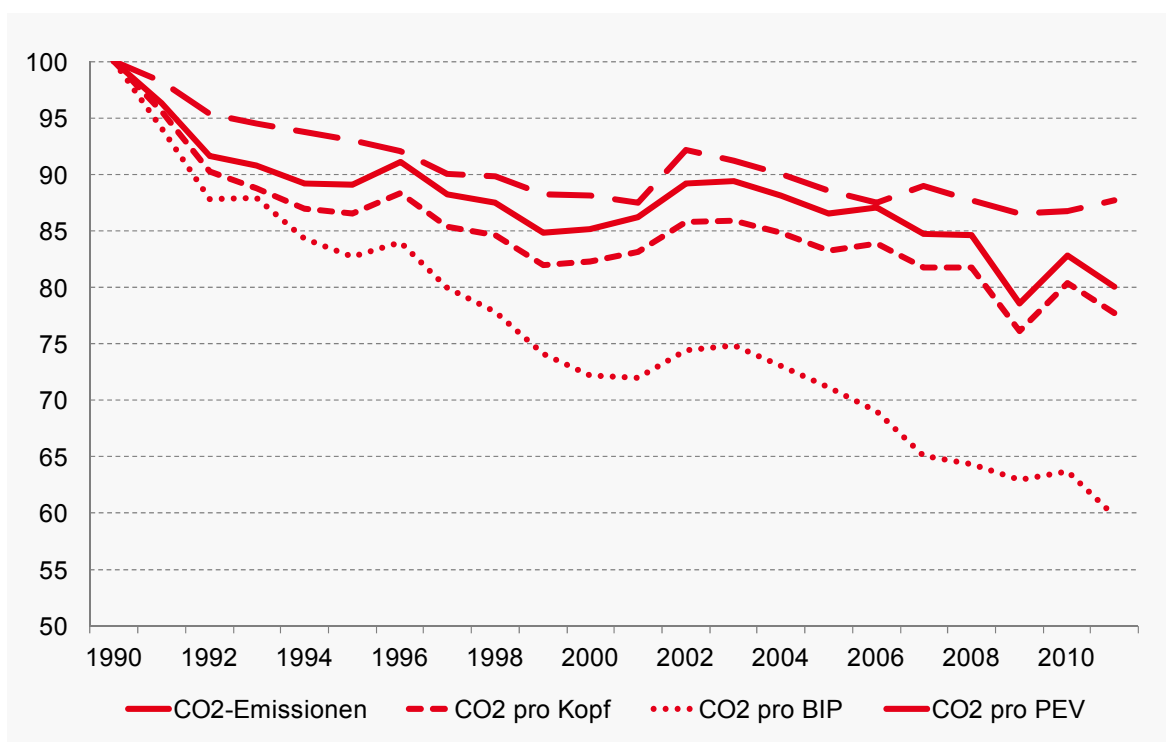
Die **CO<sub>2</sub>-Intensität der Wirtschaftsleistung** (CO<sub>2</sub>-Emissionen pro BIP) hat in Deutschland zwischen 1990 und 2011 um 43 % abgenommen, was unter anderem auf die verbesserte Energieeffizienz der Wirtschaft u.a. als Folge der Deutschen Einheit zurückzuführen ist. Im Jahr 2011 wurden durch die Erzeugung einer Wirtschaftsleistung von einem US-Dollar in Deutschland 0,26 kg CO<sub>2</sub> emittiert. Dieser Wert entspricht weitgehend dem EU-Durchschnitt und liegt deutlich unter dem Durchschnitt der OECD-Länder von 0,32 kg CO<sub>2</sub>.

Die abnehmende **CO<sub>2</sub>-Intensität des Primärenergieverbrauchs** (1990-2011: -17 %) wird durch den Energieträgermix bestimmt und ist auf den teilweisen Ersatz fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger zurückzuführen. Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Endenergieverbrauchs (direkte Emissionen) ging im selben Zeitraum um 25 % und damit stärker zurück. Grund hierfür war neben dem steigenden Anteil erneuerbarer Energieträger auch die zunehmende Bedeutung von Strom, dem auf dieser Ebene keine Emissionen zugerechnet werden.

Im internationalen Vergleich entspricht der Rückgang der CO<sub>2</sub>-Intensität des Primärenergieverbrauchs im Zeitraum 1990 bis 2011 der Entwicklung in der EU-27 und war mehr als doppelt so stark wie im Durchschnitt aller OECD-Länder.

Diese Kennzahlen zeigen, dass es in Deutschland gelungen ist, einerseits CO<sub>2</sub>-Emissionen und Energieverbrauch sowie andererseits Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung bis zu einem gewissen Grad zu entkoppeln (Abbildung 8.3.2.3-2).

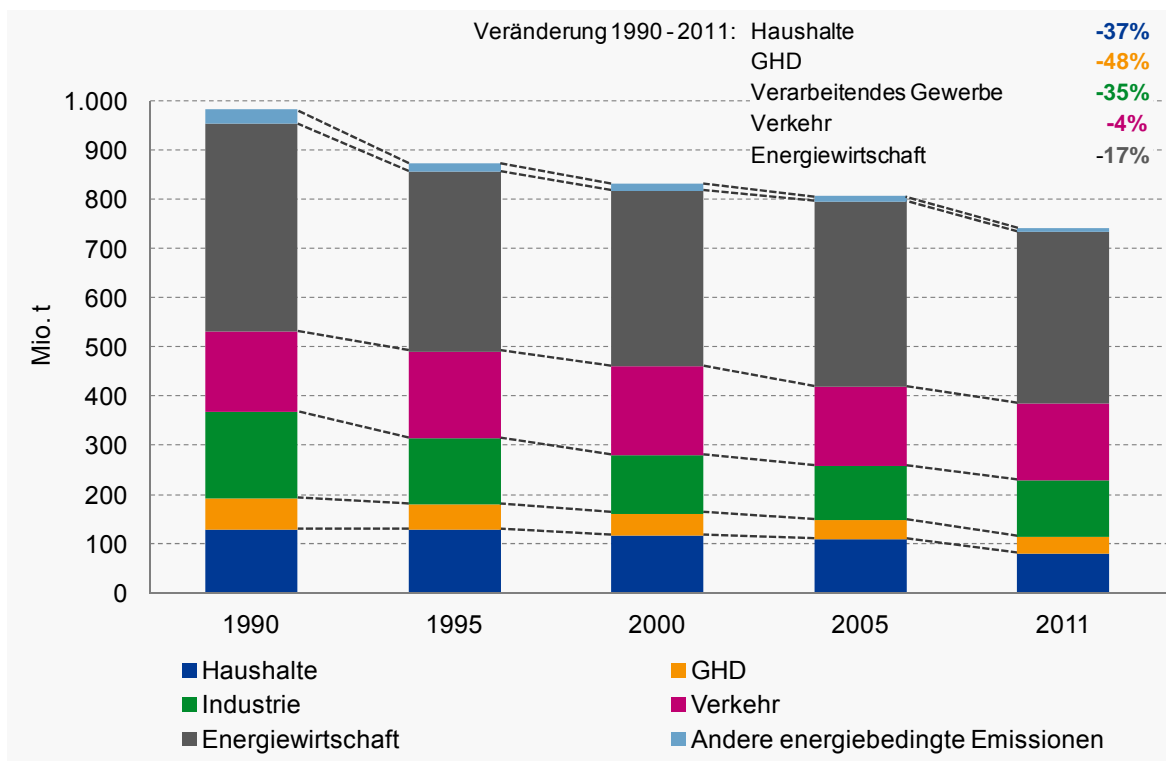
Abbildung 8.3.2.3-2: CO<sub>2</sub>-Intensitäten 1990 – 2011, Index, 1990 = 100



Quelle: UBA 2013c, AGEB a, StaBu 2013g, Prognos/EWI/GWS 2014

Im Beitrag der einzelnen Sektoren zu den gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zeigen sich im Betrachtungszeitraum geringfügige Verschiebungen (Abbildung 8.3.2.3-3). Anteilsmäßig leicht zugenommen haben die Emissionen der Energiewirtschaft und des Verkehrssektors. In diesen beiden Sektoren wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen langsamer abgesenkt als in den übrigen Bereichen.

Abbildung 8.3.2.3-3: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland nach Sektoren 1990 – 2011, in Mio. t



Quelle: UBA 2013c, Prognos/EWI/GWS 2014

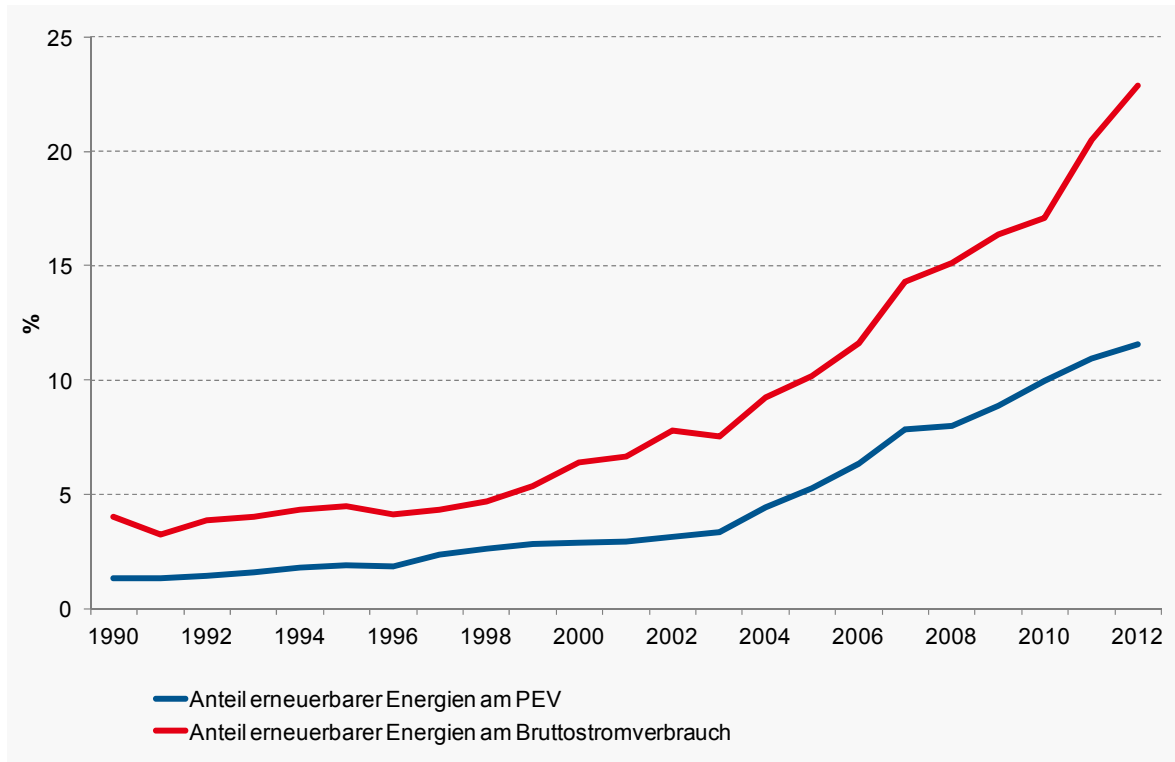
#### 8.3.2.4 Ausbau erneuerbarer Energien

Sowohl der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch als auch der Anteil Erneuerbarer an der Bruttostromerzeugung ist seit 1990 kontinuierlich gestiegen.

Bis 2011 hat sich der **Beitrag der Erneuerbaren** zur Deckung des Bruttostromverbrauchs von 4,0 % auf 20,5 % und bis 2012 auf 22,9 % erhöht. Bezogen auf den Primärenergieverbrauch, stieg der Anteil von 1,3 % auf 10,9 %, 2012 lag er bei 11,6 % (Abbildung 8.3.2.4-1).

Damit ist der Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland deutlich schneller angestiegen als im EU-Durchschnitt.

Abbildung 8.3.2.4-1: Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch und an der Bruttostromerzeugung 1990 – 2012, in %



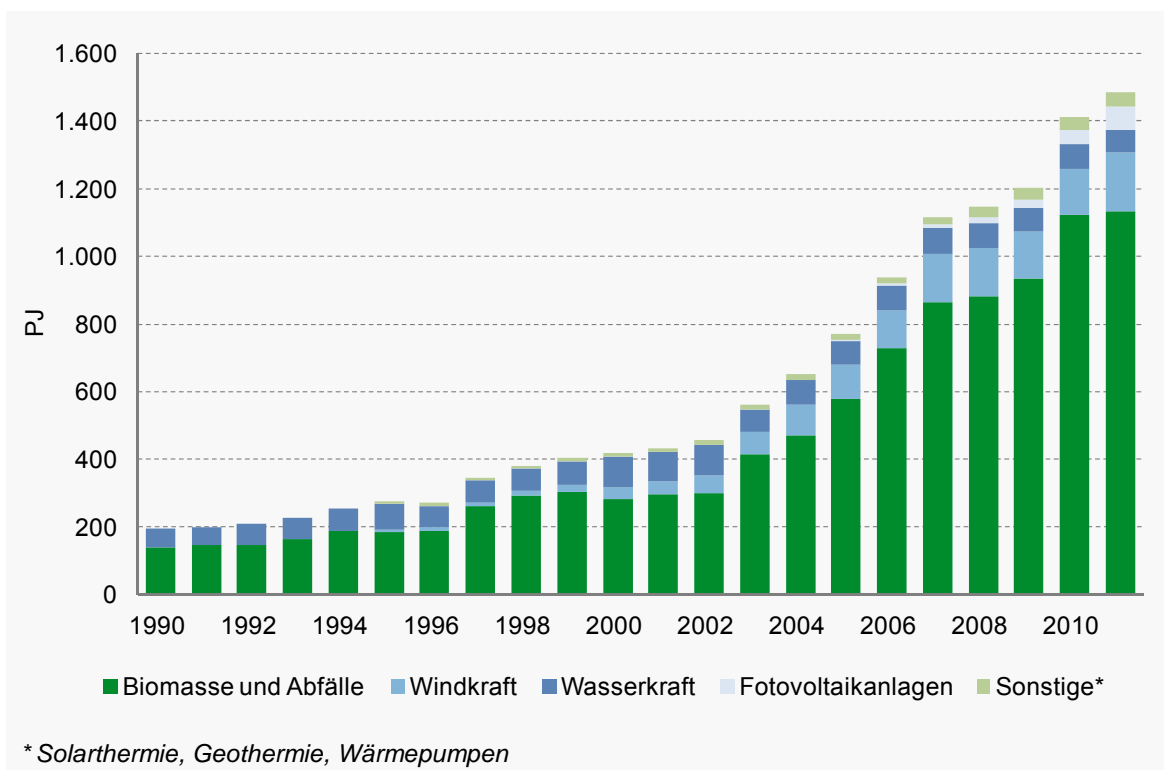
Quelle: AGEB a, c, Prognos/EWI/GWS 2014

Der bedeutendste erneuerbare Energieträger war 2011 – wie bereits 1990 – **Biomasse** (feste Biomasse, Biodiesel, Biogas und biogene Abfälle). Primärenergetisch bewertet stellten Biomassen 76 % der gesamten erneuerbaren Energien.

Im Betrachtungszeitraum massiv an Bedeutung gewonnen haben **Windkraft** und **Photovoltaik**, welche allerdings erst ab den späten 1990er Jahren relevante Anteile zur Deckung des Primärenergieverbrauchs aufweisen. Der Beitrag von Wasserkraft zur Primärenergieversorgung veränderte sich von 1990 bis 2011 vor allem durch Schwankungen in den Dargebotsbedingungen.

Die gesamte Primärenergiebereitstellung durch erneuerbare Quellen belief sich im Jahr 2011 auf 1.486 PJ (Abbildung 8.3.2.4-2). Wasserkraft, Photovoltaik und Windkraft werden praktisch ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt, während Biomasse sowohl für die Erzeugung von Strom und Wärme als auch für Herstellung von Kraftstoffen genutzt werden kann.

Abbildung 8.3.2.4-2: Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1990 – 2011, in PJ



Quelle: AGEE, Prognos/EWI/GWS 2014

Bei der **Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien** waren 2011 (2012) Windkraftanlagen, Biomassekraftwerke, Photovoltaikanlagen und Wasserkraftwerke die Erzeugungstechnologien mit den größten Beiträgen. Der Anteil der Stromerzeugung durch **Windkraftanlagen** am Bruttostromverbrauch Deutschlands lag im Jahr 2011 (2012) mit 49 TWh bei 8 % (mit 46 TWh bei 7,3 %). Bemerkenswert sind die durchschnittlichen Wachstumsraten der jährlichen Erzeugung aus Windkraftanlagen, die sich im Zeitraum von 2000 bis 2009 auf 20 % p.a. beliefen.

Weitaus stärker als die Windkraft expandierte in Deutschland seit 2000 vor allem die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von 63 %. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen belief sich 2011 (2012) mit 19 TWh (28 TWh) auf gut 3 % (knapp 5 %) des Bruttostromverbrauchs.

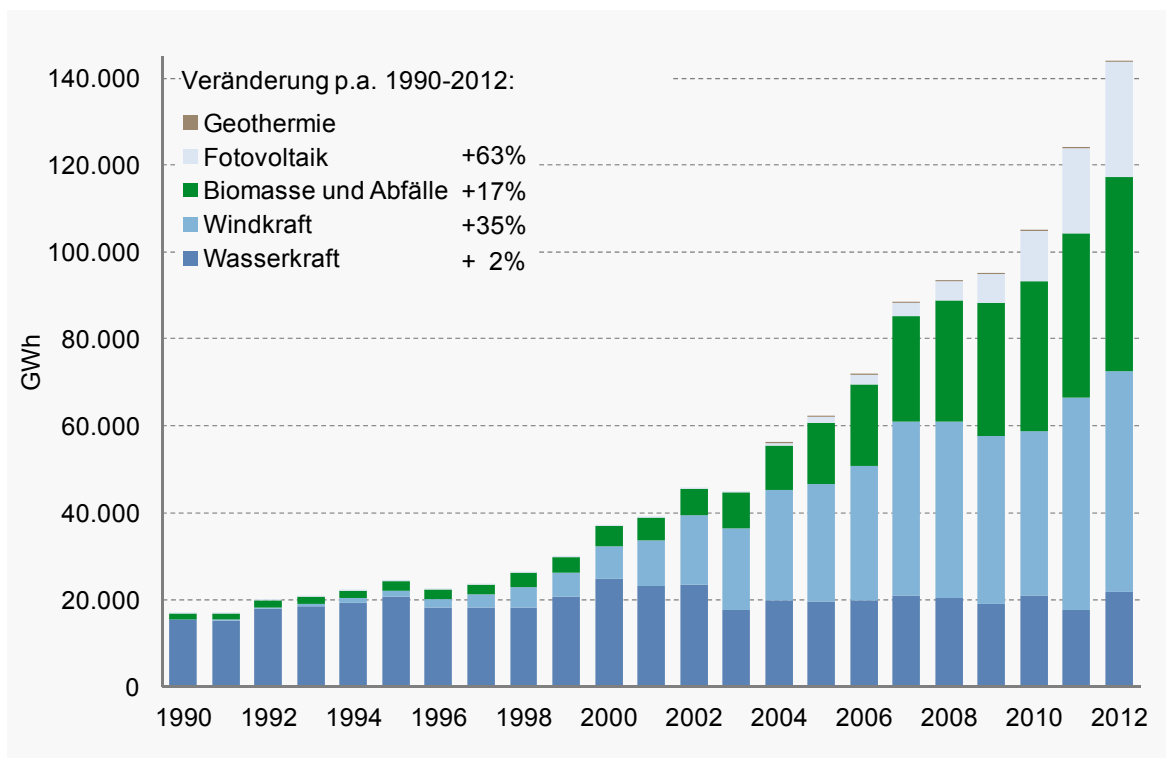
Größer war 2011 (2012) mit knapp 38 TWh oder gut 6 % (41 TWh oder knapp 7 %) der Beitrag von **Biomasse-Kraftwerken**.

**Wasserkraftwerke** waren bis Ende der 1990er Jahre die dominierende Technologie in der erneuerbaren Stromerzeugung. Über den gesamten Betrachtungszeitraum stagnierte die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen, die jährlichen Schwankungen sind hauptsächlich auf Änderungen des witterungsabhängigen Wasserdargebots zurückzuführen. Im Jahr 2011 (2012) deckten Was-



serkraftwerke rund 2,9 % (mehr als 3,4 %) des Bruttostromverbrauchs. Ergänzend zu erwähnen ist die Stromerzeugung aus biogenen Abfällen und Geothermie, die geringe Beiträge zur Deckung des Bruttostromverbrauchs leisteten (Abbildung 8.3.2.4-3).

Abbildung 8.3.2.4-3: Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien nach Energieträgern 1990 – 2012, in GWh



Quelle: AGEB c, Prognos/EWI/GWS 2014

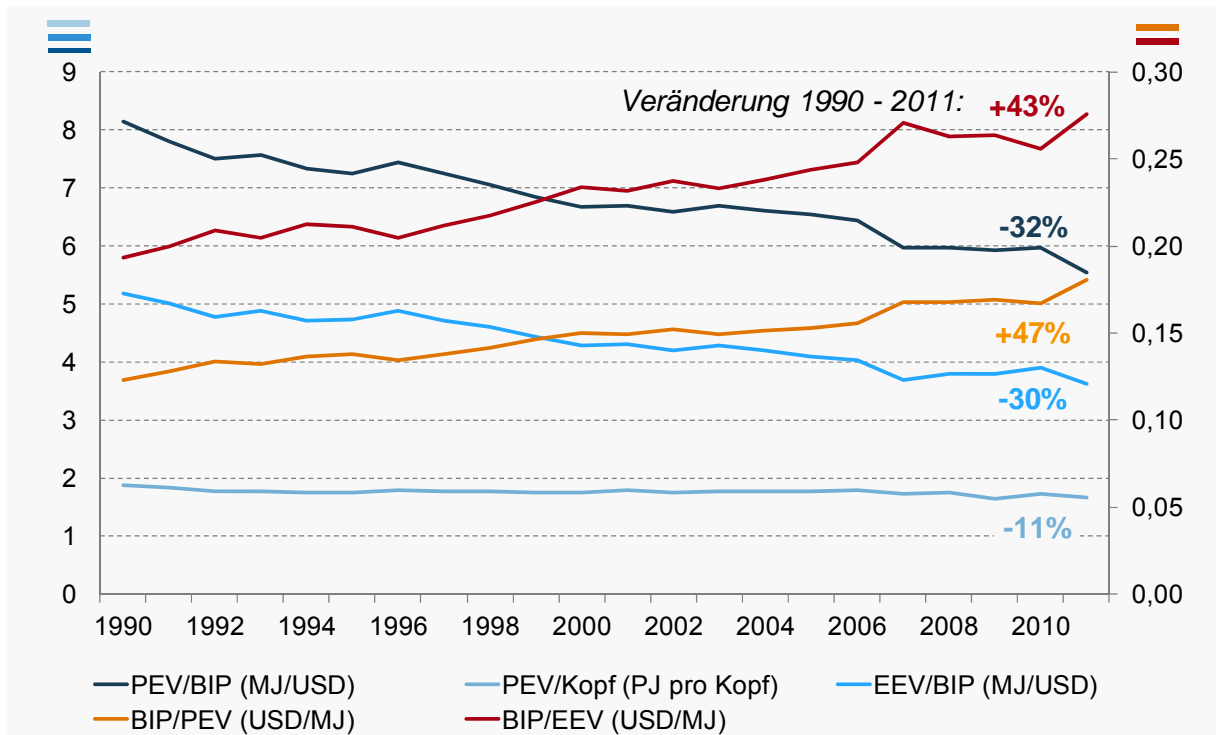
### 8.3.2.5 Energieproduktivität

Im Zeitraum 1990 bis 2011 ist die **Energieproduktivität** (Wirtschaftsleistung pro **Primärenergieverbrauch**) in Deutschland um 47 % gestiegen. Das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,8 %. Im EU-Durchschnitt und in den USA lag die entsprechende Rate mit 1,7 % p.a. etwas niedriger.

Die **Energieproduktivität** bezogen auf den **Endenergieverbrauch** folgte in ihrer Entwicklung im Wesentlichen der Energieproduktivität des Primärenergieverbrauchs (Abbildung 8.3.2.5-1).

Mit 170 GJ lag der **Primärenergieverbrauch pro Kopf** in Deutschland im Jahr 2011 über dem europäischen Durchschnitt (156 GJ) und unter dem Wert für die OECD-Länder (204 GJ). Der pro-Kopf-Energieverbrauch Deutschlands sank zunächst – auch im Zuge der Deutschen Einheit – von 1990 bis 1995 und veränderte sich danach bis 2008 nur wenig. Seitdem ging er trendmäßig leicht zurück.

Abbildung 8.3.2.5-1: Energieproduktivität und spezifischer Energieverbrauch 1990 – 2011



Quellen: StaBu 2013 g, AGEBA, Prognos/EWI/GWS 2014

## 8.4 Überblick über Prognosen und Szenarien Dritter für die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland

Im Folgenden werden neben der aktuellen Energiereferenzprognose (im Folgenden auch Prognos/EWI/GWS 2014) wichtige Annahmen und Ergebnisse von **sechs weiteren Studien** dargestellt, in denen Szenarien zur zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland erarbeitet wurden. Bei den fünf Studien handelt es sich um

- EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050, Reference Scenario 2013 (COM 2013)
- Politikszennarien für den Klimaschutz VI (UBA 2013),
- Energieprognose 2012-2040 (ExxonMobil 2012)
- Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (BMU 2012)
- Energieszenarien 2011 (Prognos/EWI/GWS 2011)
- 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar (SRU 2010)

Der **Betrachtungszeitraum** der Prognosen und Szenarien variiert und reicht von 2008-2030 (Prognos/EWI/GWS 2011 und UBA 2013) über 2010-2040 (ExxonMobil 2012) bis zu 2010-2050 (COM 2013, SRU 2010 und BMU 2012) und 2011-2050 (Prognos/EWI/GWS 2014). Die Studie des SRU nimmt eine Sonderstellung ein, da sie ausschließlich die Stromerzeugung behandelt. Sie wird deshalb nur cursorisch in den Vergleich einbezogen.

Die Auswertung der Studien erlaubt es, die Ergebnisse von Referenzprognose bzw. Trendszenario einerseits sowie des Zielszenarios andererseits einzuordnen.

### 8.4.1 Methodik und Szenarien

In den untersuchten Studien wurden Prognosen oder Szenarien unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Parameter erarbeitet.

- **Prognosen** stellen die jeweils wahrscheinlichste Entwicklung der untersuchten Größen dar. Sie berücksichtigen absehbare Veränderungen im politischen, technischen und sozioökonomischen Umfeld. Prognosen wurden in Prognos/EWI/GWS 2014 (Energiereferenzprognose) und in ExxonMobil 2012 erstellt.

- **Szenarien** zeigen mögliche Entwicklungspfade unter bestimmten Voraussetzungen auf, ohne die wahrscheinlichste Entwicklung abzubilden. Unterscheiden lassen sich Maßnahmen- oder Politiksznarien einerseits (was passiert, wenn bestimmte Maßnahmen/Politiken umgesetzt werden) und Zielszenarien andererseits. Zielszenarien zeigen, welche Maßnahmen erforderlich sind, um bestimmte Ziele zu erreichen.

Basis der energiewirtschaftlichen Szenarien sind jeweils Rahmen-  
daten mit Annahmen zur Energie- und Klimaschutzpolitik sowie zur  
Entwicklung von Bevölkerung, Wirtschaft (BIP), Energiepreisen.  
Darauf aufbauend werden Energieverbrauch, Energiemix und die  
daraus resultierenden Treibhausgasemissionen ermittelt.

Zur Berechnung der Ergebnisse werden unterschiedliche Modelle  
eingesetzt:

- **Optimierungsmodelle** berechnen die Zielgrößen unter vorgegebenen Randbedingungen in konsistenter, aber nicht immer realitätsnaher und transparenter Weise. Sie wurden bei BMU 2012 sowie SRU 2010 eingesetzt.
- In den anderen Arbeiten wurden **Simulationsmodelle** verwendet, die eine differenzierte Betrachtung einzelner Einfluss- und Zielgrößen erlauben und die zwischen beiden bestehenden Verbindungen transparent machen.

Die Abbildung 8.4.1-1 zeigt das grundsätzliche Vorgehen bei der Erarbeitung von Prognosen und Szenarien.

Abbildung 8.4.1-1 Überblick über das Vorgehen bei der Gestaltung und Berechnung von Prognosen und Szenarien

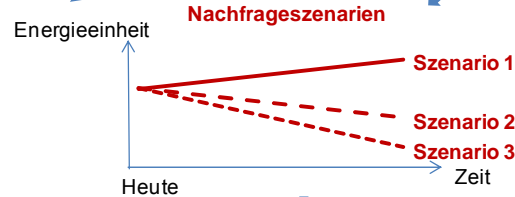
## 1 Grundprinzip der Szenariengestaltung

### Beeinflussende Faktoren:

- Bevölkerung
- BIP
- Wohnfläche
- ...

### Bedingungen:

(politisch) festgelegte Ziele wie Energieeffizienz, THG-Emissionen ...



## 2 Bestimmungsfaktoren des Energiemix in der Stromerzeugung

### Merit Order:

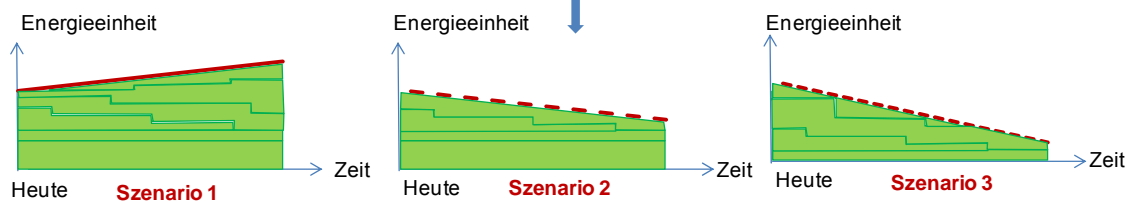
Berücksichtigung spezifischer Kosten für jede Technologie, sowie Lernkurven

### Bedingungen:

(politisch) festgelegte Ziele wie Atomausstieg, Anteil der erneuerbaren Energieträger, ...

### Physikalische Möglichkeiten:

existierendes Potenzial, erneuerbare Energiekapazitäten auszubauen



Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/EWI/GWS 2014

Die Tabelle 8.4.1-1 gibt einen Überblick über den Charakter der in den ausgewerteten Studien erarbeiteten Prognosen und Szenarien.

Tabelle 8.4.1-1: Übersicht über die ausgewerteten Prognosen und Szenarien

Quelle	Zeitraum	Modelltyp	Prognosen Szenarien	Beschreibung
Energie-szenarien 2011 (Prognos/EWI/ GWS 2011)	2008-2030	Sektoral differenziertes Bottom-up-Simulationsmodell für die Nachfrage, Optimierungsmodell für den Strommarkt	Szenario Laufzeitverlängerung (LZV)	Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke von 8 bis 14 Jahre
			Szenario Ausstieg	Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022 gemäß Beschluss der Bundesregierung vom März 2011.
Energierferenzprognose (Prognos/EWI/ GWS 2014)	2011-2050	Sektoral differenziertes Bottom-up-Simulationsmodell für die Nachfrage, Optimierungsmodell für den Strommarkt	Energierferenzprognose und Trend-szenario (RP/TS)  Zielszenario (ZS)	Wahrscheinliche Entwicklung bis 2030, Trendfortschreibung bis 2050  <i>Zielszenario, in dem die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung erreicht werden, u.a.:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; THG-Emissionen 2050 gegenüber 1990 um mindestens -80 %</li> <li>&gt; Reduktion des Primärenergieverbrauchs 2008-2050 um 50 %</li> <li>&gt; 6 Mio. Elektro-Pkw bis 2030</li> <li>&gt; 2050 Anteil Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch mindestens 80 %</li> </ul>
EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050, Reference Scenario 2013 (COM 2013)	2010-2050	PRIMES: modulares dynamisches Gleichgewichtsmodell, dass technologische Aspekte und individuelle Entscheidungen (Agentenmodell) berücksichtigt		Trendprojektion bis 2050, berücksichtigt alle bis Frühjahr 2012 relevanten Maßnahmen und Politiken auf nationaler und EU-Ebene
Energieprognose 2012-2040 (ExxonMobil 2012)	2012-2040	Nicht verfügbar	Prognose	Auswahl von Annahmen: <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022</li> <li>&gt; Absenkung der THG-Emissionen, u.a. durch den Einsatz von KWK, Power-to-Gas, GuD, hybride Systeme Gas-Solarthermie, CCS</li> <li>&gt; besondere Rolle von Erdgas, das zusammen mit erneuerbaren Energien die Kohle in der Stromerzeugung ersetzt</li> </ul>

Langfrist-szenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland (BMU 2012)	2010-2050	Stromsektor: Modelle „REMix“ (DLR) und „Virtuelles Stromversorgungssystem“ (IWES)	Zielszenario 2011A (alle Sektoren einbezogen)	> Pkw-Fahrleistungen werden 2050 zu 50% mit Strom und zu 50% mit Wasserstoff und Biokraftstoffen erbracht > Wasserstoff wird als chemischer Speicher von EE-Strom genutzt.
			Zielszenario 2011C (alle Sektoren einbezogen)	> Pkw-Fahrleistungen werden 2050 zu 100% mit Strom erbracht > Wasserstoff wird nur als Langzeitspeicher genutzt.
Politik-szenarien für den Klimaschutz VI (UBA 2013)	2008-2030	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gebäudesektor: IKARUS-Raumwärmemodell</li> <li>▪ Verkehr: ASTRA-Modell</li> <li>▪ Verarbeitendes Gewerbe: Modell ISI-Industry</li> <li>▪ GHD und Private Haushalte: technologiebasierte Einzelmodelle</li> <li>▪ Stromerzeugung: ELIAS-Modell und Merit-Order-Modell (PowerFlex)</li> <li>▪ Umwandlungssektoren: EnergieUmwandlungs-Sektor-Modell (EnUseM)</li> </ul>	Szenario APS	<i>Aktuelle-Politik-Szenario:</i> Szenario, das energie- u. klimaschutzpolitische Maßnahmen berücksichtigt, die bis zum 08.07.2011 ergriffen worden sind und nach dem 01.01.2005 erstmalig in Kraft traten oder geändert wurden
			Szenario EWS	<i>Energiewende-Szenario:</i> Szenario, das zusätzliche Maßnahmen und ihre Wirkungen berücksichtigt, um die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen. Die Wirkungsschätzung der Maßnahmen im EWS erfolgt im Vergleich zum APS.
100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050 (SRU 2010)	2010-2050	Kostenoptimierungsmodell für Stromversorgung (REMix) auf Basis der Stromerzeugungspotenziale erneuerbarer Energien in Deutschland, Europa und Nordafrika	Szenario 2.1.a	> Austausch und Vernetzung mit Dänemark und Norwegen: von 0% bis 15% des Stromverbrauchs > Stromverbrauch im Jahr 2050: 509 TWh
			Szenario 2.1.b	> Austausch und Vernetzung mit Dänemark und Norwegen: von 0% bis 15% des Stromverbrauchs > Stromverbrauch im Jahr 2050: 700 TWh

Quelle: BMU 2012, Esso 2012, SRU 2010, UBA 2013, Prognos/EWI 2011, Prognos/EWI/GWS 2014

### 8.4.2 Rahmendaten

In den einzelnen betrachteten Studien werden für die dort jeweils behandelten Szenarien identische Rahmenannahmen getroffen. Alle Studien gehen von einer Verringerung der **Einwohnerzahl** in Deutschland um bis zu knapp 6 % bis 2030 aus (Tabelle 8.4.2-1). Für das **Bruttoinlandsprodukt** wird eine Zunahme zwischen 16 % und 38 % unterstellt. Die Werte sind nicht ohne Weiteres vergleichbar, weil sich zwei Studien (Prognos 2011, UBA 2013) auf den Zeitraum 2008-2030 beziehen, in dem sich zum einen die Auswirkungen der Wirtschafts- und Finanzkrise (2008/2009) deut-

lich zeigten und zum anderen Einschätzungen über die weitere wirtschaftliche Entwicklung mit besonders großen Unsicherheiten behaftet waren. In den anderen Arbeiten wird auf den Zeitraum ab 2010 bzw. 2011 Bezug genommen, in dem die Zuwächse tendenziell höher ausfallen. Die Energierferenzprognose geht für den Zeitraum 2010-2030 von einer Zunahme des Bruttoinlandsprodukts um 27 % aus.

*Tabelle 8.4.2-1: Volkswirtschaftliche Rahmenannahmen der Studien*

	Veränderung der Bevölkerung	Veränderung des BIP (real)
<b>Prognos 2013</b>	-2,5% (2010-2030)	+27% (2010-2030)
<b>Prognos 2011</b>	-3,7% (2008-2030)	+16% (2008-2030)
<b>COM 2013</b>	-4,8% (2010-2030)	+21% (2010-2030)
<b>ExxonMobil 2012</b>	-3,7% (2010-2030)	+38% (2010-2030)
<b>BMU 2011</b>	-3,1% (2010-2030)	+20% (2010-2030)
<b>UBA 2013</b>	-5,6% (2008-2030)	+16% (2008-2030)
<b>SRU 2010</b>	N.V.	N.V.

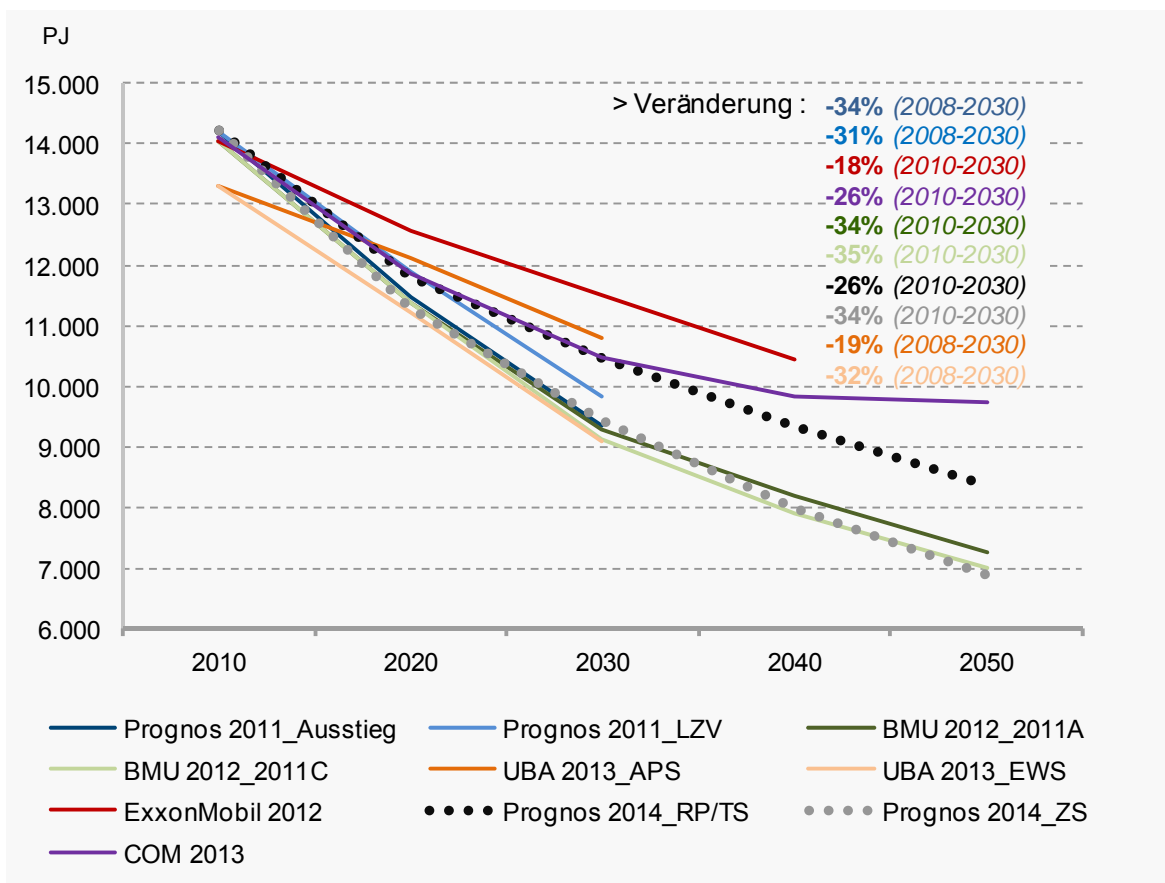
*Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/EWI/GWS 2014*

### 8.4.3 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Aufgrund einer steigenden **Energieeffizienz** geht der Primärenergieverbrauch in allen Prognosen und Szenarien mittel- und langfristig deutlich zurück. Ausgehend vom Jahr 2008 bzw. 2010 bewegt sich der Rückgang bis 2030 bei Prognos/EWI 2011, Prognos/EWI/GWS 2014 (Zielszenario), BMU 2011 und UBA 2013 (Szenario EWS) in einer Größenordnung von etwa einem Drittel. Kleinere Einsparungen von knapp einem Fünftel weisen die Prognose von ExxonMobil 2012 und das Szenario APS in UBA 2013 auf. Die Energierferenzprognose (Prognos/EWI/GWS 2014) und das Referenzszenario in COM 2013 liegen mit einer Verbrauchsabsenkung um 26 % im Zeitraum 2010 und 2030 im Mittelfeld der verglichenen Arbeiten (Abbildung 8.4.3-1).



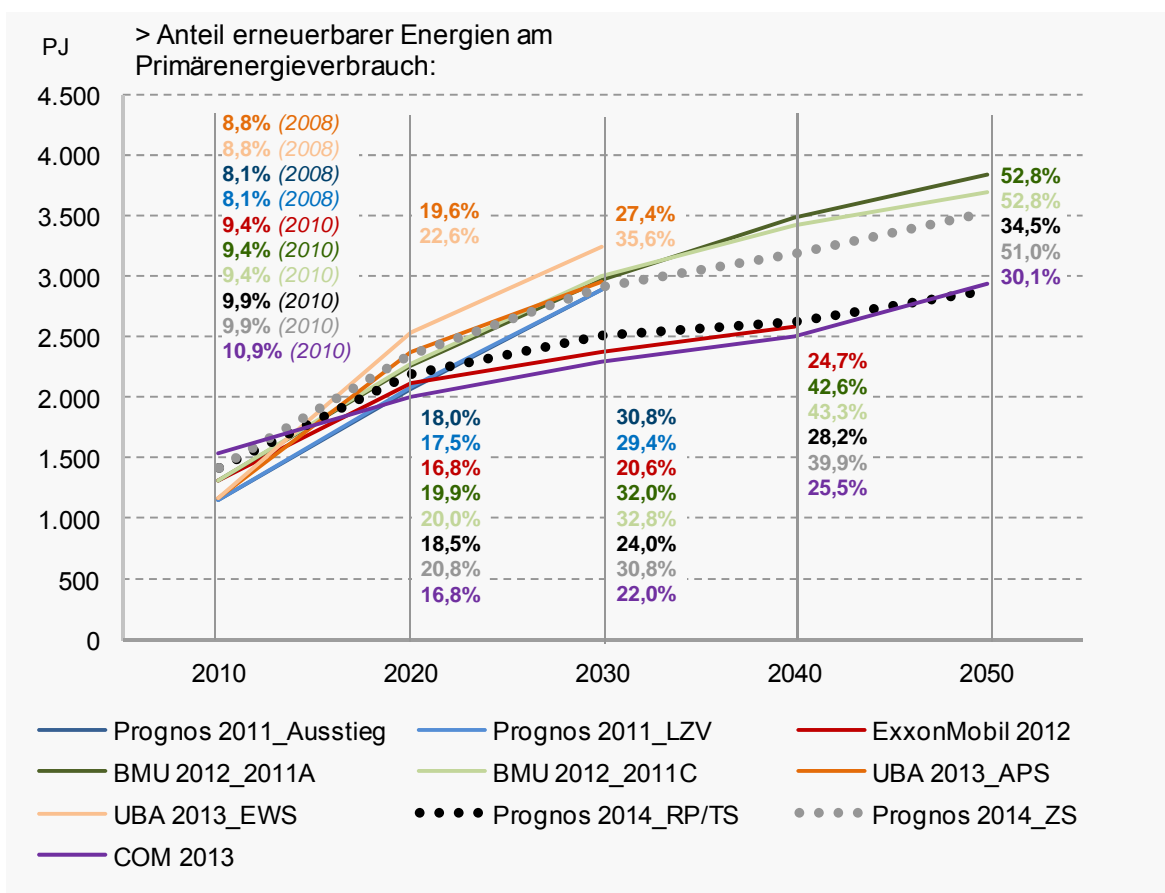
Abbildung 8.4.3-1: Primärenergieverbrauch 2010-2050, in PJ, Veränderungen in %



Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/EWI/GWS 2014

Parallel zum Rückgang des Primärenergieverbrauchs steigt der **Anteil der erneuerbaren Energien** in allen Szenarien. Während die Prognosen von ExxonMobil 2012 und Prognos/EWI/GWS 2014 sowie das Referenzszenario in COM 2013 für das Jahr 2030 von einem EE-Anteil am Primärenergieverbrauch zwischen 21 % und 24 % ausgehen, liegt dieser Anteil bei den meisten anderen Szenarien dann bei etwa 30 %, in den Zielszenarien zum Teil auch deutlich darüber (Abbildung 8.4.3-2).

Abbildung 8.4.3-2: Einsatz erneuerbarer Energien 2010-2050, in PJ, Anteile in %



Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/EWI/GWS 2014

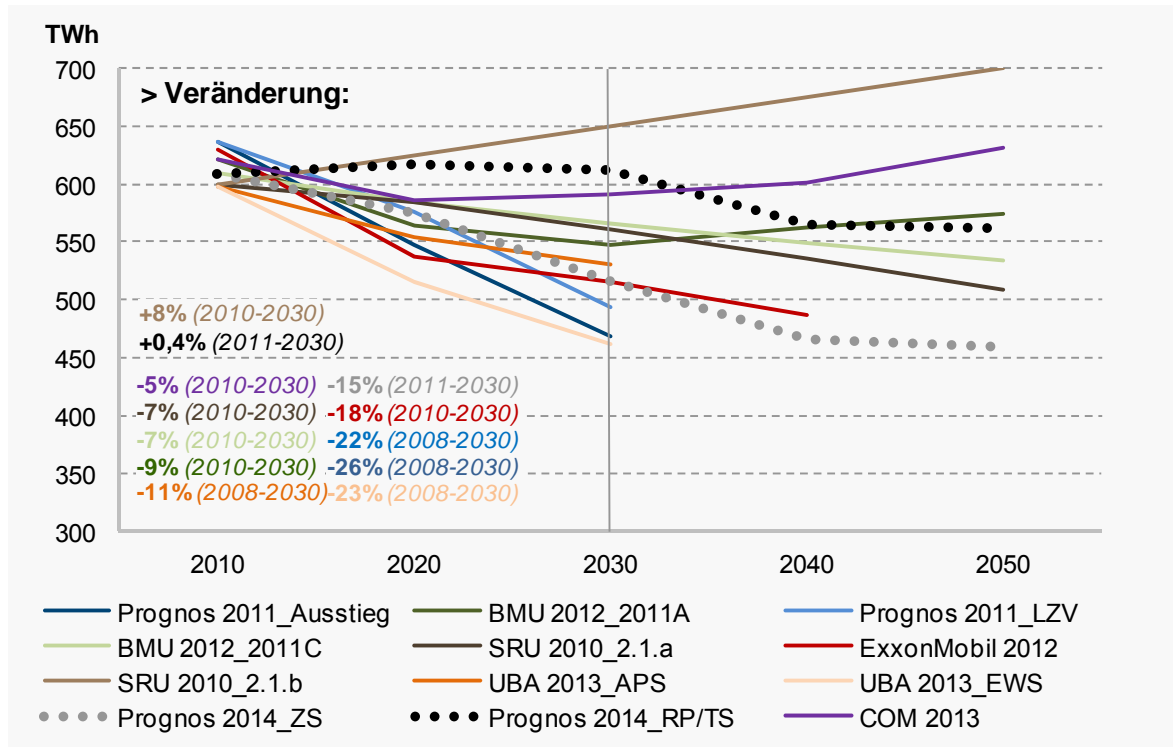
Die **Veränderung der Energieproduktivität** (BIP/PEV) weist zum Teil deutliche Unterschiede auf. Zum einen ist die durchschnittliche jährliche Steigerung der Energieproduktivität bei den Szenarien mit dem Basisjahr 2008 mit 1,6 % bis 2,6 % meist niedriger als bei den Arbeiten, die nach der Wirtschafts- und Finanzkrise erstellt wurden. Hier liegt sie zwischen 2,7 % und 3,3 %. In den Prognosen von Prognos/EWI/GWS 2014 (Energierferenzprognose) und ExxonMobil beträgt die jährliche Rate 2,8 % bzw. 2,7 %, im Referenzszenario COM 2013 rund 2,5 %. In den Zielszenarien liegt sie durchweg bei mindestens 3 %. Die höheren Steigerungsraten sind erforderlich, um langfristig das Minderungsziel für den Primärenergieverbrauch zu erreichen.

#### 8.4.4 Stromerzeugung

In den betrachteten Prognosen und Szenarien geht die Stromerzeugung mit drei Ausnahmen langfristig zurück. Eine durchgehend deutlich steigende Erzeugung weist das Szenario SRU 2010\_2.1.b auf. Hier handelt es sich um eine exogene Annahme. Ebenfalls einen Anstieg der Stromproduktion zeigt das Szenario BMU

2012\_2011A nach 2030. Im Referenzszenario der COM 2013 verändert sich die Stromerzeugung nur wenig. (Abbildung 8.4.4-1).

Abbildung 8.4.4-1: Bruttostromerzeugung 2010-2050, in TWh, Veränderung in %



Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/EWI/GWS 2014

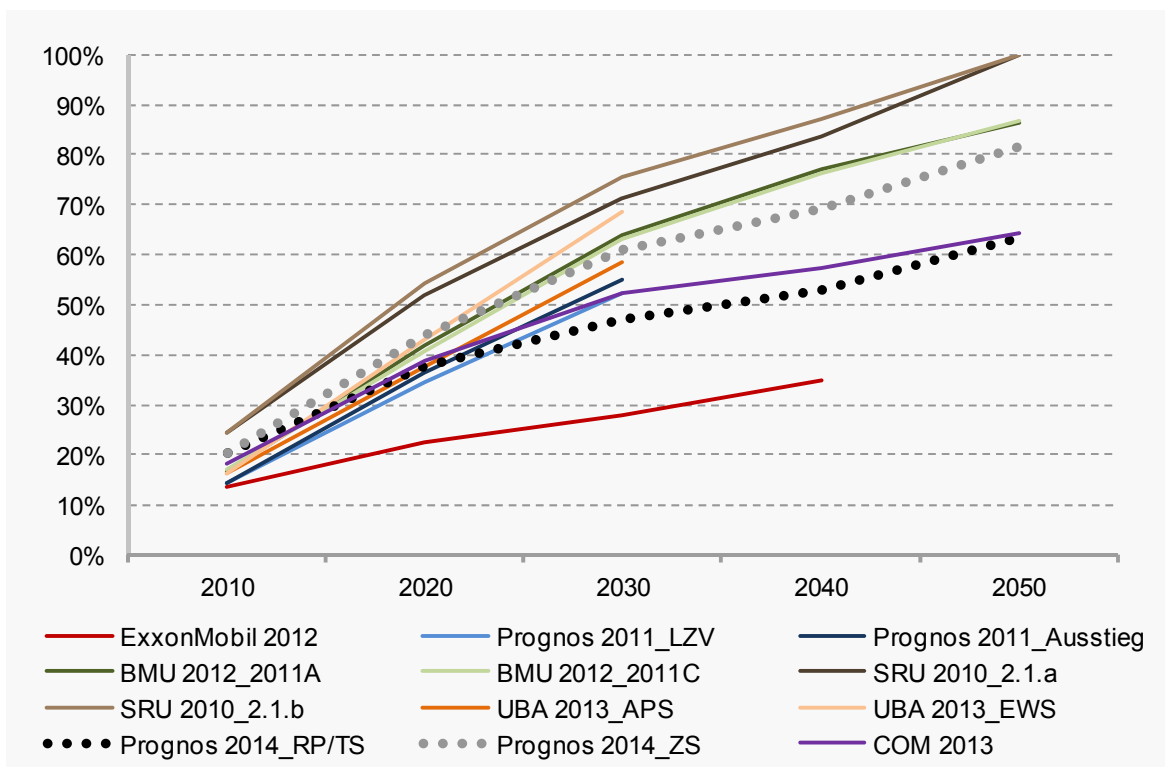
Am stärksten geht die Erzeugung bis 2030 in den Szenarien von Prognos/EWI aus dem Jahr 2011 (Prognos 2011\_Ausstieg und Prognos 2011\_LZV) sowie im Energiewendeszenario des UBA zurück. Diese Arbeiten beruhen auf vergleichsweise verhaltenen Annahmen zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.

Langfristig liegt die Stromproduktion in den Szenarien BMU 2012\_2011C und SRU 2010\_2.1.a zwischen den Ergebnissen von aktueller Referenzprognose / Trendszenario und dem aktuellen Zielszenario. Die Prognose von ExxonMobil weist bis 2020 einen schnellen Rückgang der Stromerzeugung auf. Danach flacht er sich ab, im Jahr 2040 liegt die Erzeugung höher als im aktuellen Zielszenario.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung weist in den betrachteten Arbeiten bereits im Jahr 2030 eine erhebliche Spannweite auf, die von 28 % (ExxonMobil 2012) bis zu 75 % (SRU 2010\_2.1.b) reicht. Der Anteil in der Referenzprognose liegt dann mit 47 % nur wenig niedriger als in demjenigen Zielszenario mit dem kleinsten Anteil Erneuerbarer in der Stromerzeugung (Prognos 2011\_LZV). Auch langfristig fällt in den Zielszenarien der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion

höher als in Referenzprognose / Trendszenario, im Referenzszenario COM 2013 und in der Prognose von ExxonMobil. Den höchsten Anteil haben die Erneuerbaren 2050 mit 100 % in den SRU-Szenarien, womit die dort vorgegebenen Zielvorgaben erreicht werden. Für das aktuelle Zielszenario und die BMU-Szenarien werden für 2050 ähnliche Werte (82 % bzw. 86 %/87 %) ausgewiesen. Im Trendszenario beträgt der Anteil der Erneuerbaren 2050 rund 63 % (Abbildung 8.4.4-2).

Abbildung 8.4.4-2: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung 2010-2050, in %



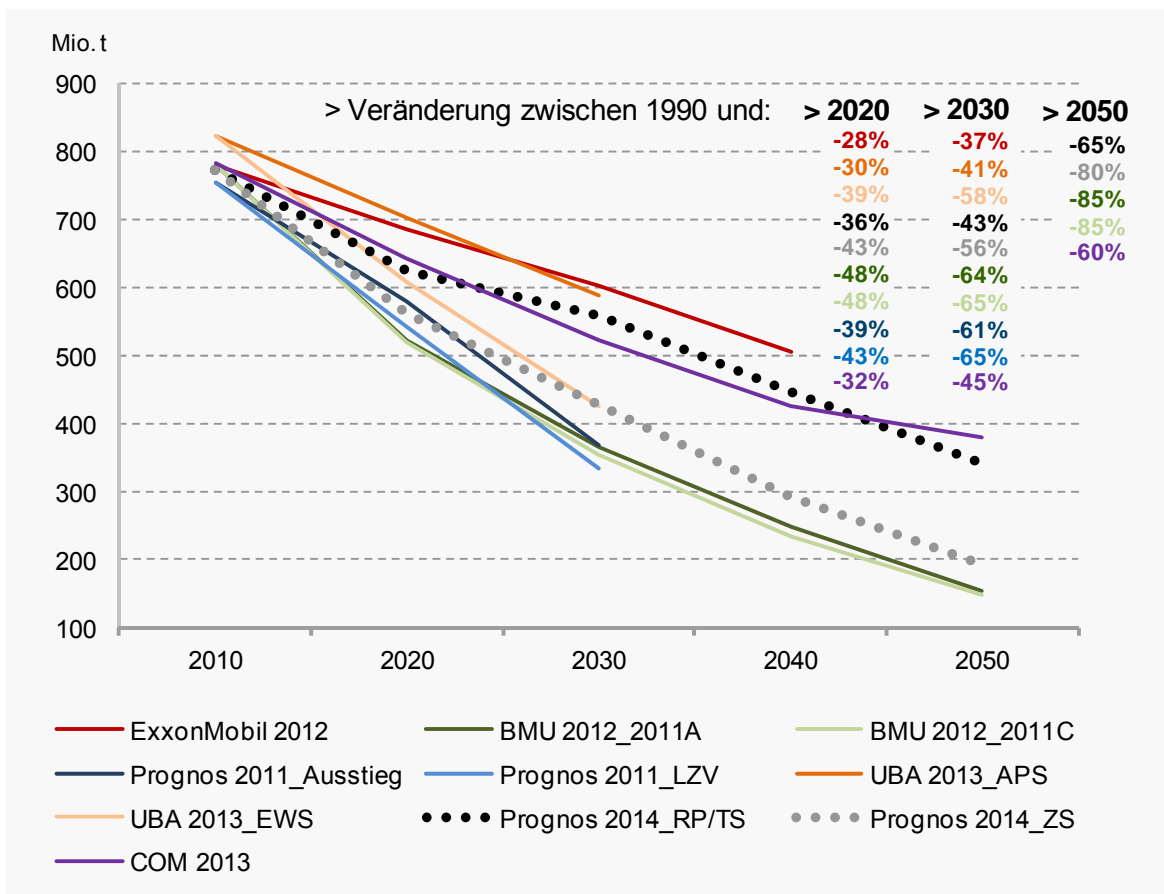
Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/EWI/GWS 2014

#### 8.4.5 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Reduktion der **energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen** fällt je nach Fragestellung der betrachteten Arbeiten unterschiedlich aus. In den beiden Prognosen und dem Referenzszenario COM 2013 werden die Reduktionsziele (1990-2020: -40 %, 1990-2030: -55%) nicht erreicht. In der Energierferenzprognose (Prognos/EWI/GWS 2014) gehen die Emissionen in den genannten Zeiträumen um 36 % bzw. 43 % zurück, in der ExxonMobil-Prognose um 28 % bzw. 37 %. In den Zielszenarien werden die Ziele – definitionsgemäß – erreicht oder mit einem Rückgang von bis zu 48 % (1990-2020) deutlich übertroffen. Eine erhebliche Zielverfehlung weist das Szenario APS (UBA 2013) auf, in dem nur die bis Mitte 2011 umgesetzten Maßnahmen berücksichtigt wurden. Allerdings wird auch im Energiewendeszenario derselben Arbeit das 2020er-Ziel mit einem Rückgang der Emissionen um 39 % gegenüber

1990 nicht ganz erreicht, bis 2030 mit -58 % dann aber übertroffen (Abbildung 8.4.5-1).

Abbildung 8.4.5-1: CO<sub>2</sub>-Emissionen 2010-2050, in Mio t, Veränderung in %



Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/EWI/GWS 2014

### 8.4.6 Energiemix in der Stromerzeugung

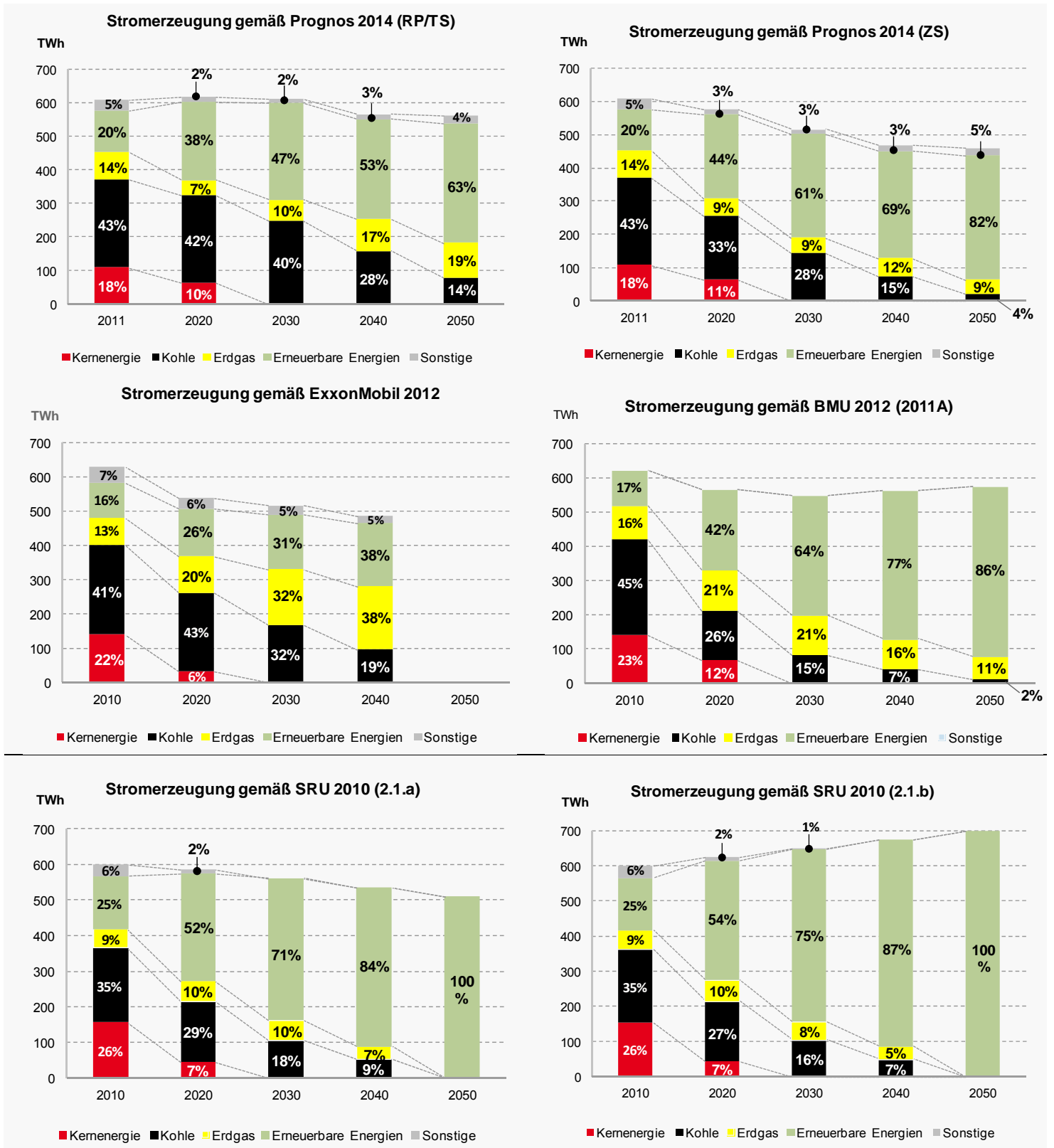
Die Anteile von Kernenergie und Kohle sinken in allen betrachteten Arbeiten, wozu die politischen Vorgaben – Ausstieg aus der Kernenergie und Ausbau der Erneuerbaren – erheblich beitragen.

Im Gegenzug wächst der **Anteil der erneuerbaren Energien** in allen Szenarien, aber mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten. Mit Ausnahme der Prognose von ExxonMobil erwarten alle Szenarien, dass 2030 mehr als die Hälfte des Bruttostromverbrauchs auf Basis erneuerbarer Energien erzeugt wird. Das gilt auch für die Energiereferenzprognose (Prognos/EWI/GWS 2014).

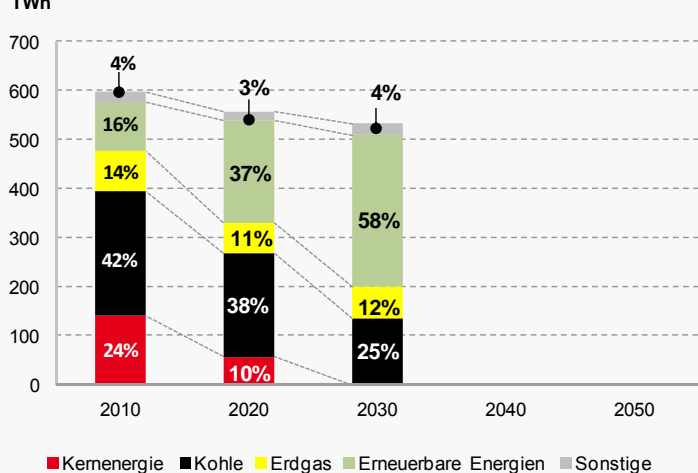
Die Rolle von **Erdgas** wandelt sich im Laufe der Zeit. In mehreren Arbeiten steigt sein Anteil zunächst an, um danach zurück zu gehen. Denn langfristig kommt Erdgas die Rolle als Energieträger für Reservekraftwerke zu, die benötigt werden, wenn die fluktuierenden Erneuerbaren nicht genügend Leistung bereit stellen können.

Da dies – im Zusammenspiel mit den noch betriebenen Kohlekraftwerken – in vergleichsweise wenigen Stunden im Jahr der Fall ist, wird entsprechend wenig Erdgas verstromt. Nur in der Prognose von ExxonMobil kommt Erdgas in der Stromerzeugung auch langfristig die gleiche Bedeutung zu wie den Erneuerbaren. Beide weisen 2040 einen Anteil von jeweils 38 % auf (Abbildung 8.4.6-1).

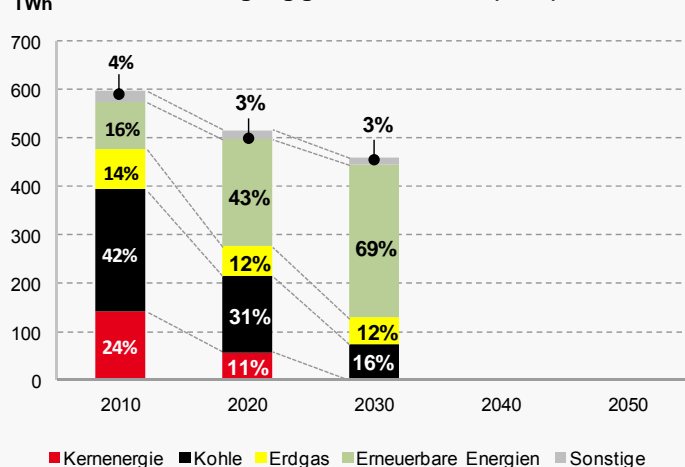
Abbildung 8.4.6-1: Stromerzeugung nach Energieträgern  
2010 – 2050, in TWh, Anteile in %



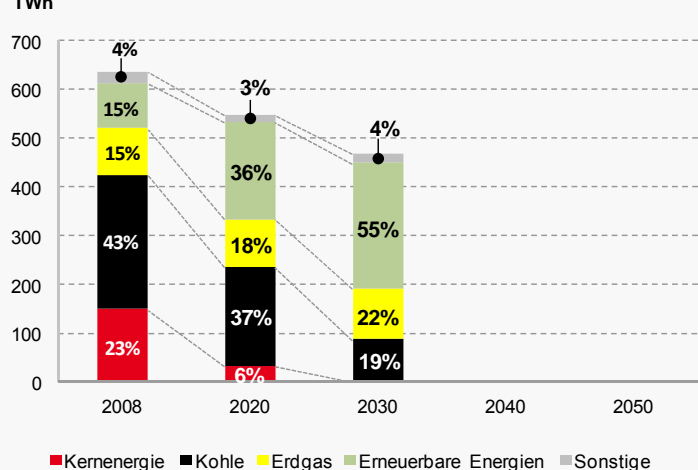
**Stromerzeugung gemäß UBA 2013 (APS)**



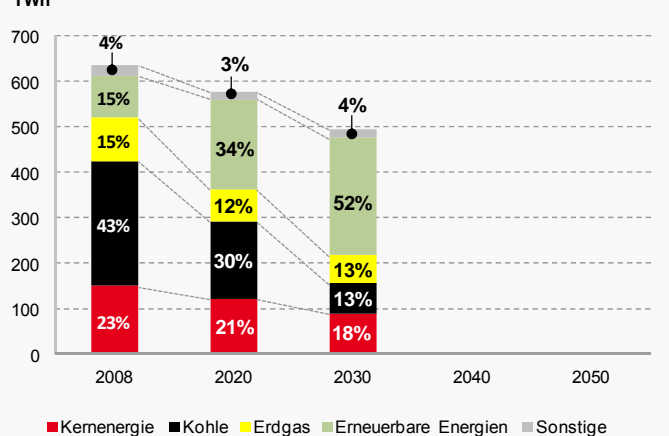
**Stromerzeugung gemäß UBA 2013 (EWS)**



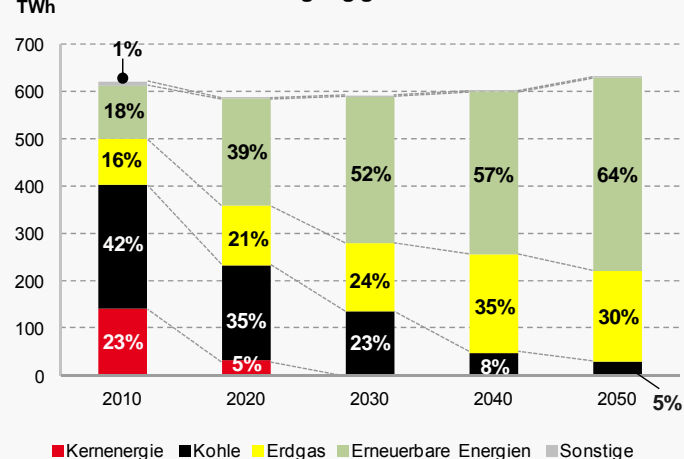
**Stromerzeugung gemäß Prognos 2011 (Ausstieg)**



**Stromerzeugung gemäß Prognos 2011 (LZV)**



**Stromerzeugung gemäß COM 2013**



Quelle: Eigene Darstellung, Prognos/EWI/GWS 2014



#### 8.4.7 Vergleich der Ergebnisse

**Sinnvoll vergleichen** lassen sich nur Arbeiten, die von zumindest ähnlichen Zielsetzungen und Annahmen ausgehen. Von den hier vorgestellten Prognosen und Szenarien können unter diesem Aspekt Prognosen einerseits und Szenarien andererseits mit einander verglichen werden.

Bei Energiereferenzprognose / Trendszenario und der Arbeit von ExxonMobil handelt es sich um **Prognosen** (bei RP/TS bis zum Jahr 2030). Da diese von zum Teil deutlich unterschiedlichen Annahmen zum Wirtschaftswachstum ausgehen, erscheint der Vergleich spezifischer Größen sowie – bedingt – von Strukturen sinnvoll.

- Die **Energieproduktivität** steigt zwischen 2010 und 2030 in beiden Prognosen mit ähnlichen durchschnittlichen Raten (Referenzprognosen: 2,8 % p.a., Prognose ExxonMobil: 2,7 % p.a.). Die im Vergleich zur Referenzprognose weniger starke Absenkung von Primärenergieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Prognose von ExxonMobil sind zum Teil durch die hier optimistischeren Wachstumsannahmen bedingt.
- Der **Anteil erneuerbarer Energien** am Primärenergieverbrauch liegt in der Prognose von ExxonMobil durchgehend leicht unter den Werten von Referenzprognose / Trendszenario.
- Die **Stromerzeugung** geht in der Prognose von ExxonMobil erheblich schneller und weiter zurück als in Referenzprognose und Trendszenario. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bleibt in der ExxonMobil-Prognose deutlich unterhalb der für Referenzprognose und Trendszenario ausgewiesenen Werte. Dafür liegt der Anteil von Erdgas in der Stromerzeugung bei ExxonMobil vergleichsweise hoch.

In den **Zielszenarien** werden die angestrebten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele – gemäß Vorgabe – in der Regel erreicht. Sofern in den entsprechenden Studien Referenzszenarien durchgerechnet wurden, erreichen diese die gesetzten Ziele nicht.

Beim **Vergleich des aktuellen Zielszenarios** (Prognos 2014\_ZS) mit den Zielszenarien von BMU (BMU 2012\_2011A und \_2011C) und UBA 2013 (UBA 2013\_APS und UBA 2013\_EWS) lässt sich Folgendes feststellen:

- Im aktuellen Zielszenario werden die Ziele zur Absenkung des **Primärenergieverbrauchs** ebenso erreicht wie in den Szenarien des BMU. Um das Ziel bis 2050 zu erfüllen, ist

im aktuellen Zielszenario ein stärkerer Anstieg der **Energieproduktivität** (2010-2050: 2,9 % p.a.) erforderlich als in BMU 2012 (2,6-2,7 % p.a.), da dort ein langsames BIP-Wachstum unterstellt wurde. Die für die BMU-Szenarien ermittelte Energieproduktivität entspricht derjenigen in der aktuellen Referenzprognose und im Trendszenario.

- Der **Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch** weist bis 2020 im aktuellen Zielszenario und in den Zielszenarien des BMU keinen nennenswerten Unterschied auf. Danach steigt der Anteil Erneuerbarer in den BMU-Szenarien etwas schneller an und erreicht im Jahr 2030 (2050) einen Wert zwischen 32 % und 33 % (rund 53 %). Im aktuellen Zielszenario sind es dann 31 % (51 %). Das bis zum Jahr 2030 ausformulierte Energiewendeszenario des UBA (UBA 2013\_EWS) zeigt für die Jahre 2020 (22,6 %) und 2030 (35,6 %) jeweils einen höheren Anteil der erneuerbaren Energien. Mit dem im aktuellen Zielszenario sowie in den BMU-Zielszenarien vergleichbare Anteile werden für die Jahre 2020 und 2030 bereits im Aktuelle-Politik-Szenario des UBA (UBA 2013\_APS) ausgewiesen.
- Zwischen 2010 und 2030 verringert sich die **Stromerzeugung** im aktuellen Zielszenario um 15 % und liegt dann unterhalb der in den Szenarien des BMU, des SRU (SRU 2010\_2.1.a) sowie des UBA (UBA 2013\_APS) ausgewiesenen Werte. Zum Teil noch erheblich weniger Strom wird im Jahr 2030 in den 2011er Szenarien von Prognos/EWI (Prognos 2011\_Ausstieg und Prognos 2011\_LZV) und im Szenario UBA 2013\_EWS erzeugt, die allerdings von einem geringeren Wirtschaftswachstum ausgehen. Für das Jahr 2050 zeigt das aktuelle Zielszenario die kleinste Stromerzeugung, sie unterschreitet deutlich die Werte in den BMU-Szenarien.
- Der **Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung** weist im Jahr 2030 auch bei der Beschränkung auf die Zielszenarien eine bemerkenswerte Spannweite auf. Sie reicht von 52 % (Prognos 2011\_LZV) bis zu 75 % (SRU 2010\_2.1.b). Das aktuelle Zielszenario befindet sich mit 61 % im Mittelfeld. Im Jahr 2050 liegt der Anteil der Erneuerbaren im aktuellen Zielszenario mit 82 % etwas niedriger als in den BMU-Szenarien mit 86 % und 87 % und deutlich unterhalb der 100 %, die gemäß Vorgabe in den SRU-Szenarien erreicht werden.
- Die **energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen** erreichen im aktuellen Zielszenario und in den BMU-Szenarien 2020, 2030 und 2050 die angestrebten Reduktionen. Dabei werden die Emissionen in den BMU-Szenarien – wie auch bis 2030 in den Prognos/EWI 2011-Szenarien Ausstieg und

LZV – weiter abgesenkt als im aktuellen Zielszenario. Bis 2050 beträgt der Rückgang gegenüber 1990 in den Szenarien des BMU 85 %, im aktuellen Zielszenario 80 %. Im Energiewende-Szenario des UBA entspricht die CO<sub>2</sub>-Absenkung 2030 mit 58 % gegenüber 1990 weitgehend dem aktuellen Zielszenario (-56 %), im Jahr 2020 fällt sie im UBA-Szenario mit einem Rückgang von 39 % gegenüber 1990 kleiner aus als im aktuellen Zielszenario mit 43 %.

Die Szenarien UBA 2013\_APS und COM 2013 nehmen eine Sonderstellung ein, da sie nur relevante Maßnahmen und Politiken berücksichtigen, die bis zu einem bestimmten Zeitpunkt ergriffen wurden (UBA 2013\_APS: Juli 2011, COM 2013: Frühjahr 2012).

Damit lässt sich als **Essenz aus dem Vergleich** des aktuellen Zielszenarios mit den Szenarien des BMU folgendes festhalten:

- Die **Verringerung des Primärenergieverbrauchs** ist in den drei Szenarien sehr ähnlich. Allerdings erfordert dies wegen des schnelleren BIP-Wachstums im aktuellen Zielszenario eine deutlich stärkere Steigerung der Energieproduktivität als in den BMU-Szenarien.
- Die **CO<sub>2</sub>-Emissionen** werden in den BMU-Szenarien etwas weiter abgesenkt als im aktuellen Zielszenario. Grund dafür ist bei ähnlichem Primärenergieverbrauch im Wesentlichen der in den BMU-Szenarien schnellere Ausbau der erneuerbaren Energien.

## 8.5 Methodisches Vorgehen

Grundlage für die Berechnung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen in der Referenzprognose und den Szenarien sind Annahmen zur Entwicklung von Bevölkerung, Wirtschaft und Energiepreisen sowie zur Energie- und Klimaschutzpolitik.

Die Berechnungen zu Energieverbräuchen und den energiebedingten Emissionen erfolgen in der Abgrenzung der nationalen Energiebilanz und dem nationalen Treibhausgasinventar. Das bedeutet, dass die Verbrauchssektoren Private Haushalte, Gewerbe / Handel / Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr in ihren direkten energierelevanten Prozessen und Verwendungszwecken abgebildet werden. Hinzu kommen die Energieeinsätze für die Erzeugung von Strom und Fernwärme mit ihren brennstoffbedingten Emissionen, sonstige Umwandlungssektoren (z.B. Raffinerien) und nichtenergetische Verbräuche.

Auf Basis der genannten Annahmen wurden Prognose und Szenarien mit mehreren Modellen erarbeitet. Im Einzelnen handelt es sich um Modelle:

- zur Entwicklung von Bevölkerung und Privaten Haushalten,
- zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und den Branchenstrukturen,
- zum Endenergieverbrauch in den Privaten Haushalten, im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Militär, in der Industrie und im Verkehr sowie für den nichtenergetischen Verbrauch,
- zur Entwicklung in den Umwandlungssektoren Strom- und Fernwärmeerzeugung,
- zur Entwicklung auf den globalen und europäischen Märkten für Energierohstoffe,
- zur Bestimmung der Emissionen, die mit der Energienutzung verbunden sind.

Zwischen den einzelnen Modellen sind Schnittstellen definiert, über die die jeweiligen Ergebnisse transferiert werden. Die Konsistenz der Modellergebnisse wird in mehreren Iterationsschritten hergestellt.

### *Modellierung des Endenergieverbrauchs*

Die Berechnungen zum Endenergieverbrauch basieren auf einem modular aufgebauten System mit detaillierten Modellen für die Energieverbrauchssektoren private Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr.

Bei den Sektormodulen handelt es sich um robuste Bottom-up-Modelle, die auf Basis geeigneter Leitvariablen den sektoralen Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Verwendungszwecken abbilden und in die Zukunft fortschreiben. Der Einsatz dieser Bottom-up-Modelle erlaubt es,

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

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

#### *Kraftwerksparkmodellierung*

Die Grundlage für die Berechnungen im Elektrizitäts- und KWK-Wärmesektor bildet das europäische Strommarktmodell DIMENSION.

Es handelt sich um ein dynamisches Optimierungsmodell, das die kostenminimale Deckung der europäischen Stromnachfrage einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Parameter bestimmt. Das Strommarktmodell beruht auf einer umfangreichen Datenbasis zu konventionellen Kraftwerken, erneuerbaren Energien und meteorologischen Zuständen in Europa. Dies ermöglicht

- die Berücksichtigung realitätsnaher Fahrweisen der Kraftwerke sowie
- die Erfassung von Investitionszyklen aufgrund der Altersstruktur des Anlagenbestandes.

Auf der Basis von Annahmen über technisch-wirtschaftliche Kenngrößen zukünftiger Erzeugungstechnologien, nachfrageseitige Ent-

wicklungen sowie marktliche und politische Rahmenbedingungen lassen sich

- zukünftige Kraftwerkseinsatzentscheidungen simulieren (Erzeugungsmix und Auslastung),
- die langfristige Kraftwerksparkentwicklung optimieren (Investitionen in Kraftwerksneubauten, Anlagenstilllegungen),
- Kosten und Preise der Energiebereitstellung im Rahmen von Szenarien ableiten.

Im Modell wird ein funktionierender Erzeugerwettbewerb abgebildet. Die Strompreisbildung folgt der Grenzkostenlogik. Dies schließt eine Spitzenlastpreisbildung ein, so dass notwendige Kraftwerkszubauten Vollkostendeckung erzielen.

Zu den Ergebnissen des Modells zählen ferner

- der marktgetriebene, grenzüberschreitende Stromaustausch,
- die mit der Energiebedarfsdeckung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

#### *Modellierung von Gas- und Kesselkohlemärkten*

Die Analysen zum Gas- und Kesselkohlemarkt wurden mit Hilfe der EWI-Modelle COLUMBUS und TIMCO durchgeführt. COLUMBUS ist ein langfristiges Optimierungsmodell, um mögliche Entwicklungen des Erdgasmarktes unter Berücksichtigung weltweiter Interdependenzen zu simulieren. Dabei ist COLUMBUS als dynamisches, räumliches und intertemporales Modell konzipiert und besitzt aufgrund der Flexibilität der gemischt-komplementären Programmierung (MCP) die Option, strategisches Verhalten einzelner Akteure auf dem Gasmarkt abzubilden. Als Ergebnisse liefert das Modell

- Handelsströme (Pipeline oder LNG),
- Bereitstellungskosten bzw. determinierte Preise,
- geographische Verteilung und Höhe von Investitionen in Förderstätten,
- die Transport- bzw. Speicherinfrastruktur und deren Auslastung.

Das TIMCO-Modell ist ebenfalls ein langfristiges Gleichgewichtsmodell, um mögliche Entwicklungen des weltweiten Kraftwerkskohlemarktes unter Berücksichtigung globaler Interdependenzen zu simulieren. TIMCO bildet die räumliche Struktur des Kraftwerkskohlemarktes durch ein detailliertes Netzwerk-Modell ab. Modellknoten repräsentieren Produktions- und Nachfrageregionen bzw. Kohleumschlagsstätten wie Häfen. Kanten stellen die möglichen Transportrouten zwischen diesen Knoten dar, wie z.B. Eisenbahn-

verbindungen oder Seerouten. Wesentliche Modellergebnisse umfassen Handelsflüsse, Produktionsmengen, Investitionen sowie Grenzkosten oder Preise (je nach Wettbewerbsannahme).

#### *Gesamtwirtschaftliche Modellierung*

Die Berechnungen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten werden mit dem energie- und umweltökonomischen Modell PANTA RHEI durchgeführt. Das Modell verknüpft volkswirtschaftliche Größen auf Basis der amtlichen Statistik und Energiemärkte vollständig interdependent. Verhaltensparameter werden ökonometrisch geschätzt.

Das Modell ist in der Lage, Impulse aus den oben beschriebenen Bottom-up-Modellen und Strommarktmodellen zusammen mit weiteren Szenarienannahmen aufzunehmen und die direkten und indirekten volkswirtschaftlichen Wirkungen zu ermitteln. Folgende Impulse aus den vorgeschalteten Modellen werden in PANTA RHEI eingestellt:

- Veränderungen im Strommarkt in Form von Strompreisen für einzelne Verbrauchergruppen, Investitionen und Nettostromimporten,
- Mehrinvestitionen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs,
- Rückgang der Energieeinsatzmengen in den Kategorien der Energiebilanz und der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen.

## Literaturverzeichnis

AGEB a: AG Energiebilanzen: Energiebilanz, diverse Jahrgänge

AGEB b: AG Energiebilanzen: Anwendungsbilanzen, diverse Jahrgänge

AGEB c: AG Energiebilanzen: Bruttostromerzeugung in Deutschland

AGEE: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

Aguado, M., Bourgeois, R., Bourmaud, J., Van Casteren, J., Ceratto, M., Jäkel, M., et al. (2012): Flow-based market coupling in the central western European region - on the eve of implementation. Abgerufen am 23. November 2013 von cigre:  
[http://www.cigre.org/content/download/17044/680596/version/1/file/C5\\_204\\_2012.pdf](http://www.cigre.org/content/download/17044/680596/version/1/file/C5_204_2012.pdf)

Asendorf, D. (2. November 2013): Auf Sand gebaut. Abgerufen am 21. November 2013 von Deutschlandradio Kultur:  
[http://www.deutschlandradiokultur.de/auf-sand-gebaut.1067.de.html?dram:article\\_id=267453](http://www.deutschlandradiokultur.de/auf-sand-gebaut.1067.de.html?dram:article_id=267453)

BDEW (2013): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013 - Haushalte und Industrie. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDH (2012): Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. 5. Deutsche Wärmekonferenz: fatale Blockade der Energiewende im Heizungskeller. Pressemitteilung vom 27.11.2012

Betzüge et al. (2013): Betzüge, M.-O., Rehtanz, C., & Growitsch, C. (2013): Trendstudie Strom 2022 - Belastungstest für die Energiewende. Köln

BGR (2012): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Energiestudie 2012 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen . Hannover: BGR

BGR (2011): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie 2011 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR

BGR (2010): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie 2010 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR



- BGR (2009): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie 2009 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR
- BGR (2008): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie 2008 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR
- BGR (2007): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie 2007 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR
- BGR (2006): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie 2006 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR
- BGR (2005): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie 2005 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR
- BGR (2004): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie 2004 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR
- Blok, K. (2005): Enhanced policies for the improvement of electricity efficiencies. Energy Policy, Vol. 33, 1635-1641.
- BMU (2012): Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energie (IFNE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
- BMVBS (2013): Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Energie auf neuen Wegen.
- BMWi (2013): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Zahlen und Fakten, Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, Stand 20.08.2013
- BMWi (2012): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Zahlen und Fakten, Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, Stand 20.11.2012
- BMWi, BMU (2012): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2012): Erster Monitoring Bericht - "Energie der Zukunft". Berlin: Bundesministerium für

Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit

BNetzA (2012): Festlegung zur Standardisierung vertraglicher  
Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der  
Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von  
Erzeugungsanlagen. Bonn: Bundesnetzagentur

BNetzA, BKartA (2012): Monitoringbericht 2012. Bonn:  
Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt.

BNetzA, BKartA (2011): Monitoringbericht 2011. Bonn:  
Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt

BP (2012): Statistical Review of World Energy 2012. London: BP

Buchholz, W., Schumacher, J. (2009): Die Wahl der Diskontrate  
bei der Bewertung von Kosten und Nutzen der Klimapolitik,  
in: Diskurs Klimapolitik, Jahrbuch Ökologische Ökonomik 6

Bundesregierung. (2012): Drucksache 17/10719. Berlin:  
Bundestag

CEA (2013): Central Electricity Authority, Government of India.  
(2013): Performance Review of Thermal Power Stations  
2011-12. Abgerufen am 30. Juli 2013 von Performance  
Review of Thermal Power Stations 2011-12:  
[http://www.cea.nic.in/reports/yearly/thermal\\_perfm\\_review\\_r-  
ep/1112/highlights.pdf](http://www.cea.nic.in/reports/yearly/thermal_perfm_review_re-1112/highlights.pdf)

CRS (2013): U.S. Natural Gas Exports: New Opportunities,  
Uncertain Outcomes. Washington: Congressional Research  
Service

dena (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze  
in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur  
GmbH

DIW (2013a): Deutsches Institut für Wirtschaft: Verkehr in Zahlen  
2012/2013

DIW (2013b): Deutsches Institut für Wirtschaft, U. Kunert, S.  
Radke: Nachfrageentwicklung und Kraftstoffeinsatz im  
Straßenverkehr: Alternative Antriebe kommen nur schwer in  
Fahrt. In DIW Wochenbericht Nr. 50.2013

DLR et al. (2013): DLR, Forschungszentrum Jülich, IFHT,  
Universität Karlsruhe, Fraunhofer ISE, ISI und Umsicht.  
(2013): Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für  
Forschung und Entwicklung

- DMR (2013): Drewry Maritime Research. (2011): LNG Shipping Market 2011 - Annual Review and Forecast. London : Drewry
- EEX (2013):. NCG Gas Spotpreise. Abgerufen am 8. 04 2013 von NCG Gas Spotpreise:  
[https://documents.eex.com/document/102739/gas\\_spot\\_historie\\_2012.xls](https://documents.eex.com/document/102739/gas_spot_historie_2012.xls)
- Energy Information Administration. (2013a): Henry Hub Gulf Coast Natural Gas Spot Price. Abgerufen am 8. April 2013 von Henry Hub Gulf Coast Natural Gas Spot Price:  
<http://tonto.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>
- Energy Information Administration. (2013b): What drives crude oil prices? Energy and Financial Markets. Abgerufen am 30. Juli 2013 von What drives crude oil prices? Energy and Financial Markets: <http://www.eia.gov/finance/markets/supply-opec.cfm>
- Energy Information Administration. (2013c): Who are the major players supplying the world oil market? Energy in brief. Abgerufen am 30. Juli 2013 von Who are the major players supplying the world oil market? Energy in brief:  
[http://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/article/world\\_oil\\_market.cfm](http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/world_oil_market.cfm)
- Energy Information Administration (2013d): Annual Energy Outlook 2013:  
<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383%282013%29.pdf>
- Energy Information Administration (2013e): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States:  
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>
- Erdmann, G., Zweifel, P. (2010): Energieökonomik, Theorie und Anwendungen, 2. Aufl., Berlin, Heidelberg, New York
- Esso (2012): Exxon Mobil Central Europe Holding GmbH: Energieprognose 2012 – 2040, Schwerpunkt: Erdgas – Brücken- oder Basisenergie?
- Europäische Kommission (2013): EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050. Abgerufen am 17. Februar 2014 von  
[http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2050\\_update\\_2013.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf)

- Europäische Kommission (2012): Report from the Commission to the European Parliament and the Council - The state of the European carbon market in 2012. Brüssel: European Commission
- Europäische Kommission. (2011a): Single market for gas & electricity. Abgerufen am 21. November 2013 von [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/legislation/third\\_legislative\\_package\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/third_legislative_package_en.htm)
- Europäische Kommission. (2011b): Energy Roadmap 2050 – Impact Assessment and Scenario and Scenario Analysis. Brüssel
- EU (2010): Richtlinie 2010 /30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen
- EU (2009): Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte
- EVA (2005): Chancen der Papierindustrie im Rahmen der Klimastrategie (Energie Verwertungsagentur, Österreich, 2005)
- EWI (2012): Analyse der Stromkostenbelastung der energieintensiven Industrie. Aktualisierung der im Rahmen der Studie „Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und Internationaler Vergleich“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (Frontier Economics/EWI (2010)) durchgeführten Berechnung. Köln
- Fleiter, T. et al. (2012): The characteristics of energy-efficiency measures – a neglected dimension. Energy Policy, Vol. 51, 502-513.
- Fraunhofer ISI (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente
- Fürsch, M., Malischek, R., Lindenberger, D. (2012): Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist. EWI Working Paper 12/14

Gerbaulet et al. (2013): Gerbaulet, C., Kunz, F., von Hirschhausen, C., & Zerrahn, A. (2013): Netzsituation in Deutschland bleibt stabil. Wochenbericht des DIW Berlin , 3-12

GIIGNL (2012): International Group of Liquefied Natural Gas Importers - The LNG Industry 2012. Paris: International Group of Liquefied Natural Gas Importers

Growitsch, C., Matthes, F. C., & Ziesing, H.-J. (2013): Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Hubbert, M. K. (1956): Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Drilling and production practice

Hubbert, M. K. (1956): Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Spring Meeting of the Southern Division of Production - American Petroleum Institute. San Antonio, Texas: Shell Development Company

IEA (2013a): International Energy Agency. World Energy Outlook, Paris: IEA

IEA (2013b): International Energy Agency. Oil Information 2013. Paris: IEA

IEA (2013c): International Energy Agency. Natural Gas Information 2013. Paris: IEA

IEA (2013d): International Energy Agency.: Coal Information 2013. Paris: IEA

IEA (2013e): International Energy Agency: CO<sub>2</sub>-Emissions from Fuel Combustion 2013. Paris: IEA

IEA (2012a): International Energy Agency. World Energy Outlook 2012. Paris: IEA

IEA (2012b): International Energy Agency. Electricity Information 2012. Paris: IEA

IEA (2012c): International Energy Agency. Medium-Term Coal Market Report 2012. Paris: IEA

IEA (2012d): International Energy Agency. Coal Information 2012. Paris: IEA

IEA (2012e): International Energy Agency. Medium-Term Gas Market Report 2012. Paris: IEA

IEA (2011a): International Energy Agency. World Energy Outlook 2011. Paris: IEA

IEA (2011b): International Energy Agency. Electricity Information 2011. Paris: IEA

IEA (2011c): International Energy Agency. Natural Gas Information 2011. Paris: IEA

IEA (2010a): International Energy Agency. Electricity Information 2010. Paris: IEA

IEA (2010b): International Energy Agency. Natural Gas Information 2010. Paris: IEA

IEA (2009a): International Energy Agency. Electricity Information 2009. Paris: IEA

IEA (2009b): International Energy Agency. Natural Gas Information 2009. Paris: IEA

IEA (2008): International Energy Agency. Electricity Information 2008. Paris: IEA

Ifeu (2012): Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. TREMOD 5.3, Anhang Materialien und Erläuterungen

IÖW (2010): IÖW, Fachhochschule Lausitz, ISOE. Erschließbare Energieeinsparpotenziale im Ein- und Zweifamilienhausbestand. Eine Untersuchung des energetischen Ist-Zustands der Gebäude, aktueller Sanierungsraten, theoretischer Einsparpotenziale sowie deren Erschließbarkeit.

ISI (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente

ISI/TUM/GfK/IREES/BASE-ING (2013): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) Technische Universität München (TUM), GfK Retail and Technology GmbH, IREES GmbH Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien, BASE-ING. GmbH. Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. Endbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Karlsruhe, München, Nürnberg, März 2013

IWU/BEI (2010): Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Darmstadt

Jägemann et al. (2013): Jägemann, C., Hagspiel, S., Lindenberger, D. (20. Dezember 2013): The economic inefficiency of grid parity: The case of German photovoltaics. EWI Working Paper

Jaffe, A. (1994): The energy-efficiency gap. What does it mean? Energy Policy, Vol. 22, No. 10, 804-810.

KBA (2013a) Kraftfahrzeugbundesamt: Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umweltmerkmalen, FZ 13

KBA (2013b) Kraftfahrzeugbundesamt: Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umweltmerkmalen, FZ 14

Kost et al. (2013): Kost, C., Schlegl, T., Thomsen, J., Nold, S., & Mayer, J. (2012): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien 2012. Freiburg: Fraunhofer ISE

Krauß N., Deilmann C. und Gruhler K. (2012): Wo steht der deutsche Gebäudebestand energetisch? Modernisierungsstand, Ausgangsbasis und Perspektiven. In Kurzberichte aus der Bauforschung, Jahrgang 53, Heft 5

Kunert, Radke et al. (2012): Nachfrageentwicklung und Kraftstoffeinsatz im Straßenverkehr: Alternative Antriebe kommen nur schwer in Fahrt, in DIW Wochenbericht Nr. 50.2013, Berlin

Kunz, F., Zerrahn, A. (13. Mai 2013): The Benefit of Coordinating Congestion Management in Germany. DIW Discussion Papers

Lindén, A., et al. (2006): Efficient and inefficient aspects of residential energy behavior: What are the policy instruments for change? Energy Policy, Vol. 34, 1918-1927.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J. (2012): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Berlin, Mannheim, Stuttgart, Dezember 2012

McCloskey International Ltd. (29. Mai 2007): Ports Output, Freight Rates and Stock Levels. Abgerufen am 15. Mai 2013 von Ports Output, Freight Rates and Stock Levels: <http://cr.mccloskeycoal.com/story.asp?sectionCode=71&storyCode=33924>

- NEEDS (2009): New Energy Externality Developments for Sustainability (04/09), Integrated Project, DG Research EC, 6th Framework Programm, Mai 2004 - 2009, [http://www.needs-project.org/index.php?option=com\\_content&task=view&id=42&Itemid=66](http://www.needs-project.org/index.php?option=com_content&task=view&id=42&Itemid=66); download im Juni 2009; Deliverable n° 6.1 – RS1a, “External costs from emerging electricity generation technologies”
- NEP (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012 - 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH
- ÖKOTECH, Prognos (2012): Energieeffizienz in der Industrie. Im Auftrag der vbw.
- Patterson, M. (1996): What is energy efficiency? Concepts, indicators and methodological issues. Energy Policy, Vol. 24, No. 5, 377-390.
- Pentalateral Energy Forum. (6. Juni 2007): Memorandum of Understanding of the Pentalateral Energy Forum on Market Coupling and Security of Supply in Central Western Europe. Abgerufen am 21. November 2013 von <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/pentalateral-energy-forum,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Pindyck, R. S. (2013): Climate Change Policy: What Do the Models Tell Us? Journal of Economic Literature, 51, pp. 860-872
- Popescu, D. (2012): Impact of energy efficiency measures on the economic value of buildings. Applied Energy, Vol. 89, 454-463.
- Preiss, P., Müller, W., Torras, S., Kuhn, A. und Friedrich, R. (2011): Klassische Luftschadstoffe, Sachstandspapier im Rahmen der Schätzung Externer Umweltkosten und Vorschläge zur Kosteninternalisierung in ausgewählten Politikfeldern, Umweltbundesamt, Forschungsprojekt FKZ 3708 14 101, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
- Prognos (2013): Potenziale und Hemmnisse für Energiedienstleistungen in ausgewählten Segmenten in Deutschland. Im Auftrag des BDEW.
- Prognos (2011): Prognos, EWI, GWS. Energieszenarien 2011. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie



- Prognos (2010): Prognos, EWI, GWS. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- ProgTrans (2013): Interne Prognosen zur Entwicklung der Verkehrsleistungen, Fahrleistungen und Fahrzeugbestände
- r2b Energy Consulting, EEFA (2010): Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke. Endbericht im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Industrie e.V., Köln, Münster
- Sensfuß, F. (2011): Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien. Update für das Jahr 2010. Karlsruhe: Fraunhofer ISI
- Sensfuß, F., Ragwitz, M. (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006. Karlsruhe: Fraunhofer ISI
- SRU (2010): Sachverständigenrat für Umweltfragen: 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. (Vorläufige Fassung vom 5. Mai 2010) Stellungnahme
- StaBu (2013a): Statistisches Bundesamt. Ausstattung privater Haushalte mit elektrischen Haushalts- und sonstigen Geräten. Laufende Wirtschaftsrechnung / Einkommens- und Verbrauchsstichprobe. Wiesbaden
- StaBu (2014): Statistisches Bundesamt. CO<sub>2</sub>-Gehalt von deutschen Import- und Exportgütern 2000 – 2010. Wiesbaden
- StaBu (2013b): Statistisches Bundesamt. Ausstattung privater Haushalte mit Informations- und Kommunikationstechnik. Laufende Wirtschaftsrechnung / Einkommens- und Verbrauchsstichprobe. Wiesbaden
- StaBu (2013c): Statistisches Bundesamt. Zensus 2011. Downloadtabelle „Gebäude und Wohnungen“. Wiesbaden
- StaBu (2013d): Statistisches Bundesamt. Zensus 2011. Downloadtabelle „Bevölkerungsfortschreibung“. Wiesbaden
- StaBu (2013e): Statistisches Bundesamt. Ausstattung privater Haushalte mit Unterhaltungselektronik. Laufende Wirtschaftsrechnung / Einkommens- und Verbrauchsstichprobe. Wiesbaden

- StaBu (2013f): Statistisches Bundesamt. Verkehr – Personenverkehr mit Bussen und Bahnen, FS 8 R 3.1
- StaBu (2013g): Statistisches Bundesamt. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 18 Reihe 1.5. Wiesbaden
- StaBu (2012a): Statistisches Bundesamt. Bautätigkeit und Wohnen; Bautätigkeit 2011. Wiesbaden
- StaBu (2012b): Statistisches Bundesamt. Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden; Bauabgang an Wohnungen und Wohngebäuden; lange Reihe 1969 – 2011. Wiesbaden
- StaBu (2012c): Statistisches Bundesamt. Mikrozensus – Zusatzerhebung 2010; Bestand und Struktur der Wohneinheiten und Wohnsituation der Haushalte. 2010. Wiesbaden
- StaBu (2008a): Statistisches Bundesamt. Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2008, Ergebnisse zur Ausstattung privater Haushalte mit Gebrauchsgütern und zur Wohnsituation als Ergebnis der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe. Wiesbaden
- StaBu (2008): Statistisches Bundesamt. Mikrozensus – Zusatzerhebung 2006 Bestand und Struktur der Wohneinheiten und Wohnsituation der Haushalte. 2008. Wiesbaden
- Stern, N. (2013): The Structure of Economic Modeling of the Potential Impacts of Climate Change: Grafting Gross Underestimation of Risk onto Already Narrow Science Models, *Journal of Economic Literature*, 51, pp. 838-859
- Stern, J., & Rogers, H. (2011): The transition to hub-based gas pricing in Continental Europe. OIES Working Papers NG 49
- Stern, N. (2006): Stern Review on the Economics of Climate Change. HM Treasury, London
- UBA (2013a). Kraft-Wärme-Kopplung | Umweltbundesamt auf Basis von Öko-Institut und Statistisches Bundesamt. Abgerufen am 16.12.2013 von <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/kraft-waerme-kopplung>
- UBA (2013b): Umweltbundesamt. Politikszenerarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. In: CLIMATE CHANGE 04/2013

UBA (2013c): Umweltbundesamt. Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2011

UBA (2012): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten, Dessau-Roßlau

UBA (2008): Umweltbundesamt. Politikszenerarien für den Klimaschutz VI, Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Erstellt durch Oeko-Institut, DIW, Juelich, ISI im Auftrag des Umweltbundesamtes

UNCTAD. (2012): Review of Maritime Transport 2012. Genf: United Nations Conference on Trade and Development

United Nations Conference on Trade and Development. (2012): Review of Maritime Transport 2012. Genf: UNCTAD

VFF (2011): Verband Fenster+Fassade. Mehr Energie sparen mit neuen Fenstern. Aktualisierung Juli 2011 der Studie „Im neuen Licht: Energetische Modernisierung von alten Fenstern“

Weitzman, M. (2013): Tail-Hedge Discounting and the Social Cost of Carbon, *Journal of Economic Literature*, 51, pp. 873-882

Weitzmann, M. L. (2007): A Review of The Stern Review on the Economics of Climate Change. *Journal of Economic Literature*, 45, pp. 703–724

Weltbank. (2013). Prospects - Commodity Markets. Abgerufen am 8. April 2013 von Prospects - Commodity Markets: <http://www.worldbank.org/prospects/commodities>

World Trade Organisation: Regional Trade Agreements, PTA Database

[www.gat-dvgw.de/presse/pressemitteilungen/detailansicht/meldung/19646/liste/35827/link//70a9aace3f898dd4fccdf1beb1206afd/](http://www.gat-dvgw.de/presse/pressemitteilungen/detailansicht/meldung/19646/liste/35827/link//70a9aace3f898dd4fccdf1beb1206afd/)

## Abkürzungen

AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AGFW	AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
ARA	Antwerpen, Rotterdam, Amsterdam
ATC	Available Transfer Capacity
bbl	Barrel
bcm	1 Milliarde Kubikmeter
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BnetzA	Bundesnetzagentur
boe	Barrel Rohöl
bp	British Petroleum
BSV	Bruttostromverbrauch
BSZ	Brennstoffzelle
CBM	Kohleflözgas
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CDM	Clean Development Mechanism
CIF	Cost, Insurance and Freight (Kosten, Versicherung und Fracht)
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
ct	Cent



CWE	Central Western Europe
d	Tag
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
DSM	Demand-Side-Management
dWT	deadweight tonnage (Tragfähigkeit)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EJ	Exajoule (1 Trillionen Joule)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESZ	Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung
ETS	EU-Emissionshandel
EU	Europäische Union
EUR	Euro
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GJ	Gigajoule (1 Milliarde Joule)
GT	Gigatonne (1 Milliarde Tonnen)
GuD	Gas und Dampf(kraftwerk)
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten
GW	Gigawatt (1 Milliarde Watt)
GWh	Gigawattstunde (1 Milliarde Wattstunden)
h	Stunde
IEA	International Energy Agency
IET	International Emission Trading

IFHT	Institut für Hochspannungstechnik RWTH Aachen
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung)
IPCC	International Panel on Climate Change
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
JI	Joint Implementation
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule (1 Tausend Joule)
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kW	Kilowatt (1Tausend Watt)
KWK	Kraft-Wärme-Kupplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kupplungsgesetz
l	Liter
LED	Licht-emittierende Diode
LNG	verflüssigtes Erdgas
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
MATS	Mercury and Air Toxics Standarts
mbbl	Tausend Barrel
mbtu	Tausend British thermal units
MT	Megatonne (1 Millionen Tonnen)
Mtpa	Millionen Tonnen por Jahr
MWh	Megawattstunde (1 Millionen Wattstunden)
MWh <sub>therm</sub>	Megawattstunde thermisch
MWh <sub>el</sub>	Megawattstunde elektrisch
NCG	NetConnect Germany
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus

NEM / NE-Metalle	Nicht-Eisen-Metalle
NEP	Netzentwicklungsplan
NGL	Flüssiggas
NREAP	Nationaler Aktionsplan Erneuerbarer Energien
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
OLED	Organische Licht-emittierende Diode
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OPEC	Organisation rohölexportierender Länder
ORC	Organic Rankine Cycle
ÖSPV	Öffentlicher Straßenpersonennahverkehr
PHH	Private Haushalte
PJ	Petajoule (1 Billiarde Joule)
PPP	Kaufkraftparität
PV	Photovoltaik
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
SUP	Strategische Umweltprüfung
t	Tonne (1 tausend Kilogramm)
tSKE	Tonnen Steinkohleeinheiten
TWh	Terawattstunde (1 Billionen Wattstunden)
UMSICHT	Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USD	US-Dollar
VDKI	Verein der Kohleimporteure e.V.
VGB	VGB PowerTech e.V.
WZ2008	Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008