



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie



Freiheit
Einheit
Demokratie



Aktualisierte Ausgabe August 2010

Energie

Energie in Deutschland

Trends und Hintergründe zur Energieversorgung

www.bmwi.de

Text und Redaktion

Bundesministerium für
Wirtschaft und Technologie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit

Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

Druck

Silber Druck oHG, Niestetal

Bildnachweis

Perry Mastrovito/Corbis (Titel)

**Herausgeber**

Bundesministerium für
Wirtschaft und Technologie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Stand

August 2010



Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Energie

Energie in Deutschland

Trends und Hintergründe zur Energieversorgung

Inhalt

Einleitung	7
1. Rahmenbedingungen der Entwicklung	8
1.1. Globale Reserven und Ressourcen	8
1.2. Preise ausgewählter Importenergieträger	10
1.3. Bevölkerungsentwicklung	13
1.4. Wirtschaftswachstum	13
1.5. Institutionelle und rechtliche Rahmenbedingungen	14
2. Versorgungs- und Verbrauchsstrukturen	15
2.1. Aufkommen und Bezugsstrukturen von Primärenergie	15
2.2. Verbrauch von Primärenergie in der Energieumwandlung	17
2.3. Der Endverbrauch von Energie	20
2.4. Der Endverbrauch nach Anwendungszwecken	24
3. Energieeffizienz	25
3.1. Gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz	25
3.2. Effizienz der Stromerzeugung	26
3.3. Energieeffizienz im Endenergieverbrauch	26
3.3.1. Industrie	27
3.3.2. Verkehr	28
3.3.3. Haushalte	29
3.3.4. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	31

4. Energiepreise und -kosten	32
4.1. Energiepreise für Endverbraucher in Deutschland	32
4.1.1. Erzeugungskosten	32
4.1.2. Transport und Verteilung	33
4.1.3. Steuern und Abgaben.....	33
4.1.4. EEG und KWK.....	34
4.1.5. Endenergiepreise nach Kostenkomponenten und Verbrauchergruppen	36
4.2. Energiekosten/-ausgaben ausgewählter Verbrauchsbereiche.....	41
4.3. Energieaufkommen und Verwendung in wertmäßiger Betrachtung	43
5. Energie und Umwelt	44
5.1. Ziele der Energie- und Klimaschutzpolitik	44
5.2. Emissionen von Treibhausgasen und Schadstoffen	45
6. Internationale Aspekte	47
6.1. Energiepreise im europäischen Vergleich	47
6.2. Energieversorgungsstrukturen in der EU	47
6.3. Gesamtwirtschaftliche Effizienz im internationalen Vergleich.....	49
6.4. Wirkungsgrade der Kraftwerke im internationalen Vergleich	52
6.5. Treibhausgasemissionen und Minderungsziele in der EU	52
7. Anhang	55

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1	Reserven, Ressourcen und Förderung nicht-erneubarer Energierohstoffe	9
Tabelle 2	Bezugsstruktur der Energieimporte	16
Tabelle 3	Einsatz von Energieträgern bei der Stromerzeugung	21
Tabelle 4	Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen	23
Tabelle 5	Energiepreise nach Verbrauchergruppen	40
Tabelle 6	Schadstoffemissionen in Deutschland	46
Tabelle A 1	Umrechnungsfaktoren – Energieeinheiten	55
Tabelle A 2	Vorzeichen	55

Verzeichnis der Schaubilder

Schaubild 1	Regionale Verteilung der Reserven konventioneller fossiler Energieträger	8
Schaubild 2	Preisentwicklung Rohöl und Wechselkurseffekt	10
Schaubild 3	Preisentwicklung wichtiger Importenergien	11
Schaubild 4	Bevölkerung, Haushalte und Haushaltsgröße in Deutschland	12
Schaubild 5	Bruttoinlandsprodukt	13
Schaubild 6	Inkrafttreten energiewirtschaftlich relevanter Gesetze und Verordnungen in Deutschland	14
Schaubild 7	Entwicklung der Nettoimporte und des Primärenergieverbrauchs	15
Schaubild 8	Beitrag erneuerbarer Energiequellen zum Primärenergieverbrauch	17
Schaubild 9	Energieflussbild 2007	18
Schaubild 10	Bruttostromerzeugung aller Kraftwerke in Deutschland nach Energieträgern	19
Schaubild 11	Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen	20
Schaubild 12	Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern	21

Schaubild 13	Endenergie nach Anwendungsbereichen	24
Schaubild 14	Primärenergieverbrauch in Deutschland je Einwohner und je Einheit Bruttoinlandsprodukt	25
Schaubild 15	Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der Stromerzeugung in Deutschland	26
Schaubild 16	Entwicklung der Energieeffizienz der Industrie in Deutschland	27
Schaubild 17	Verkehrsleistungen Personen-/Güterverkehr und Energieverbrauch in Deutschland	28
Schaubild 18	Kraftstoffverbrauch und CO ₂ -Emissionen bei Pkw-Neuzulassungen in Deutschland	29
Schaubild 19	Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs Privater Haushalte in Deutschland	30
Schaubild 20	Entwicklung der Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	31
Schaubild 21	Preisentwicklung für Strom an der Leipziger EEX	32
Schaubild 22	Entwicklung des Fördervolumens nach dem EEG	34
Schaubild 23	Strompreise der Industriekunden in Deutschland	37
Schaubild 24	Strompreise der Privaten Haushalte in Deutschland	37
Schaubild 25	Gaspreise der Industriekunden in Deutschland	38
Schaubild 26	Gaspreise der Privaten Haushalte in Deutschland	38
Schaubild 27	Komponenten der Tankstellenpreise für Dieselmotorkraftstoff	39
Schaubild 28	Komponenten der Tankstellenpreise für Ottomotorkraftstoff	39
Schaubild 29	Energiekosten in der Industrie	41
Schaubild 30	Energieausgaben der Privaten Haushalte nach Anwendungszwecken	42
Schaubild 31	Energieaufkommen und Verwendung	43

Schaubild 32	Treibhausgasemissionen und Minderungsziele für Deutschland...	44
Schaubild 33	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und deren Abweichung vom Kyoto-Minderungsziel	45
Schaubild 34	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen nach Sektoren und Energieträgern	46
Schaubild 35	Erdgaspreise der Industrie 2009 im internationalen Vergleich	48
Schaubild 36	Strompreise der Industrie 2009 im internationalen Vergleich	48
Schaubild 37	Primärenergieträgerstruktur in der EU15	49
Schaubild 38	Energieträgerstruktur der Bruttostromerzeugung ausgewählter europäischer Staaten	50
Schaubild 39	Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt im internationalen Vergleich	51
Schaubild 40	Primärenergieverbrauch je Einwohner im internationalen Vergleich	51
Schaubild 41	Wirkungsgrade konventioneller Wärmekraftwerke im europäischen Vergleich	52
Schaubild 42	Treibhausgasemissionen in der EU 25	53
Schaubild 43	Abweichungen der Emissionen der EU-Mitgliedstaaten zum Kyoto-Ziel	53

Einleitung

Eine wirtschaftliche, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung ist Grundlage für die Funktionsfähigkeit unserer Volkswirtschaft, für den Wohlstand der Menschen und für die Zukunftschancen nachfolgender Generationen.

Diese Broschüre befasst sich mit den Rahmenbedingungen und Trends der Entwicklung auf den Energiemärkten in Deutschland seit der Wiedervereinigung im Jahr 1990. Sie soll statistisch fundierte Antworten geben auf Fragen, die sich angesichts energie- und klimapolitischer Zielsetzungen stellen:

Woher kommen unsere verschiedenen Energieträger wie Öl, Erdgas und Kohle und sind sie auch langfristig in ausreichendem Maße verfügbar? Können neue, umweltfreundlichere Energieträger ihren Anteil am Energiemix zulasten CO₂-intensiver fossiler Energieträger erhöhen? Gelingt es uns, mit immer weniger Energieeinsatz unseren Wohlstand zu wahren und weiterzuentwickeln? Welche Umstände sind bestimmend für die Entwicklung der Preise für Strom, Gas und Kraftstoffe? Liegen die vor allem energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland auf dem Zielpfad unserer anspruchsvollen Klimaziele? Und wie steht unsere Energieversorgung im Vergleich zu anderen Industrieländern da?

Zur Beantwortung dieser und anderer Fragen enthält die Broschüre anschaulich aufbereitete Informationen aus einer Vielzahl statistischer Quellen. Sie ist damit eine Ergänzung zur Sammlung der „Energiedaten“, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie auf seinen Internetseiten als Excel-Datei bereitstellt: www.bmwi.de/go/energiedaten. Anders als die im Internet angebotene reine Datensammlung zielt diese Broschüre darauf ab, die vielschichtigen energiewirtschaftlichen Zusammenhänge und Hintergründe darzustellen und zu erläutern. In zahlreichen der Schaubilder wird auf die zugehörigen Tabellen der „Energiedaten“ verwiesen, denen dann die weitere aktuelle Entwicklung der Daten jenseits des Redaktionsschlusses für den Broschürendruck zu entnehmen ist.

Mit der inhaltlichen Gestaltung dieser Broschüre wurde die EEFA – Energy Environment Forecast Analysis GmbH und Co. KG, Berlin/Münster beauftragt, die u. a. im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen an der Erstellung der Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland beteiligt ist.

1

Rahmenbedingungen der Entwicklung

Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland wird durch eine Vielzahl von Faktoren geprägt, die sich dem Einfluss inländischer Akteure entziehen. Dazu gehören das Energieangebot, die Verfügbarkeit und die Reserven an energetischen Rohstoffen, die politischen Rahmenbedingungen in den Förderregionen und nicht zuletzt die verfügbaren Transport- und Umwandlungskapazitäten für diese Energierohstoffe. Immer wichtiger für die heimische Energieversorgung wird zudem der globale Energiebedarf und die wachsende Nachfrage aufstrebender Entwicklungs- und Schwellenländer, die die Preisentwicklung auf den Weltmärkten und damit auch unser Energiepreisniveau maßgeblich mitbestimmen.

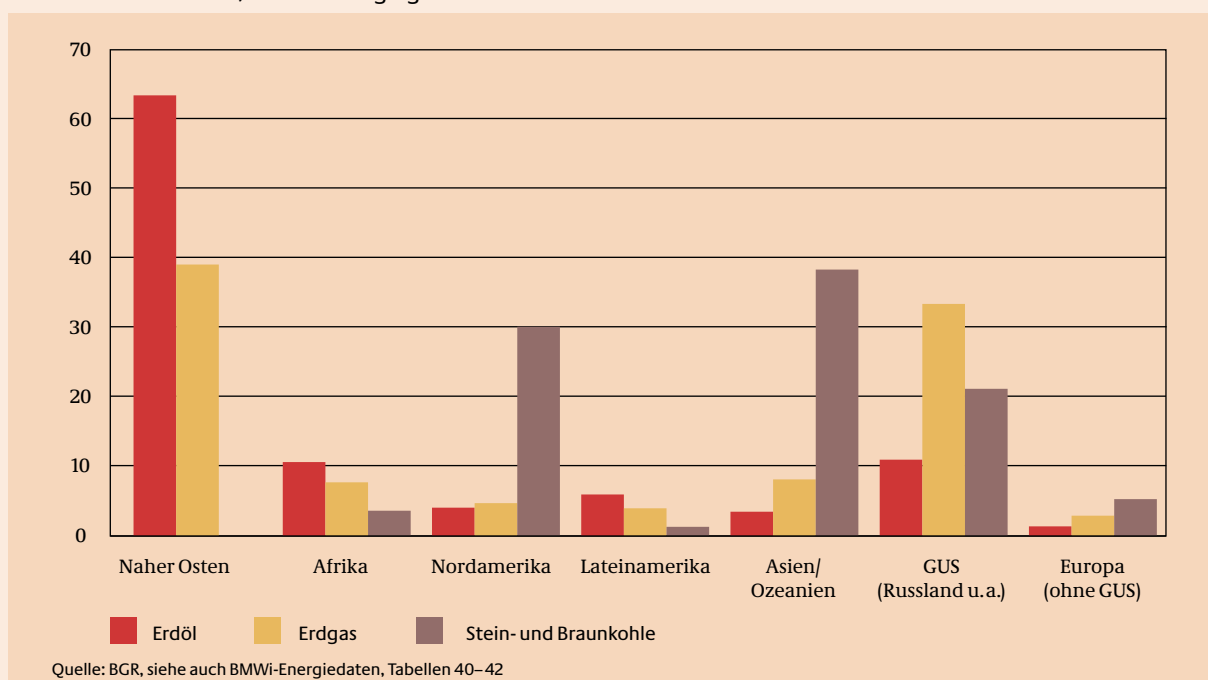
Im Inland hängt die energiewirtschaftliche Entwicklung von zahlreichen Faktoren ab, die nur am Rande als Energiedeterminanten wahrgenommen werden. Dazu gehören die Bevölkerungsentwicklung, die Anzahl der Haushalte, die konjunkturelle Entwicklung, der Strukturwandel in der Wirtschaft sowie technologische Entwicklungen. Hinzu kommen institutionelle, rechtliche und politische Rahmenbedingungen, die gewissermaßen als „Leitplanken“ die Entwicklung des Energieverbrauchs begrenzen. Im folgenden Abschnitt sollen diese Einflussfaktoren näher beleuchtet werden.

1.1. Globale Reserven und Ressourcen

Wesentliche Voraussetzung für die Versorgungssicherheit, aber auch für eine verträgliche Preisentwicklung auf den Weltmärkten, sind ausreichende Reserven und Ressourcen an Primärenergieträgern. Dabei bezeichnen die Reserven jene Mengen an Energierohstoffen, die durch Explorationsaktivitäten nachgewiesen wurden und mithilfe der gegenwärtigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können. Die Höhe der Reserven ist folglich für die aktuelle und in naher Zukunft bestehende Versorgungssituation aussagefähiger als die Höhe der Ressourcen. Denn Ressourcen bezeichnen jene Menge an Energierohstoffen, die entweder derzeit aufgrund geologischer Indikatoren vermutet wird, aber noch nicht nachgewiesen ist, oder in Anbetracht der Gewinnungskosten oder fehlender technischer Möglichkeiten gegenwärtig nicht wirtschaftlich gewonnen werden kann. Für den zukünftigen Verbrauch stehen allerdings potenziell beide, nämlich die Summe aus Reserven und zumindest Teile der Ressourcen, zur Verfügung.

Die weltweiten Reserven an konventionellen Energierohstoffen werden von der Bundesanstalt für

Schaubild 1: Regionale Verteilung der Reserven konventioneller fossiler Energieträger 2008, in % am Energiegehalt der Weltreserven



Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)¹ gegenwärtig auf 34.946 EJ (10¹⁸ Joule) geschätzt, was dem 90-fachen Weltprimärenergieverbrauch des Jahres 2008 an fossilen Energierohstoffen entspricht. Etwa 60% dieser Reserven entfallen auf Stein- und Braunkohle, ein geringerer Teil des Reservenpotenzials auf flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe. Die gewinnbaren Reserven an Rohöl betragen 6.682 EJ, die von Erdgas rund 7.136 EJ (vgl. Tabelle 1). Die zusätzlich zu den Reserven vorhandenen Ressourcen an konventionellen Energierohstoffen liegen schätzungsweise bei insgesamt 448.289 EJ, wobei etwa 97% dieser Ressourcen aus Stein- und Braunkohle bestehen.²

Neben diesen konventionellen fossilen Energierohstoffen besteht ein zusätzliches Potenzial an nicht konventionellen Energierohstoffen wie Ölsand, Ölschiefer, Schweröl oder Erdgas aus dichten Speichern, Kohleflözgas sowie Aquifergas und Gashydraten, deren Reserven bzw. Ressourcen zusammengenommen einem Energieäquivalent von 2.368 EJ bzw. 116.270 EJ entsprechen.

¹ Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2009 (Kurzstudie), Hannover 2009.

² Kernbrennstoffe sind in dieser Betrachtung nicht enthalten.

Die langfristige Verfügbarkeit der Energierohstoffe hängt zum einen von der Entnahme aus den Lagerstätten ab. So kann etwa energiesparender technischer Fortschritt auf der einen und wachsender Verbrauch von Energierohstoffen auf der anderen Seite auf die Entwicklung der Fördermengen und damit auf den Abbau der Reserven wesentlichen Einfluss nehmen. Daneben können z. B. Neufunde aufgrund verbesserter Explorationstechniken sowie verbesserte Fördertechniken die Reserven und Ressourcen an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen erhöhen. In den letzten Jahren (2001–2008) hat sich die Förderung von Erdöl (+11%), Erdgas (+51%) und Stein- und Braunkohle (+66%) wesentlich erhöht, die Reserven und Ressourcen haben sich dadurch jedoch nicht verringert, sondern sind im Gegenteil sogar angestiegen (vgl. Tabelle 1). Erwähnenswert sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Kohleressourcen, deren Schätzung für das Jahr 2008 fast dreimal so hoch ausfällt wie für das Jahr 2001.

Tabelle 1: Reserven, Ressourcen und Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe

in EJ

		Erdöl		Erdgas		Kohle	
		2001	2008	2001	2008	2001	2008
Förderung		147	163	80	121	91	151
Reserven	konventionell	6.351	6.682	5.105	7.136	19.620	21.127
	nicht-konventionell	2.761	2.183	60	184		
Ressourcen	konventionell	3.525	3.785	6.879	9.095	116.108	435.409
	nicht-konventionell	10.460	12.906	48.645	103.364		

Quelle: BGR

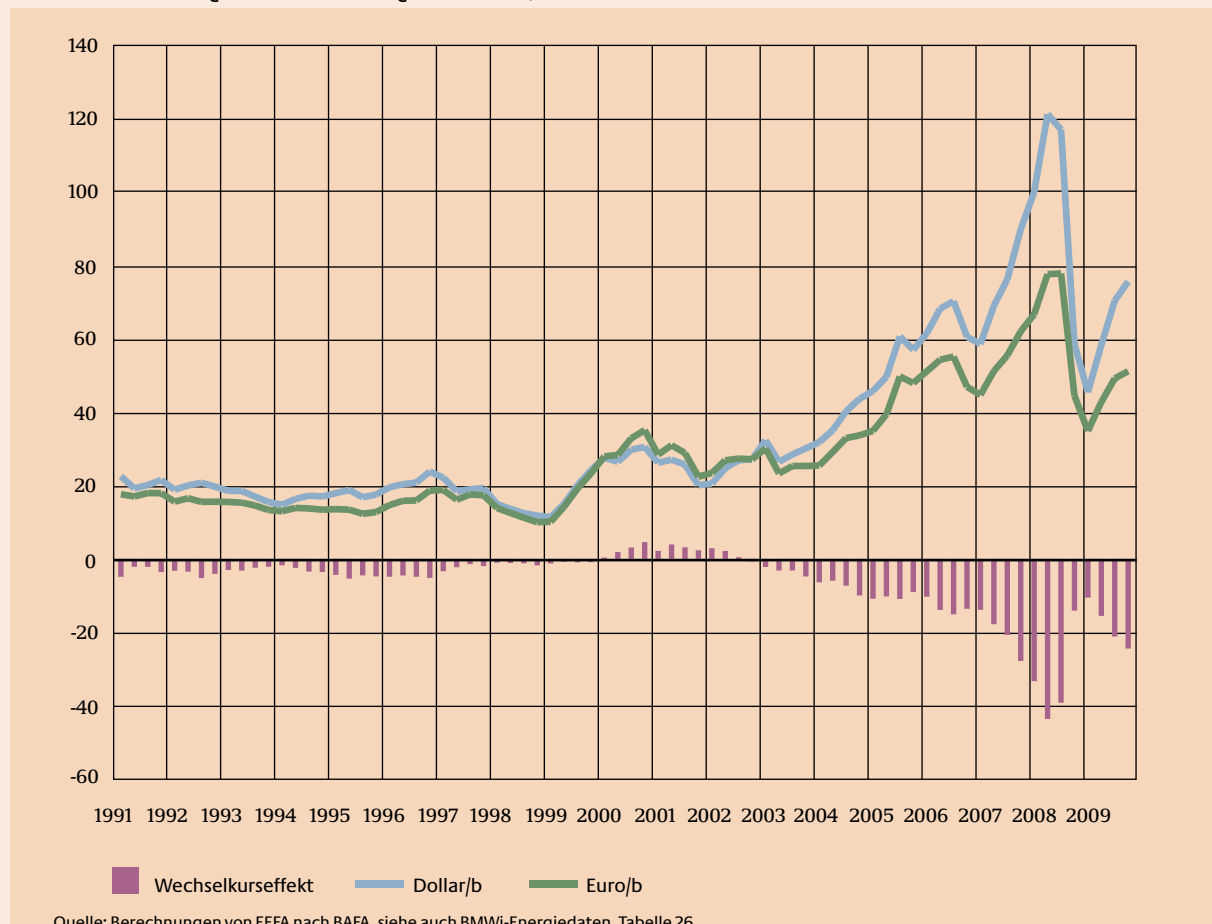
1.2. Preise ausgewählter Importenergieträger

Der zwischen 2002 und 2008 beobachtete Preisanstieg bei Energierohstoffen ist angesichts der weltweiten Reserven und Ressourcen nicht Ausdruck fortschreitender Verknappung. Verantwortlich sind vielmehr unvorhergesehene, kurzfristige Nachfragersteigerungen auf den Weltenergiemärkten. Zum Energiebedarf der traditionellen Industrieländer kam in den letzten Jahren ein kaum erwartetes Verbrauchswachstum aufstrebender Entwicklungs- und Schwellenländer hinzu – allen voran China oder Indien. Da das Angebot an Energierohstoffen aufgrund der langen Realisierungszeiten kapitalintensiver Explorations- und Bergbauprojekte kurzfristig kaum ausgeweitet werden kann, führt eine kurzfristige Verbrauchszunahme zu Preissteigerungen.

Verstärkt wird dieser Preiseffekt durch die Marktmacht der OPEC-Staaten, die einen stetig wachsenden Beitrag zur weltweiten Ölversorgung leisten müssen. Infolge der ungleichen Verteilung der Erdöl- und Erdgasreserven wird ein Ausweichen der Verbraucherländer auf andere Bezugsquellen immer schwieriger. Erhebliche politische und wirtschaftliche Unsicherheiten in den Produzentenländern tragen zu den Preisausschlägen bei. Hinzu kommt, dass sich Spekulationen an den Energiemärkten zunehmend auf die Preise auswirken. Umgekehrt sind Rückgänge der Energienachfrage, wie sie etwa in Folge der realwirtschaftlichen Auswirkungen der Finanzmarktkrise des Jahres 2009 zu beobachten sind, typischerweise mit sinkenden Preisen auf den Weltenergiemärkten verbunden.

Schaubild 2: Preisentwicklung Rohöl und Wechselkurseffekt

1. Quartal 1991 bis 4. Quartal 2009, nominal



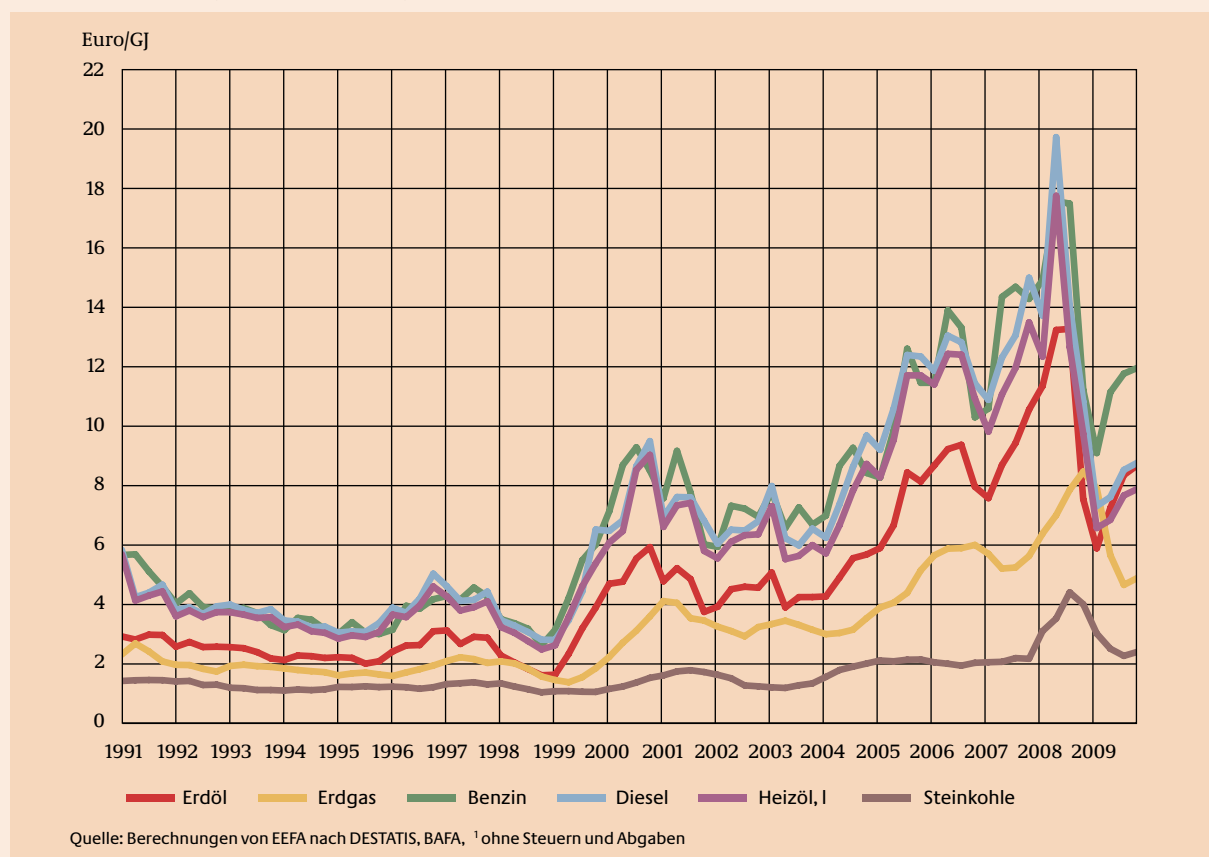
Die in den letzten Jahren eingetretenen veränderten weltweiten Marktbedingungen sind an der Entwicklung der Rohölpreise seit Anfang der neunziger Jahre abzulesen. Nach mehr als zehn Jahren relativer Konstanz stiegen die Ölpreise in nominaler Rechnung zunächst infolge der Kuwait-Krise auf ein Niveau von 30 \$/barrel und explodierten seit Anfang 2005 geradezu. Nach dem absoluten Tiefpunkt des Einfuhrpreises für Rohöl im Jahr 1998 – in diesem Jahr lag der Rohölpreis im Jahresdurchschnitt bei 13 \$/barrel, in einzelnen Wochen sogar unter 10 \$/barrel – ist der Rohölpreis bis zum Jahr 2008 im Jahresdurchschnitt auf 97 \$/barrel gestiegen, also einen Wert, der mehr als das siebenfache über dem Preis des Jahres 1998 lag (vgl. Schaubild 2). Dabei erreichte der Ölpreis seinen höchsten Monatsdurchschnittspreis mit 136 \$/barrel im Juli 2008, um dann infolge der Weltwirtschaftskrise innerhalb von fünf Monaten fast 70% an Wert zu verlieren. Ende 2008 schloss der Einfuhrpreis für Rohöl zunächst bei etwa 40 \$/barrel ab, erholte sich dann im Laufe des nächsten Jahres wieder. 2009 erreichte der

Einfuhrpreis für Rohöl seinen niedrigsten Jahresdurchschnittspreis seit 2005 mit knapp 62 \$/barrel.

Erdöl wird ebenso wie Steinkohle in Dollar gehandelt. Die Preise für die Verbraucher im Inland (Euro-Raum) sind nicht allein Reflex der Angebots- und Nachfragebedingungen auf dem Weltenergiemarkt, sondern werden in erheblichem Umfang auch von der Entwicklung des Wechselkurses mitbestimmt. Ein starker Euro verringert den Importpreis, ein schwacher Euro erhöht ihn. Wechselkursschwankungen werden also ausschließlich von den Verbrauchern im Euro-Raum getragen. Diese Regel war lange Zeit für die Verbraucher in der Euro-Zone und in Deutschland von großem Vorteil; denn seit 2001 gewann der Euro gegenüber dem Dollar um mehr als 35% an Wert. Der Anstieg des Erdölpreises seit 2001 in Dollar – von 25 auf 97 \$/barrel – fiel im Euro-Raum folglich um 35% geringer aus – von 28 € auf 66 €/barrel. Dieser Effekt lässt – ins Gegenteil verkehrt – aktuell seine negativen Auswirkungen spüren. Während der Ölpreis mit Beginn

Schaubild 3: Preisentwicklung wichtiger Importenergien¹

1. Quartal 1991 bis 4. Quartal 2009



des Jahres 2010 wieder Vorkrisenniveau erreicht, sank der Wert des Euros gegenüber dem Dollar merklich und lässt im Euroraum die Ölpreissteigerungen deutlicher ausfallen.

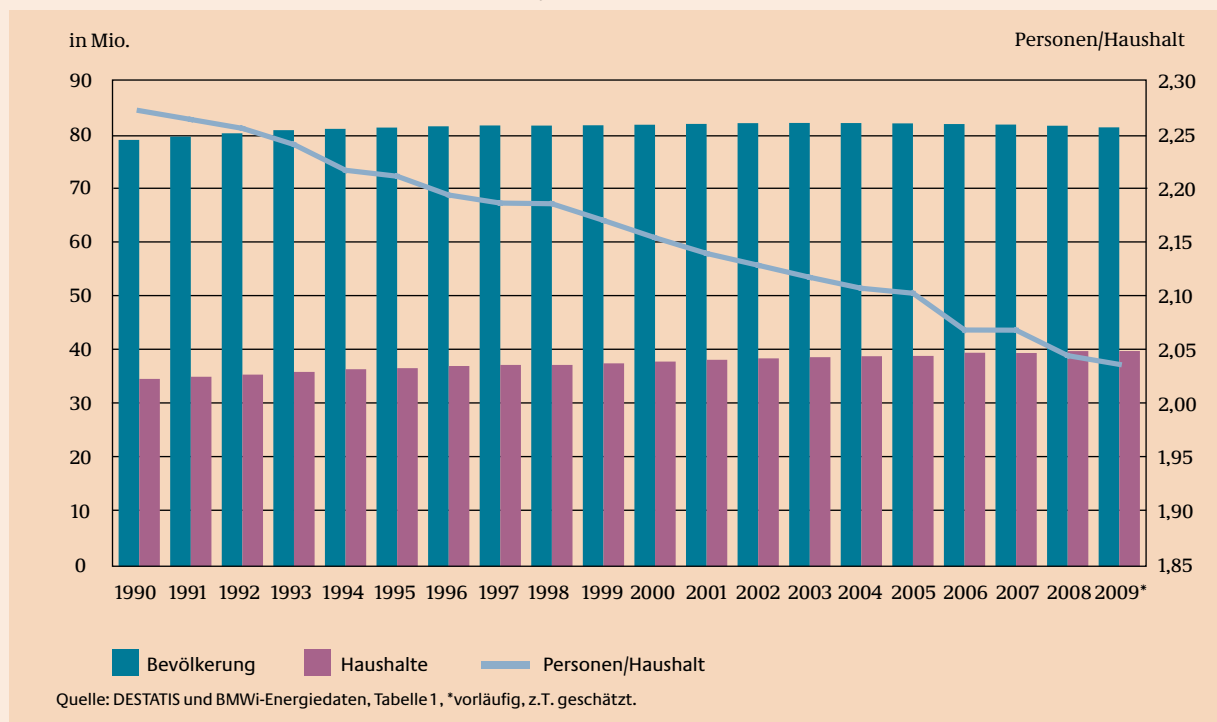
Der Erdölpreis ist nach wie vor Leitpreis für viele andere Energieprodukte. Deshalb sind auch bei den Einfuhrpreisen für sämtliche Mineralölprodukte, darunter Benzin, Diesel und leichtes Heizöl, die gleichen Entwicklungen zu beobachten (vgl. Schaubild 3, Seite 11). Der Preisimpuls hat sogar jene Energieträger erfasst, die nicht unmittelbar aus Rohöl gewonnen werden. Dazu gehört vor allem Erdgas und in Grenzen auch die Importkohle. Bei Erdgas folgt die Preisentwicklung aus den vertraglichen Vereinbarungen mit den wichtigsten Lieferländern, in denen die Bindung an den Ölpreis bislang üblich ist.³ So hat der im Jahr 2009 einsetzende Preisrückgang, der im September des Jahres mit 1,68 c/kWh seinen Tiefpunkt erreichte, seine Ursache Ende 2008 in dem Preiseinbruch für Heizöl, dem wichtigsten Substitut für Erdgas.

Auch die Kohlepreise folgen der Entwicklung der Ölpreise, allerdings fielen die Preisausschläge in der Vergangenheit deutlich geringer aus als bei Erdgas oder Heizöl. Zwischen dem tiefsten Preisstand von 31 €/t Mitte 1999 und dem bislang höchsten Preis von 126 €/t im Dezember 2008 lag eine Differenz von 95 €/t, der Preis war also um mehr als 300% gestiegen. Der Jahresdurchschnittspreis, der im Jahr 2008 noch bei 102 €/t lag, sank zum Jahr 2009 um knapp 7% auf 95 €/t. Der Blick auf den Einfuhrpreis für Steinkohlen insgesamt verdeckt jedoch die Unterschiede bei den einzelnen Verwendungsarten. So wurde der Preisanstieg bis Ende 2008 maßgeblich von der Preisentwicklung bei den Koks kohlen ausgelöst. Die Koks kohlenpreise frei deutsche Grenze, die schon von 2004 bis 2008 um 112% zugelegt haben, zogen bis 2009 nochmals um 38% auf 174 €/t an. Der Preis für Kraftwerkskohle, der sich bereits in der Zeit von 2003 bis 2008 um mehr als 100% auf 112 €/t SKE erhöhte, sank hingegen zum Folgejahr 2009 im Jahresdurchschnitt auf nur noch 79 €/t SKE. Gegenüber 1990 ist dies eine Erhöhung des Grenz-

3 Im Rahmen dieses sog. Konzeptes der Anlegbarkeit oder Ölpreisbindung wird der Erdgaspreis zunächst zwischen Produzent und Importeur auf Basis einer gemeinsamen Bewertung der Wettbewerbssituation zu einem bestimmten Zeitpunkt ausgehandelt und als Basispreis festgelegt. Anschließend wird der ausgehandelte Basispreis in vertraglich definierten Zeitabständen nach Maßgabe einer vereinbarten Anpassungsklausel fortgeschrieben. Die Anpassungsklauseln sehen in der Regel eine Bindung des Erdgaspreises an die Entwicklung der Preise substitutiver Energieträger vor.

Schaubild 4: Bevölkerung, Haushalte und Haushaltsgröße in Deutschland

1990 – 2009, in Mio. und Personen je Haushalt



übergangspreis für Kraftwerkskohle um 41 %. Das Maximum erreichte der Importpreis für Kraftwerkskohle im 3. Quartal 2008 mit 132 €/t SKE.

1.3. Bevölkerungsentwicklung

Von erheblicher Bedeutung für den Energieverbrauch ist die demografische Entwicklung. Je mehr Menschen in Deutschland leben, umso größer ist die zu beheizende Wohnfläche und die Anzahl der Pkw, die für Fahrten zum Arbeitsplatz oder für private Zwecke genutzt werden. Die Bevölkerungszahl ist seit 2005 aufgrund sinkender Geburtenraten rückläufig, gegenüber 1990 leben heute jedoch etwa 2,3 Mio. bzw. 2,9% mehr Menschen in Deutschland. So beläuft sich die Bevölkerungszahl gegenwärtig (2009) auf 81,7 Mio. Menschen.

Die Zahl der Haushalte, die für die zu beheizende Wohnfläche noch wichtiger ist als die Bevölkerung, ist infolge des Trends zu kleineren Haushalten deutlich stärker gestiegen als die Bevölkerung. Gegenwärtig wird die Anzahl der Haushalte auf rund 40,1 Mio. geschätzt; sie hat gegenüber 1990 um etwa 5 Mio. bzw. 15% zugenommen (vgl. Schaubild 4).

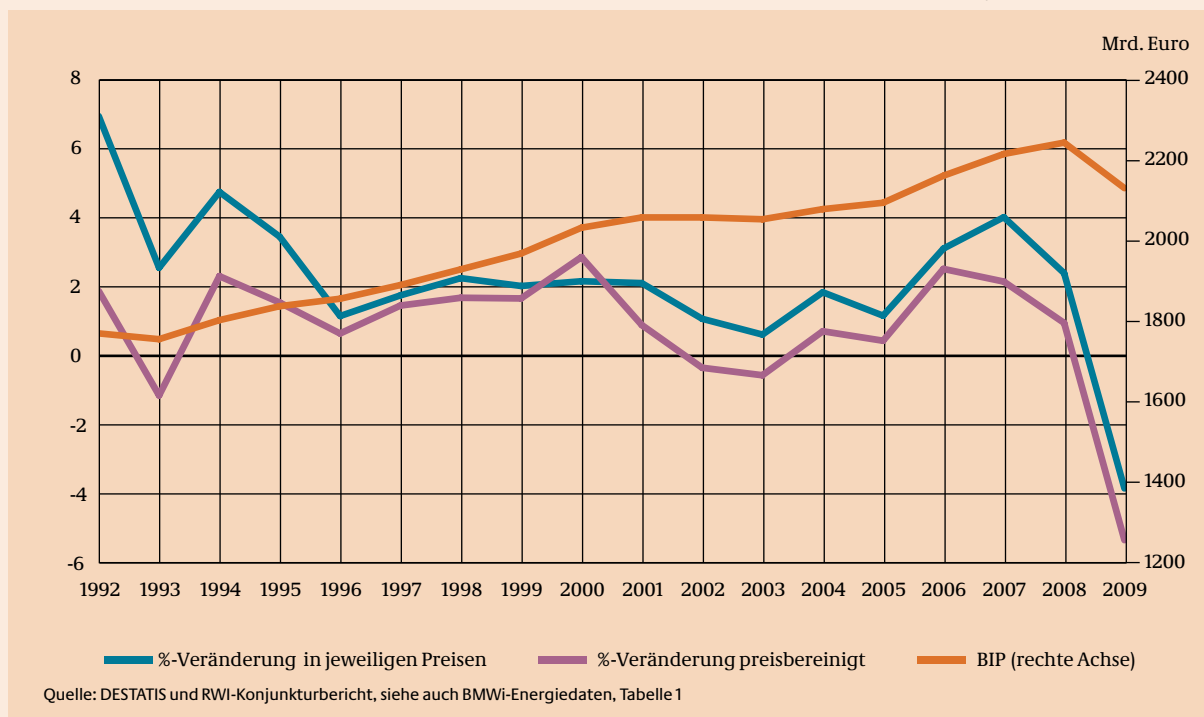
Höhere Bevölkerungs- und Haushaltszahlen schlagen sich unmittelbar im Energieverbrauch nieder. Unterstellt man beispielsweise für die zusätzlichen 5 Mio. Haushalte einen Energieverbrauch von 62 GJ pro Haushalt und Jahr, wie er im Jahr 2008 dem Durchschnitt aller Privaten Haushalte entsprach, so resultiert allein aus den seit 1990 veränderten demografischen Rahmenbedingungen ein um rund 307,5 PJ bzw. knapp 2 % höherer Energieverbrauch.

1.4. Wirtschaftswachstum

Die Entwicklung des Energieverbrauchs ist auch abhängig von der Dynamik des sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wachstums (vgl. Schaubild 5). Kurzfristig kann dieser Effekt die übrigen Einflussfaktoren sogar überdecken, da Auslastungsschwankungen insbesondere in den energieintensiven Produktionsprozessen des Verarbeitenden Gewerbes entsprechende Ausschläge beim spezifischen und absoluten Energieeinsatz erzeugen können.

Schaubild 5: Bruttoinlandsprodukt

1992 – 2009, BIP real, verkettet, in Mrd. Euro; Veränderung gegenüber dem Vorjahr



1.5. Institutionelle und rechtliche Rahmenbedingungen

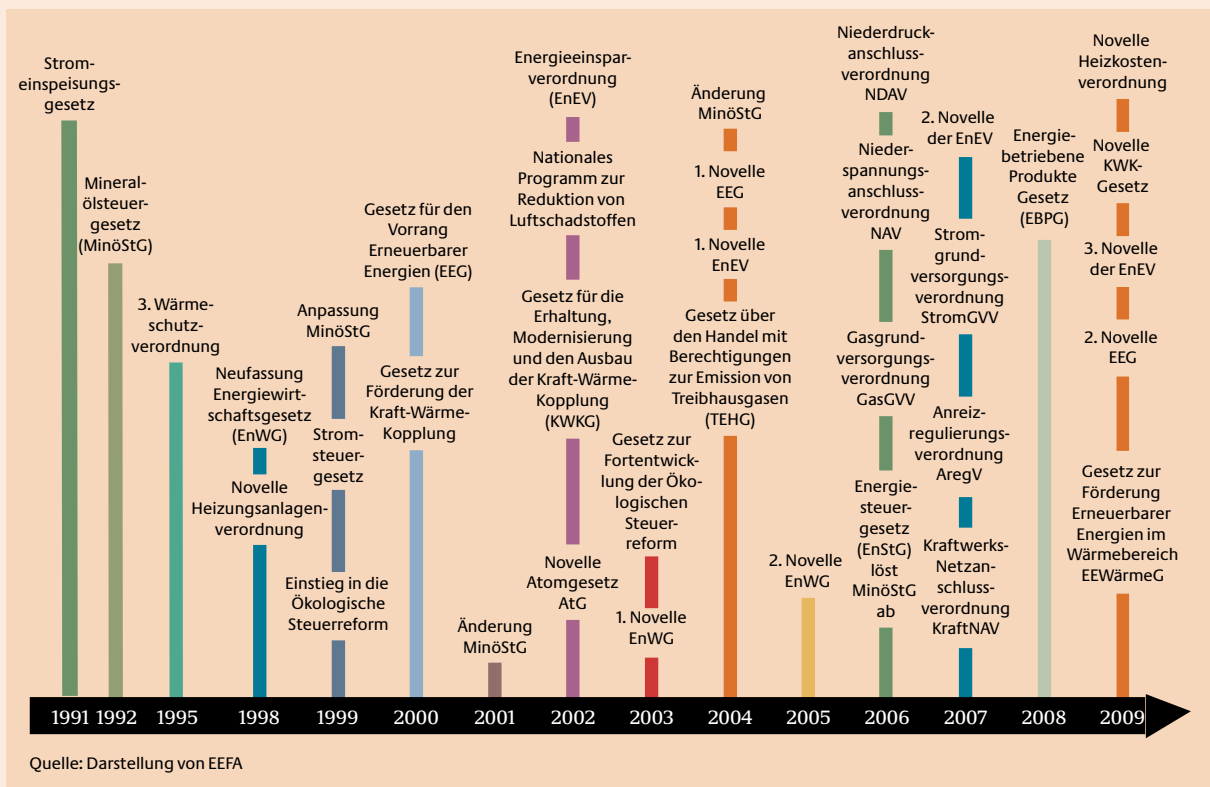
Die Energie- und Umweltpolitik hat bereits in der Vergangenheit eine Vielzahl von Regelungen zur Senkung des Energieeinsatzes und der damit verbundenen Umweltbelastungen geschaffen. Ein Großteil zielt auf spezifische Produktions- oder Verbrauchsprozesse ab. So werden z. B. mit der Energieeinsparverordnung Wärmeschutzstandards für neu errichtete Gebäude und Standards für bestehende Gebäude und Heizungsanlagen festgelegt, die bei Umbau- oder Modernisierungsmaßnahmen einzuhalten sind. Andere Regelungen richten sich auf die Förderung ausgewählter Techniken oder Energieträger. So dient z. B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz dem Zweck, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung signifikant zu erhöhen.

Daneben gibt es übergreifende Regelungen wie die ökologische Steuerreform, die durch einen Eingriff in das Energiepreissystem Impulse zum Energiesparen, zur Steigerung der Energieeffizienz und damit zur Verringerung der CO₂-Emissionen gegeben hat.

Einen zusammenfassenden Überblick über die im Zeitraum 1990 bis 2009 in Kraft getretenen energie- und umweltpolitisch motivierten gesetzlichen Regelungen gibt Schaubild 6.

Mit dem „Integrierten Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP) hat die Bundesregierung im Dezember 2007 wichtige Weichen für eine sichere und klimaverträgliche Energieversorgung in Deutschland gestellt. Die zugehörigen Maßnahmen sind bereits in einigen gesetzlichen Regelungen umgesetzt, wie etwa der Zweiten Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 2009.

Schaubild 6: Inkrafttreten energiewirtschaftlich relevanter Gesetze und Verordnungen in Deutschland 1991–2009



2

Versorgungs- und Verbrauchsstrukturen

2.1. Aufkommen und Bezugsstrukturen von Primärenergie

Die Reserven und Ressourcen an Braunkohle in Deutschland werden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe zusammen auf ca. 77 Mrd. t geschätzt, von denen bei den gegenwärtigen Energiepreisen mehr als 40 Mrd. t wirtschaftlich gewonnen werden können. Auch bei Steinkohle sind die Ressourcen mit mehr als 83 Mrd. t so reichlich, dass der gegenwärtige Verbrauch von gut 65 Mio. t allein aus heimischer Produktion gedeckt werden könnte – wenn die Förderkosten nicht erheblich höher wären als der Weltmarktpreis.

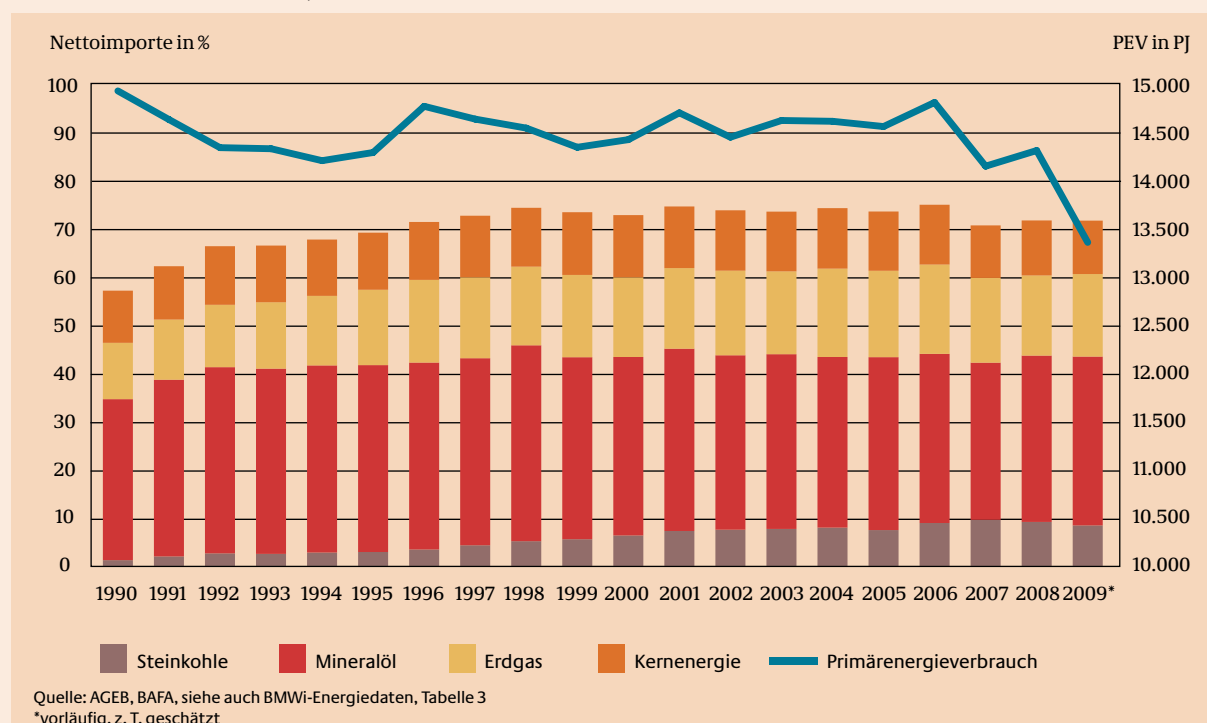
Demgegenüber sind die heimischen Vorkommen an Erdöl und Erdgas im Vergleich geringer. Die wirtschaftlich gewinnbaren Erdölvorräte lagen 2008 bei 34 Mio. t. Ohne nennenswerte Verbesserungen der Fördertechniken und Neufunde kann die gegenwärtige Förderung nur noch wenige Jahre aufrechterhalten werden. Für Erdgas werden die wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte von der Bundesanstalt für

Geowissenschaften und Rohstoffe gegenwärtig auf 194 Mrd. m³ geschätzt.

Der Beitrag der heimischen Energien ist in den ersten 10 Jahren nach der Wiedervereinigung von 38% (1991) auf knapp 26% (2001) gesunken und hat sich seitdem nicht weiter verringert. Im Jahr 2009 lag der Anteil der Nettoimporte bei gut 70%, sofern man die Kernenergie als importierte Energiequelle betrachtet.

Diese Zuordnung ist allerdings nicht zwingend; denn der Import von Uran hat an den gesamten Brennstoffkosten nur einen geringen Anteil, der überwiegende Teil (Anreicherung, Brennelementefertigung) stammt aus inländischer Produktion. Nach internationaler Konvention wird Kernenergie daher als heimische Energiequelle gewertet. Unabhängig von der Betrachtungsweise verringerte die Kernenergie die Abhängigkeit von anderen Energieimporten im Jahr 2009 immerhin um rund 15,6%-Punkte und entlastete die CO₂-Bilanz um bis zu 139 Mio. t (wenn Kernenergie vollständig durch Braunkohle substituiert würde).

Schaubild 7: Entwicklung der Nettoimporte und des Primärenergieverbrauchs (PEV) 1990–2009, in % und in PJ



Der Anstieg der Importe ergibt sich nahezu zwangsläufig aus den begrenzten heimischen Reserven. Zusätzliche Verbrauchsmengen müssen fast ausschließlich über steigende Importe gedeckt werden. Exemplarisch für diese Situation ist die Entwicklung bei Erdgas. So lag die inländische Förderung von Erdgas im Jahr 2009 um 18,5% unter dem Niveau von 1990, während die Importe um gut 30% zulegten, so dass gegenwärtig knapp 80% aus Importen stammen.

Besonders auffällig sind die veränderten Versorgungsstrukturen bei der Steinkohle. Stammen 1990 noch über 90% aus heimischer Förderung, wird die inländische Nachfrage inzwischen zu gut zwei Dritteln aus Importen gedeckt.

Die Zunahme der Energieimporte erhöht die Abhängigkeit einer Volkswirtschaft von Preis- und Mengenbewegungen auf dem Weltmarkt. In gewis-

sen Grenzen können diese Risiken durch eine Diversifikation der Bezugsquellen abgemildert werden. Die Einfuhren der wichtigen Primärenergien verteilen sich daher gegenwärtig auf eine Vielzahl von Lieferländern.

So stammen die Erdgasimporte im Wesentlichen aus drei Ländern – Norwegen, den Niederlanden und Russland (bis 1991 Sowjetunion) – wobei sich die Struktur der Importe in den letzten 15 Jahren deutlich zugunsten der russischen und norwegischen Lieferungen verschoben hat; während Anfang der neunziger Jahre weniger als 95 TWh aus norwegischen Quellen stammten, erreichten die Lieferungen 2009 gut 360 TWh. Der quantitativ bedeutendste Lieferant ist allerdings Russland, das mit rund 373 TWh knapp 38% der Importe stellt (vgl. Tabelle 2). Beide Länder stellen zusammen gegenwärtig fast 75% des Gasaufkommens in Deutschland.

Tabelle 2: Bezugsstruktur der Energieimporte
1991 – 2009

Steinkohlen ¹ , in Mio. t	1991	1995	2000	2005	2009
Europa	6,9	7,4	12,6	10,7	5,8
Nordamerika	1,9	2,8	1,8	3,0	5,5
Südafrika	5,5	4,2	4,7	8,2	5,3
Russland	0,2	0,3	1,3	6,8	9,5
Pazifik	1,8	1,6	5,4	5,0	3,6
Übrige	0,6	1,6	8,5	7,5	8,5
Rohöl, in Mio. t					
Europa	22,7	39,1	31,6	33,8	25,3
Russland	14,0	20,6	29,8	38,2	34,6
Naher Osten	18,2	12,9	13,5	20,5	12,6
Afrika	27,1	23,6	21,3	7,7	7,8
Übrige	6,8	4,4	7,4	12,0	17,6
Erdgas, in TWh					
Niederlande	219,3	233,6	174,4	204,2	201,7
Norwegen	94,7	130,4	215,7	305,0	360,9
Russland	249,8	334,8	376,0	396,1	373,2
Übrige	9,4	16,2	57,5	44,9	50,7
Uran, in kt					2007
Frankreich	0,40	0,30	0,43	0,25	0,91
Kanada	0,06	0,10	0,30	1,34	0,80
Großbritannien	0,52	0,93	0,77	0,63	0,78
USA			0,33	0,79	0,36
Übrige	0,06	0,20		0,17	0,34

Quelle: Berechnungen von EEFA nach BGR, DESTATIS und AGEB, vgl. auch BMWi-Energiedaten, Tabellen 13, 17 und 19.

1 einschl. Steinkohlenbriketts und -koks.

Eine vergleichbare Bedeutung haben diese beiden Länder auch für die Erdölimporte: Ziemlich exakt die Hälfte des nach Deutschland importierten Rohöls stammt aus russischen und norwegischen Quellen. Die Bezüge aus OPEC-Staaten erreichen nicht einmal die Hälfte dieser Mengen.

An den Steinkohleneinfuhren sind in erster Linie Russland (24,9%) und die USA (14,3%) beteiligt. Größere Beiträge zur Marktversorgung stammen auch aus Südafrika (13,9%), Polen (10%) und Australien (9%).

Schließlich tragen erneuerbare Energiequellen immer stärker zur Bereitstellung von Primärenergie bei. In der Zeit zwischen 1990 und 2009 erhöhte sich der Anteil erneuerbarer Energieträger wie Wind, Wasser, Biomasse oder Fotovoltaik am Primärenergieverbrauch von 1,3% auf rund 8,9% (vgl. Schaubild 8). Erneuerbare Energieträger stammen in der Regel aus dem Inland, können aber auch in Form von Strom, Biomasse oder Biokraftstoffen importiert werden.

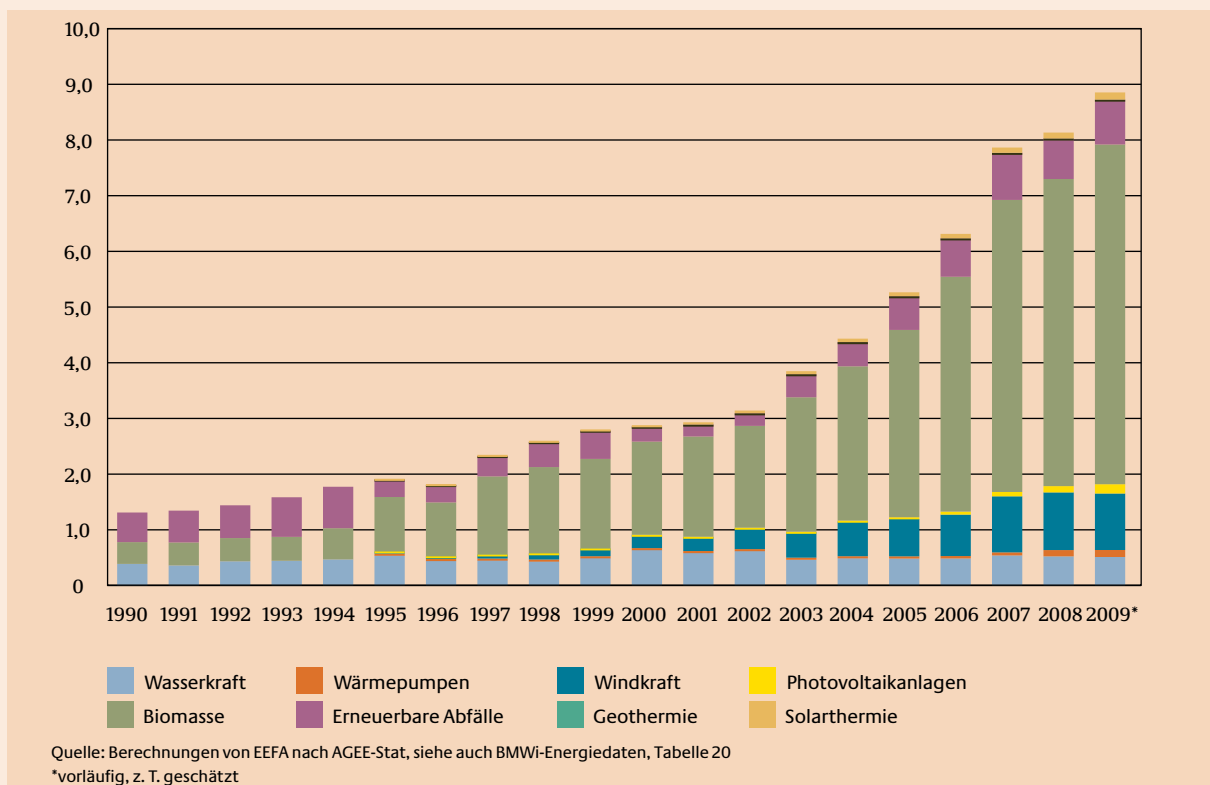
2.2. Verbrauch von Primärenergie in der Energieumwandlung

Die importierten oder im Inland gewonnenen Primärenergieträger können in der Regel nicht unmittelbar genutzt werden, sondern müssen verschiedene Umwandlungsprozesse durchlaufen, um schließlich in veredelter Form als Endenergie zum Antrieb von Maschinen, Fahrzeugen und Produktionsanlagen, als Prozessenergie oder zur Beheizung von Wohnungen und Gebäuden genutzt werden zu können (vgl. Schaubild 9, Seite 18).

Der quantitativ bedeutendste Teil dieser Umwandlungskette ist die Stromerzeugung. In der Elektrizitätserzeugung in Deutschland (vgl. Schaubild 10, Seite 19) dominiert gegenwärtig der Einsatz von Kernenergie (22,6%), Stein- (18,3%) und Braunkohle (24,6%).

Schaubild 8: Beitrag erneuerbarer Energiequellen zum Primärenergieverbrauch

1990 – 2009, in %

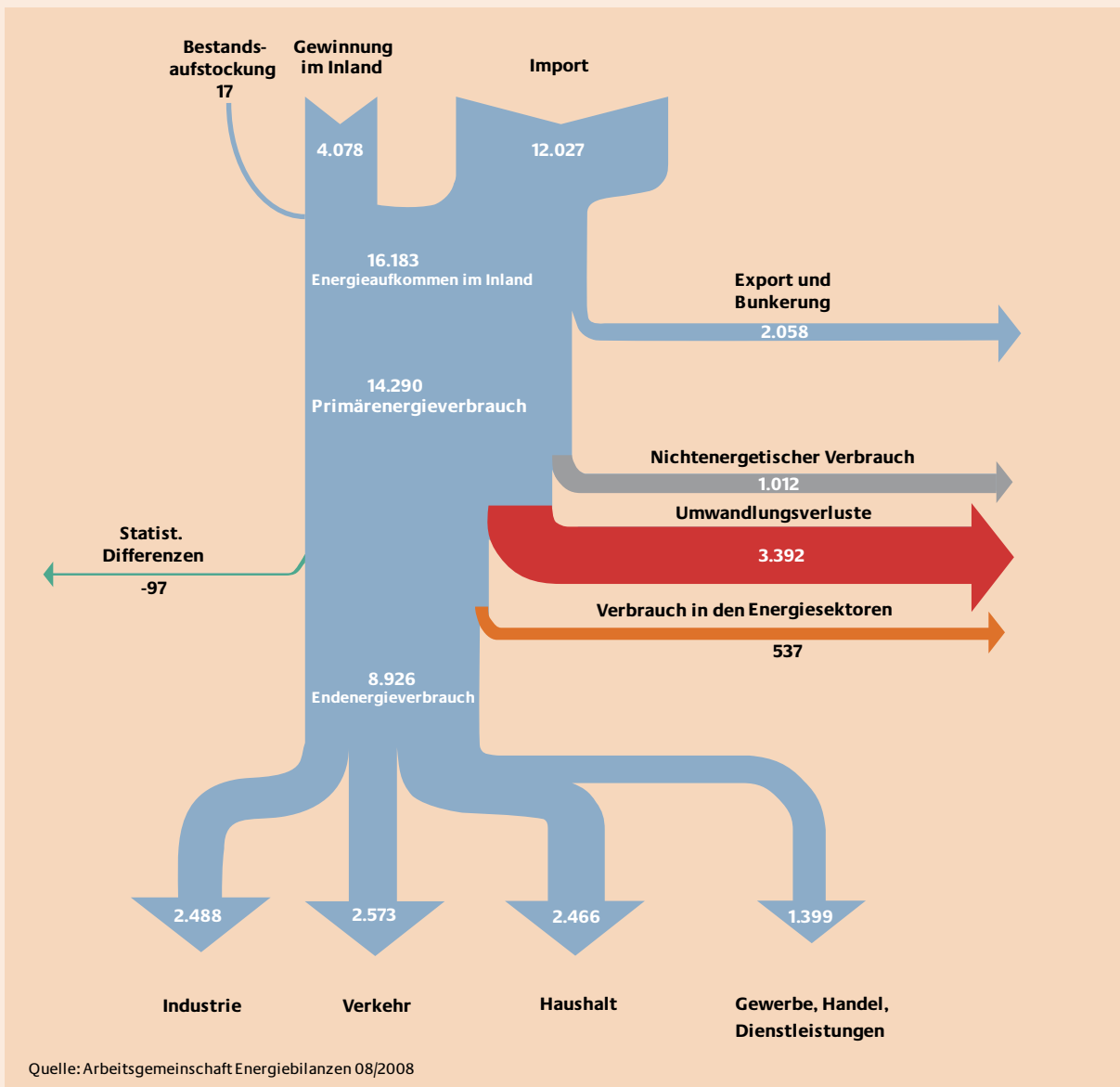


Diese Struktur ist das Ergebnis von langfristigen Investitionsentscheidungen und kurzfristigen Einsatzplanungen. Da die Lebensdauer der Anlagen je nach Brennstoff und Fahrweise 35 Jahre und mehr erreichen kann, ist die Zusammensetzung des Kraftwerks-parks zu einem bestimmten Zeitpunkt das Ergebnis ökonomischer, ökologischer, regionaler und energie-politischer Einflussfaktoren, die z. T. weit in die Ver-gangenheit zurückreichen. So ist die Entscheidung für den Bau von Steinkohlekraftwerken bei mehr als der Hälfte der gegenwärtigen Anlagen vor zwanzig Jah-ren und mehr gefallen; zu einer Zeit also, als für die

Steinkohleverstromung noch grundlegend andere Rahmenbedingungen galten als heute. Die kurzfris-tige Einsatzplanung der Kraftwerke im Rahmen eines gegebenen Anlagenparks hängt allein von den varia-blen Kosten (die von den Brennstoffkosten dominiert werden) ab.

Braunkohle, Kernbrennstoffe und Laufwasser verursachen im Vergleich zu anderen Brennstoffen relativ niedrige variable Kosten. Diese Stromerzeu-gungstechniken werden deshalb ausschließlich im Dauerbetrieb (zwischen 7.000 Stunden bei Braunkohle

Schaubild 9: Energieflussbild 2008
Deutschland, in PJ



und 8.000 Stunden bei Kernenergie) genutzt. Somit entfällt mehr als die Hälfte der Erzeugung auf diese drei Energieträger bzw. Techniken.

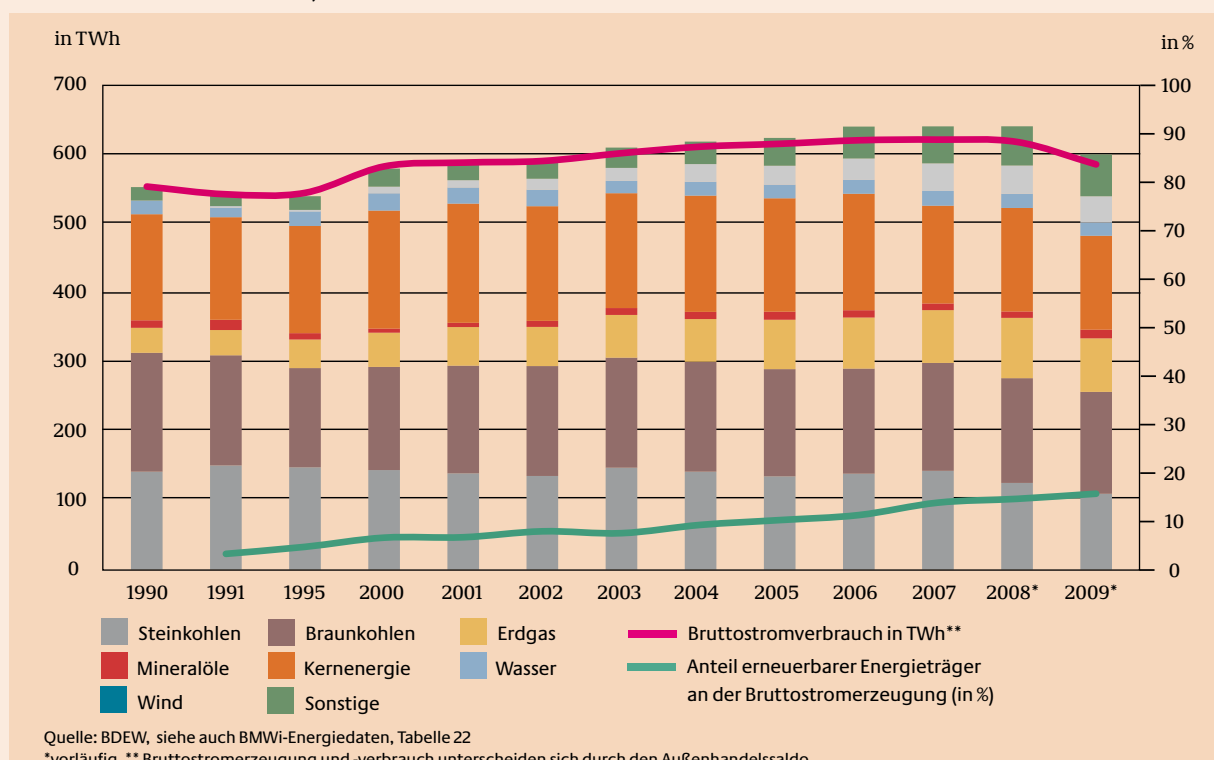
Für die Abdeckung der Lastspitzen sind diese Grundlast-Kraftwerke allerdings weder technisch noch ökonomisch geeignet, da sie im Betrieb hoch ausgelastet sind oder ihr Einsatz aus dem Reservebetrieb in der Regel erst nach längeren Startzeiten, also nicht auf Abruf erfolgen kann. Außerdem würden beim Einsatz von Grundlast-Kraftwerken in der Mittel- und Spitzenlast die Kapitalkosten exponentiell ansteigen. Für die Mittel- und Spitzenlast eignen sich daher vor allem Kraftwerke mit niedrigen Kapitalkosten, deren variable Kosten allerdings zum Teil deutlich über den entsprechenden Kosten der Grundlast-Kraftwerke liegen. Dazu gehören für den Bereich der Mittel- und Spitzenlast Kraftwerke auf Basis von Steinkohle und für die Abdeckung der Lastspitzen Erdgas und in engen Grenzen auch Heizöl.

Aus regenerativen Energiequellen wurden 2009 93,5 TWh an Strom bereitgestellt. Besonders dyna-

misch hat sich die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen entwickelt (vgl. Schaubild 11, Seite 20). Trotz vergleichbarer installierter Leistung (etwa 26 GW) trug die Windkraft zur Stromerzeugung 2009 allerdings mit rund 6% deutlich weniger bei als die Kernenergie (rund 23%). Insgesamt erreicht die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, gemessen am Bruttostromverbrauch, inzwischen eine Größenordnung von 16,1%. Gemessen an der Bruttostromerzeugung liegt der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2009 bei 15,6%.

Zur Erzeugung von 597 Mrd. kWh elektrischer Energie wurden im Jahr 2009 in den Kraftwerken (der allgemeinen Versorgung und der Industrie) Brennstoffe mit einem Energieäquivalent von 5.227 PJ eingesetzt; dies entspricht 39% des gesamten Primärenergieverbrauchs. Entsprechend der skizzierten Erzeugungsstruktur entfielen rund 28% des Energieeinsatzes in der Stromerzeugung auf Kernbrennstoffe, 26% auf Braunkohle, 18% auf Steinkohle und nur etwa 11% auf Gas sowie 16% auf übrige Energieträger (vgl. Tabelle 3, Seite 21).

Schaubild 10: Bruttostromerzeugung aller Kraftwerke in Deutschland nach Energieträgern
1990 – 2009, in TWh und in %



Erdgas und Steinkohle dominieren den Einsatz in der Fernwärmeerzeugung insbesondere auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung. Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme ist in Deutschland sowohl in der Industrie als auch in der öffentlichen Versorgung von Bedeutung. Gegenwärtig stammen etwa 11% der gesamten Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

2.3. Der Endverbrauch von Energie

Umfang und Struktur der Endenergienachfrage hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, die von der Industriestruktur über Siedlungs- und Verkehrsstrukturen bis hin zu Witterungsbedingungen reichen. Die historisch gewachsene Industriestruktur in Deutschland mit ihrem Schwerpunkt auf der Produktion von industriellen Grundstoffen wie Stahl, Zement, Chlor, Aluminium oder Kupfer prägt auch gegenwärtig noch den industriellen Energieverbrauch, auch wenn die Bedeutung dieser Prozesse im Verlauf des sektoralen Strukturwandels abgenommen hat. Dabei spielt neben Strom und Gas auch Kohle noch eine erhebliche Rolle, da wichtige Grundstoffe wie Rohstahl oder Zement unter Einsatz kohlenstoffhaltiger Energie-

träger gewonnen werden. Für den Endenergieverbrauch von zunehmender Bedeutung ist auch der Einsatz erneuerbarer Energieträger, deren Marktanteil sich von 2,9% im Jahr 1997 auf 10,1% im Jahr 2009 erhöht hat. Endverbraucher nutzen erneuerbare Energien im Wesentlichen in Form von Strom aus regenerativen Quellen, als Biomasse zur Wärmeerzeugung sowie in Form von Biokraftstoffen im Straßenverkehr.

Dominiert wird der Endenergieverbrauch auch heute noch von Kraftstoffen, Strom und Gas (vgl. Schaubild 12). Das quantitativ nach wie vor größte Marktsegment im Endenergieverbrauch ist Mineralöl, darunter vor allem dessen Verbrauch im Kraftstoffmarkt. Die Nachfrage nach diesen Energieträgern dient dem Antrieb von Fahrzeugen zum Transport von Personen und Gütern. Sie ist abhängig von der Verkehrsnachfrage, von technischen Entwicklungen, aber auch von den Kraftstoffpreisen. Die Preiselastizität der Kraftstoffnachfrage, die angibt, wie stark die Mengenreaktion der Verbraucher auf eine Preiserhöhung ausfällt, ist kurzfristig relativ niedrig. Sie kann jedoch langfristig über die Wahl der Fahrzeuggröße, den spezifischen Verbrauch und die

Schaubild 11: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen
2000 – 2009, in TWh

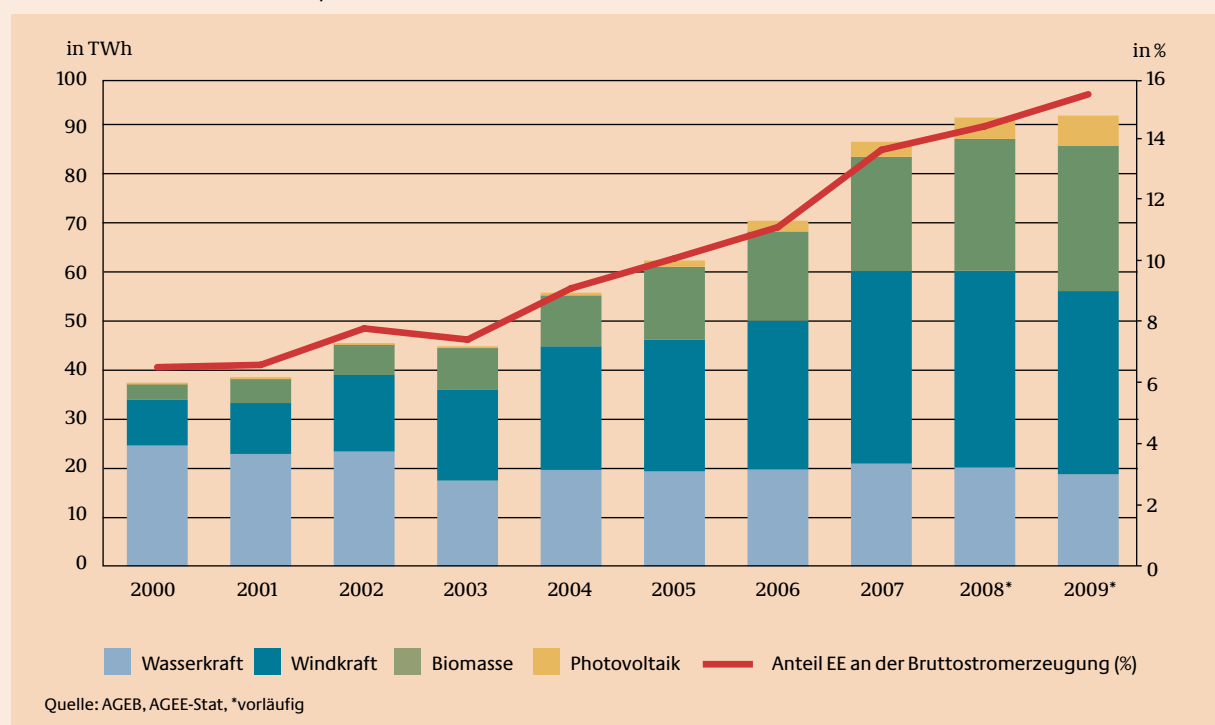


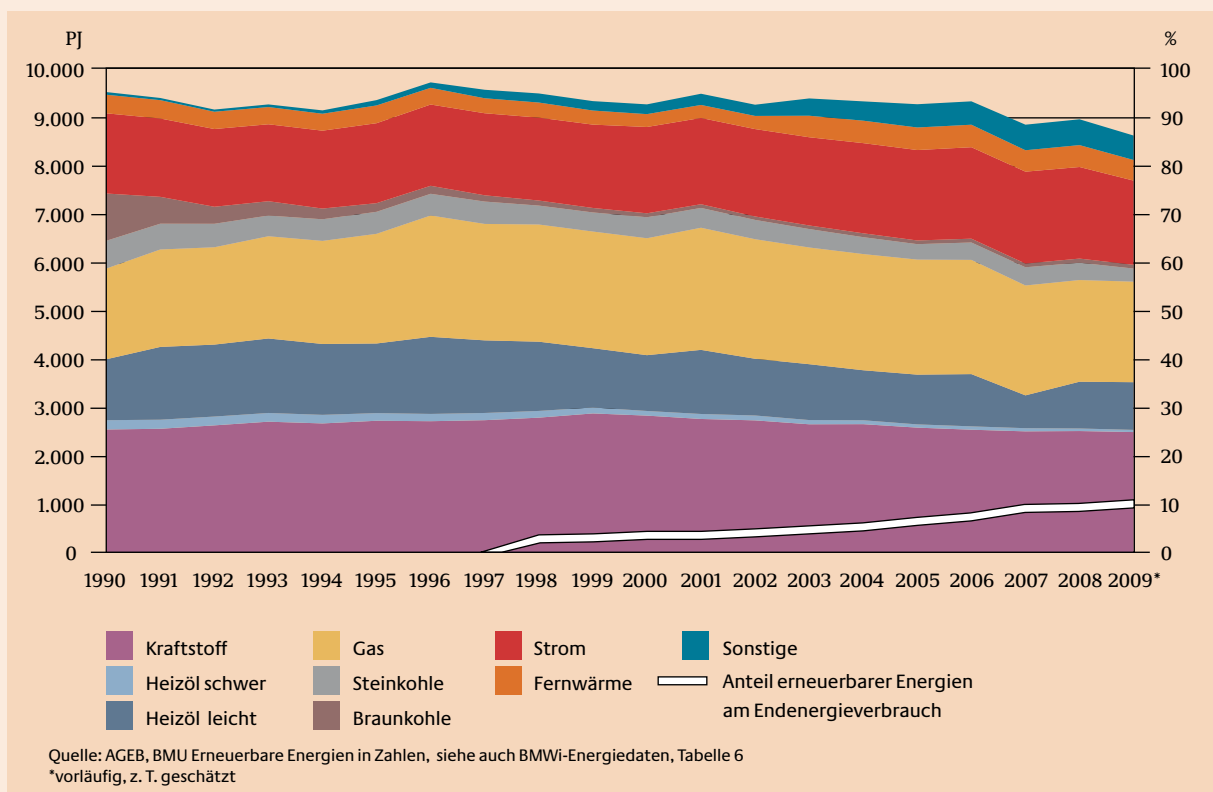
Tabelle 3: Einsatz von Energieträgern¹ bei der Stromerzeugung
1990 – 2009, in PJ und Anteile in Prozent

in PJ	1990	1995	2000	2005	2009*
Steinkohle	1.270	1.332	1.268	1.161	948
Braunkohle	1.731	1.455	1.420	1.458	1.378
Übrige feste Brennstoffe	64	60	96	145	201
Heizöl	108	84	71	92	72
Gase	435	431	481	586	639
Wasserkraft/Windkraft	58	104	149	277	521
Kernenergie	1.663	1.681	1.851	1.779	1.623
Insgesamt	5.329	5.147	5.336	5.498	5.382
Anteile in %					
Steinkohle	23,8	25,9	23,8	21,1	17,6
Braunkohle	32,5	28,3	26,6	26,5	25,6
Übrige feste Brennstoffe	1,2	1,2	1,8	2,6	3,7
Heizöl	2,0	1,6	1,3	1,7	1,3
Gase	8,2	8,4	9,0	10,7	11,9
Wasserkraft/Windkraft	1,1	2,0	2,8	5,0	9,7
Kernenergie	31,2	32,7	34,7	32,4	30,2
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100	100

Quelle: AGEb, vgl. auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 23

1 Primärenergieäquivalente, *vorläufig, z. T. geschätzt

Schaubild 12: Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern
1990 – 2009, in PJ



Antriebstechnik – Benzin oder Diesel – erheblich gesteigert werden. Dieser Umstand erklärt, dass der Kraftstoffverbrauch in den neunziger Jahren zunächst kräftig gewachsen ist, seit Ende der neunziger Jahre jedoch kontinuierlich zurückgeht.

Im Kraftstoffmarkt fällt dem Einsatz von Biokraftstoffen und hier vor allem von Biodiesel eine wachsende Bedeutung zu. Der biogene Anteil am gesamten Kraftstoffmarkt hat inzwischen einen Marktanteil von 6,2%, der Anteil von Biodiesel im Dieselmotor sogar knapp 8,2% erreicht.

Im Strommarkt schwanken seit Ende der neunziger Jahre die Wachstumsraten zwischen 0,2 und 1,6 %. Mit Ausnahme des krisenbedingten Rückgangs im Jahr 2009 um etwa 8 % gegenüber dem Vorjahr, hat der Netto-Stromverbrauch in den letzten Jahren um rund 0,8 % pro Jahr zugenommen, wobei das Wachstum vor allem von der Industrie und den Privaten Haushalten getragen wurde. Im Verkehr und in dem Sektor „Gewerbe, Handel und Dienstleistung“ (GHD) ist in den letzten Jahren eine mehr oder weniger ausgeprägte Stagnation festzustellen, die nur von konjunkturellen oder Witterungseinflüssen in einzelnen Jahren über- oder unterzeichnet wird.

Vergleichbare Entwicklungen gelten für den Gasverbrauch. Zwischen 1990 und 2009 lag die durchschnittliche Wachstumsrate bei etwas unter 1,2% pro Jahr. Die Entwicklung in den einzelnen Marktsegmenten verlief im Zeitraum allerdings nicht einheitlich. Die quantitativ bedeutendsten Wachstumsimpulse gingen von den Haushalten und vom GHD-Sektor aus. Der Absatz an den GHD-Sektor erhöhte sich seit 1990 um 20,6 TWh (74 PJ), an die Haushalte zur Beheizung von Wohnraum, zum Kochen und zur Aufbereitung von Warmwasser sogar um 78,6 TWh (283 PJ) (vgl. Tabelle 4). Insbesondere in diesen Verbrauchsbereichen wurden flüssige und feste Brennstoffe (leichtes und schweres Heizöl und Kohle) durch Erdgas ersetzt. Infolge der Substitutionsprozesse zugunsten des Erdgases, aber auch aufgrund autonomer Einsparungen im Wärme- und Kraftstoffverbrauch hat die Bedeutung des Mineralöls für den Endenergieverbrauch in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Der Absatz an

Mineralölprodukten an die Industrie verminderte sich gegenüber 1990 um mehr als 60 % auf 120 PJ im Jahr 2009.

Während die Verwendungsstruktur von Mineralölprodukten, Erdgas oder Strom relativ heterogen ist, können die Lieferungen von Kohle schwerpunktmäßig dem Einsatz in der Stahlindustrie zugeordnet werden. Dieser Industriezweig gehört mit zu den energieintensivsten Wirtschaftsbereichen und ist wegen der besonderen Produktionsverhältnisse in hohem Maße auf den Einsatz von Steinkohle und -koks angewiesen. Kohlenstoffhaltige Energieträger dienen bei der Erzeugung von Roheisen überwiegend als Rohstoff bzw. Reduktionsmittel und nur zum Teil als Brennstoff für verschiedene Hochtemperaturprozesse. Die Stahlindustrie ist mithin der wichtigste Absatzbereich für Steinkohle und -koks im Endverbrauch. Für den Verbrauch von Kohlen spielt neben verbrauchsdämpfenden Faktoren wie den enormen technischen Verbesserungen, die die Stahlindustrie seit 1990 erzielt hat, die Produktionsentwicklung eine entscheidende Rolle. Die Rohstahlproduktion, die in der Zeit von 1990 bis 2005 im konjunkturellen Verlauf zwischen 37,6 und 46,4 Mio. t schwankte, erreichte mit rund 48,6 Mio. t im Jahr 2007 ein neues Rekordergebnis.

Dann machten sich allerdings die Folgen der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise bemerkbar: Die Rohstahlproduktion sank bis zum Jahr 2009 um über 30% auf 32,7 Mio. t. Dementsprechend sank auch der Koksverbrauch in der Industrie um 2,1 Mio t SKE.

Im übrigen Wärmemarkt spielt der Einsatz von Kohle kaum noch eine Rolle. Die Haushalte setzen vor allem Braunkohlenbriketts, Steinkohle sowie in geringem Umfang auch Steinkohlenkoks und -briketts ein. Vom gesamten Verbrauch an Festbrennstoffen in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen in Höhe von 290 PJ entfallen mehr als 77% auf den Einsatz von Biomasse und hier insbesondere von Holz. Allein der Holzverbrauch der Privaten Haushalte wird nach einer Erhebung der GfK, die auch den Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zugrunde liegt, auf 13,7 Mio. t geschätzt.⁴

4 Vgl. AGE, Satellitenbilanz Erneuerbare Energieträger: Internet: <http://www.ag-energiebilanzen.de/>

Tabelle 4: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen

1990 – 2009, in PJ

Mineralölprodukte	1990	1995	2000	2005	2009*
Industrie	308	299	199	162	120
Verkehr	2329	2556	2681	2448	2363
Handel, Gewerbe	603	550	406	364	356
Haushalte	740	901	779	689	670
Endenergieverbrauch (gesamt)	3.980	4.306	4.065	3.664	3.508
Übrige	0,6	1,6	8,5	7,5	8,5
Gase					
Industrie	936	929	972	961	772
Verkehr	0	0	0	0	0
Handel, Gewerbe	301	406	454	398	375
Haushalte	633	925	984	1012	916
Endenergieverbrauch (gesamt)	1.870	2.260	2.410	2.371	2.063
Kohle¹					
Industrie	884	490	459	551	440
Verkehr	1	0	0	0	0
Handel, Gewerbe	289	51	23	19	20
Haushalte	428	200	220	228	270
Endenergieverbrauch (gesamt)	1.602	741	702	797	730
Strom					
Industrie	748	685	748	823	690
Verkehr	49	58	57	58	57
Handel, Gewerbe	434	447	504	473	488
Haushalte	422	458	470	509	500
Endenergieverbrauch (gesamt)	1.653	1.648	1.779	1.864	1.735
Übrige²					
Industrie	101	70	43	114	110
Verkehr	0	0	12	3	4
Handel, Gewerbe	122	125	91	198	149
Haushalte	160	171	131	154	161
Endenergieverbrauch (gesamt)	383	366	277	468	424

Quelle: Berechnungen von EEFA nach AGEB

1 inkl. Brennholz und sonstige feste Biomasse

2 Fernwärme und sonstige Energieträger (z. B. Biokraftstoffe im Verkehr)

*vorläufig, z. T. geschätzt

2.4. Der Endverbrauch nach Anwendungszwecken

Der Endenergieverbraucher ist nicht unmittelbar am Erwerb bestimmter Energieträger, sondern am Nutzen, den diese Energieträger im Haushalt oder industriellen Produktionsprozess stiften, interessiert. Die Kraftstoffnachfrage der privaten Haushalte beispielsweise dient letztlich der Befriedigung der Mobilitätsbedürfnisse, der Einsatz elektrischer Energie in der Industrie kann zur Deckung der Nachfrage an Prozess- oder Wärmeenergie zum Betrieb von Elektrolysen (Aluminium oder Chlor usw.) oder Elektrostahlöfen dienen oder den Bedarf an Antriebsleistung (Elektromotoren, Pumpen, Kompressoren oder Mahlanlagen) befriedigen.

Der Prozess der Umwandlung endet somit nicht mit der Lieferung von Energie an die Letztverbraucher. Vielmehr wandeln diese unter Einsatz unterschiedlicher Kapitalgüter (Industrieanlagen, Pkw oder

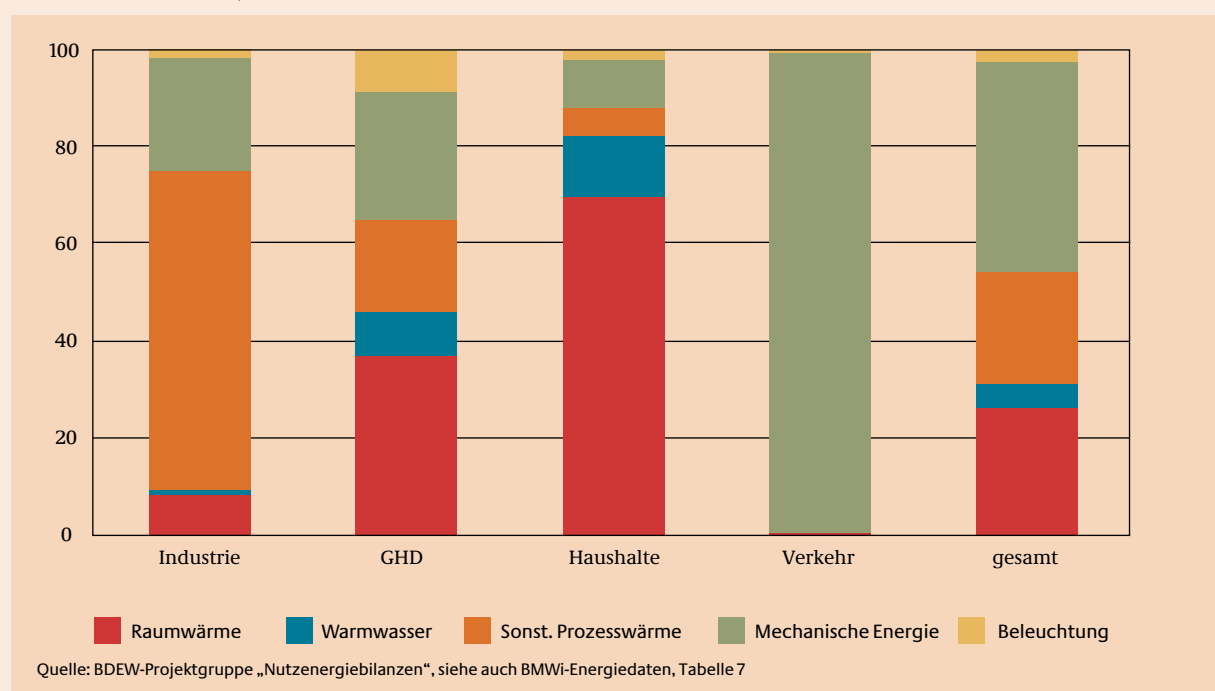
Heizungsanlagen) die End- in Nutzenergie um, also z. B. Strom in Antriebsenergie oder Licht. Der Endenergieverbrauch kann nach den Anwendungsbereichen:

- ▶ Raumwärme
- ▶ Warmwasser
- ▶ sonstige Prozesswärme (ohne Warmwasser)
- ▶ mechanische Energie und
- ▶ Beleuchtung

differenziert werden. Dabei zeigt sich ein relativ heterogenes Bild der Nutzenergieverwendung (vgl. Schaubild 13). In der Industrie wird der mit Abstand größte Teil des Energieverbrauchs als Prozesswärme (66%) und zu Antriebszwecken (24%) genutzt. Hingegen dominiert bei den Privaten Haushalten der Einsatz zur Beheizung von Wohnraum mit einem Anteil von 70% am gesamten Energieverbrauch. Im Verkehrssektor werden mehr als 99% als mechanische (Antriebs-)Energie genutzt.⁵

⁵ Eine kommentierte Darstellung der Nutzenergiebilanzen findet sich in P. Tzscheutschler, M. Nickel, I. Wernicke und H.G. Buttermann (2008), Energieverbrauch in Deutschland in BWK Bd. 60, Nr. 3, S. 46–51: Springer VDI Verlag.

Schaubild 13: Endenergie nach Anwendungsbereichen
2007, in %



3 Energieeffizienz

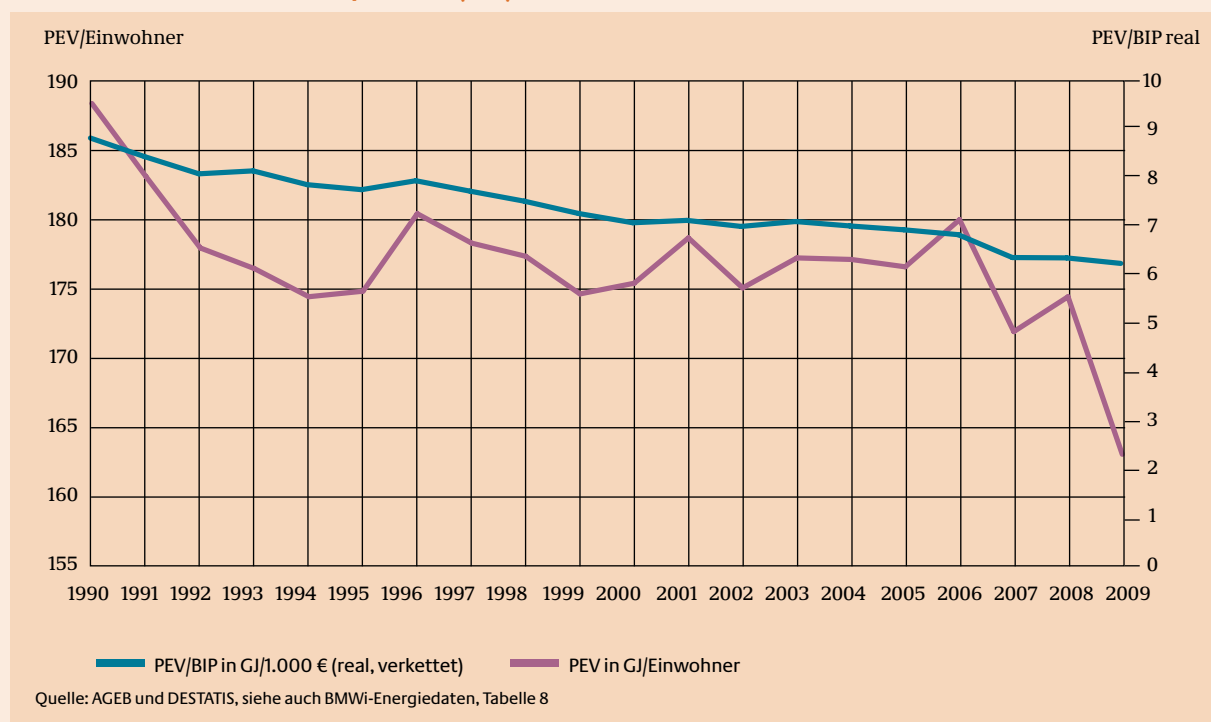
Die Steigerung der Energieeffizienz steht gegenwärtig ganz oben auf der energie- und umweltpolitischen Agenda. Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig und einfach. Effizienzverbesserungen benötigen nicht nur Zeit, sondern erfordern in der Regel auch den Einsatz innovativer Technologien und damit den vermehrten Einsatz von Sachkapital.

3.1. Gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz

Die alleinige Betrachtung des Primärenergieverbrauchs als absolute Größe stellt weder im Rahmen internationaler Vergleiche noch zur Beurteilung der energiewirtschaftlichen Entwicklung eines Landes im Zeitverlauf eine geeignete Basis dar. Aussagekräftiger erscheint der Primärenergieverbrauch pro Kopf sowie das Verhältnis zwischen Energieverbrauch einerseits und Wirtschaftsleistung andererseits, hier gemessen als das Verhältnis von Primärenergieverbrauch zum Bruttoinlandsprodukt (Energieintensität).

Seit 1990 konnte die gesamtwirtschaftliche Energieintensität im Jahresdurchschnitt um knapp 2% vermindert werden. Um 1.000 € Bruttoinlandsprodukt zu erwirtschaften, müssen deshalb heute nur noch 6,2 GJ an Primärenergie eingesetzt werden; 1990 waren es noch 8,7 GJ (vgl. Schaubild 14). Die Gründe für diese Entwicklung sind vielfältig; sie reichen von den einmaligen Effizienzgewinnen im Rahmen des Modernisierungs- und Restrukturierungsprozesses der ostdeutschen Wirtschaft nach der Wiedervereinigung über kontinuierliche Verbesserungen der Produktions- und Verbrauchsprozesse bis hin zu Substitutionsprozessen, in deren Folge auch die Effizienz der Energienutzung erhöht werden konnte. Hinzu kommen Verschiebungen in der Produktionsstruktur sowohl zwischen den (intersektoral) als auch innerhalb (intra-sektoral) der Wirtschaftszweige.

Schaubild 14: Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland je Einwohner und je 1.000 Euro Bruttoinlandsprodukt (BIP) 1990 – 2009



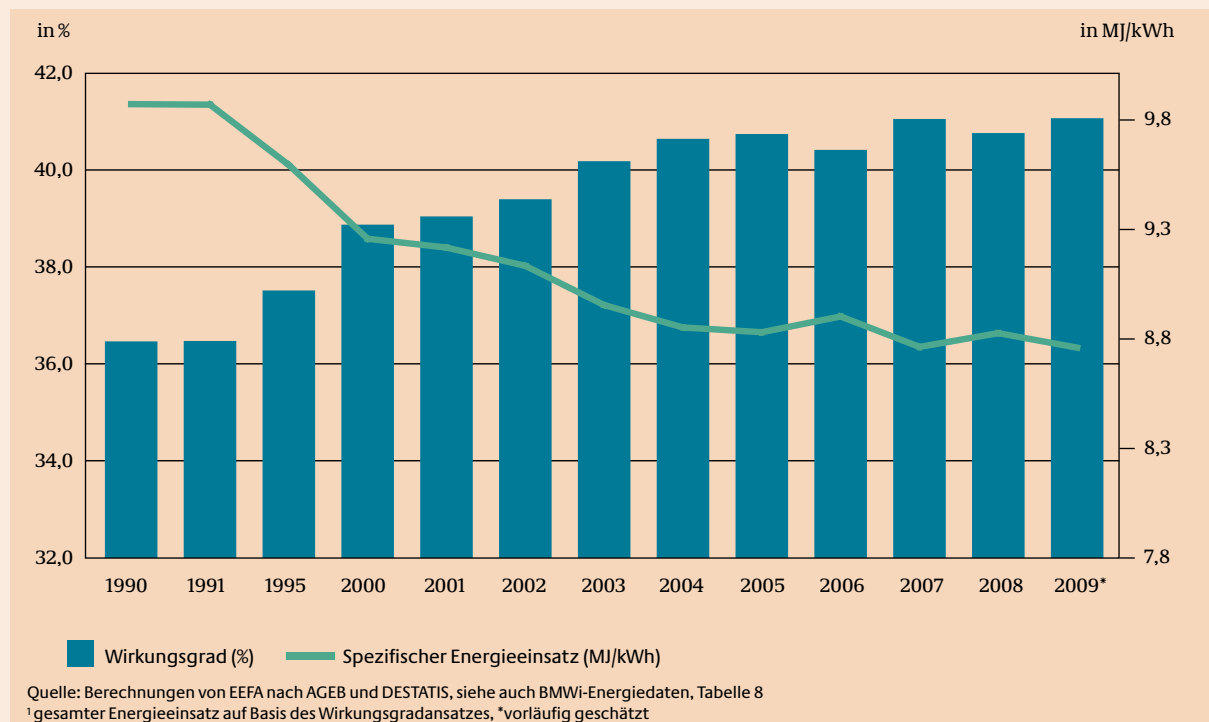
3.2. Effizienz der Stromerzeugung

Von 1990 bis 2009 konnte der spezifische Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung deutlich verringert werden; betrug der Brennstoffeinsatz pro netto erzeugter Kilowattstunde 1990 noch 9,9 MJ, so wurden 2009 nur noch 8,8 MJ benötigt. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung – hier definiert als das Verhältniss der Bruttostromerzeugung zum gesamten Energieeinsatz – hat sich infolgedessen bis 2009 auf 41,1% erhöht. Zum Vergleich: 1990 lag diese Effizienz der Brennstoffausnutzung in der Stromerzeugung noch bei 36,5% (vgl. Schaubild 15). Eine Verringerung des spezifischen Brennstoffverbrauchs ist im Rahmen des bestehenden Kraftwerksparks nur mit erheblichen Zusatzkosten zu erreichen. Daher tritt eine signifikante Steigerung des Wirkungsgrades erst mit dem Ersatz technisch und wirtschaftlich veralteter Anlagen durch moderne neue Kraftwerksneubauten ein. Dieser kapitalgebundene technische Fortschritt war in dem hier analysierten Zeitraum vor allem in der Zeit von 1991 bis 1997 in Ostdeutschland relevant, da dort ein erheblicher Teil der Altanlagen stillgelegt und durch hocheffiziente Neuanlagen ersetzt wurde.

3.3. Energieeffizienz im Endenergieverbrauch

Zur Bildung geeigneter Effizienzindikatoren werden im Endverbrauch unterschiedliche Bezugsgrößen herangezogen, die die speziellen Einsatzbedingungen von Energie in den jeweiligen Sektoren widerspiegeln. Auf der Ebene der Industrie oder des Gewerbes wird in der Regel eine wertmäßige Leistungsgröße wie etwa der Bruttowertschöpfungsleistung als Bezugsgröße zur Ableitung der Energieeffizienz gewählt. Im Verkehrssektor wird der Energieverbrauch typischerweise auf die Verkehrsleistung (in Tonnen- oder Personenkilometern) bezogen, da diese Größe einerseits die transportierten Gütermengen bzw. die Anzahl der beförderten Personen sowie die zurückgelegten Entfernungen berücksichtigt. Im Motorisierten Individualverkehr (MIV), der nach wie vor den Energieverbrauch zu Verkehrszwecken dominiert, stellt der spezifische Kraftstoffverbrauch (in l/100 km) der Fahrzeugflotte bzw. der Neuzulassungen eine eher technisch determinierte, wenngleich allgemein anerkannte Effizienzkennziffer dar. Bei den Privaten Haushalten erscheint es zweckmäßig, als Effizienzindikator den spezifischen Energieverbrauch

Schaubild 15: Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der Stromerzeugung¹ in Deutschland 1990 – 2009, in % und MJ/kWh



je m² Wohnfläche heranzuziehen, da der größte Teil des Verbrauchs der Raumheizung dient.

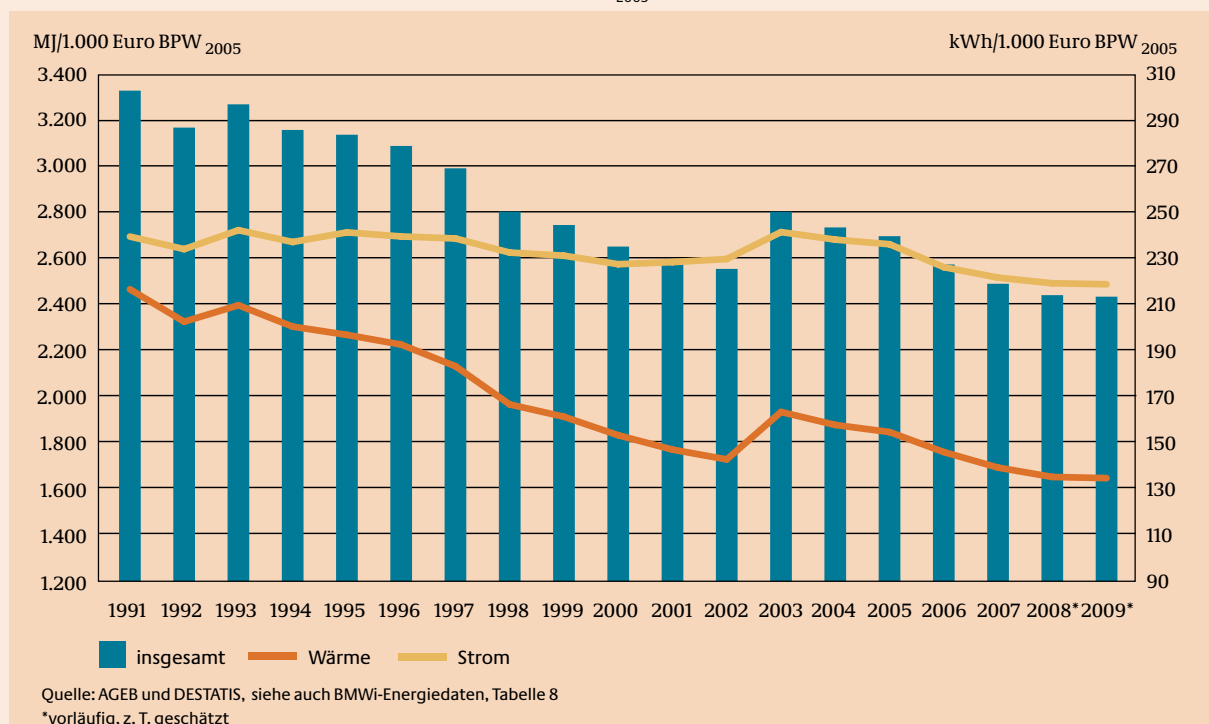
3.3.1. Industrie

Die Verbesserung der Energieeffizienz trägt schon seit Langem dazu bei, dass der Energieverbrauch und die Industrieproduktion sich deutlich entkoppelt haben. Insbesondere jene Industriebereiche, die im internationalen Wettbewerb stehen, unternahmen seit Jahrzehnten erhebliche Anstrengungen, die Effizienz ihrer Produktionsprozesse zu verbessern, da der Einsatz des Produktionsfaktors Energie immer kostenintensiver geworden ist. Insgesamt konnte die Industrie ihre Energieintensität von 1991 bis 2009 um knapp 27% auf etwa 2439 MJ je 1 000 € Bruttoinlandsprodukt (in Preisen von 2005) verringern. Dahinter stehen allerdings überdurchschnittlich hohe Einsparungen beim Brennstoffeinsatz und teilweise nur sehr moderate Verbrauchsrückgänge beim spezifischen Stromverbrauch. Ursächlich dafür ist, dass eine Verbesserung der Energieeffizienz in vielen Wirtschaftszweigen oftmals nur durch Einsatz neuer Energiespar-

techniken zu erreichen ist und viele der eingesetzten Verfahren, die der Einsparung von Brennstoffen dienen, den spezifischen Stromverbrauch erhöhen. Aber auch gestiegene Anforderungen an den Umweltschutz sowie der anhaltende Trend zur Automatisierung und elektronischen Steuerung von Produktionsprozessen haben dazu beigetragen, dass die Stromsparpotenziale zu einem Teil durch die vermehrte Nutzung dieses Energieträgers in neuen Anwendungsgebieten kompensiert wurden. So sank der spezifische Stromverbrauch der Industrie im Zeitraum 1991 bis 2009 mit einer jahresdurchschnittlichen Rate von 0,5%. Zum Vergleich: Die Intensität des Brennstoffeinsatzes konnte im gleichen Zeitraum um fast 2,2 % gesenkt werden (vgl. Schaubild 16).

Die Verringerung der industriellen Energieintensität lässt sich nicht allein als Steigerung der Energieeffizienz interpretieren. Zum einen kann die Beziehung zwischen dem Energieverbrauch und der Produktionsentwicklung von Verschiebungen der Nachfrage zwischen einzelnen Wirtschaftszweigen und zum anderen von Umschichtungen innerhalb der Produkt-

Schaubild 16: Entwicklung der Energieeffizienz der Industrie in Deutschland (Energieverbrauch je Einheit Bruttoproduktionswert (BPW) in Preisen von 2005) 1991 – 2009, MJ bzw. kWh/1.000 Euro BPW₂₀₀₅



palette geprägt werden: Der beobachtete Anstieg der Energieeffizienz kann daher neben technischen Verbesserungen auch Ausdruck des inter- bzw. intrasektoralen Strukturwandels sein.

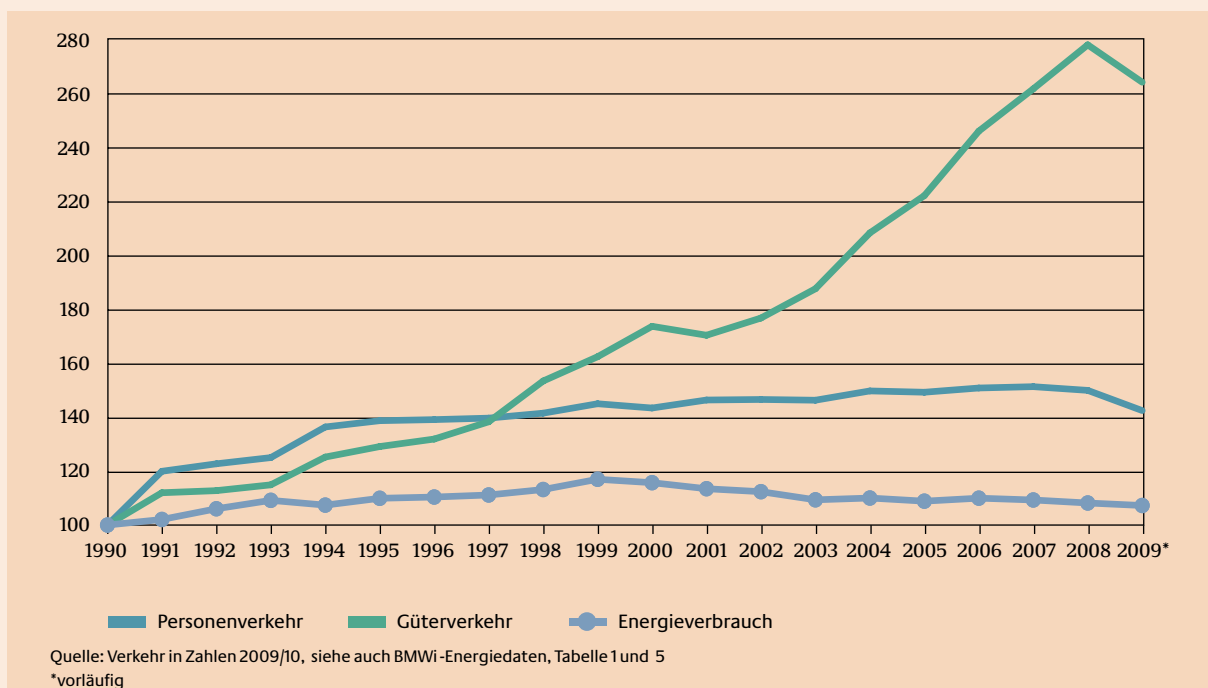
Die Betrachtung einzelner Wirtschaftszweige stellt eine mögliche Lösung dar, die technisch bedingte Verbesserung der Energieeffizienz genauer sichtbar zu machen. In der Zementindustrie beispielsweise haben Investitionen in moderne Drehrohröfen, der Trend zu größeren Ofeneinheiten sowie die sukzessive Verdrängung energieintensiver Herstellungsverfahren zu deutlichen Effizienzverbesserungen geführt. Seit 1991 ist der spezifische thermische Brennstoffbedarf der Zementproduktion um mehr als 6% auf rund 2764 kJ/kg Zement (2008, aktuellere Daten liegen noch nicht vor) zurückgegangen. Auch in der Stahlindustrie konnten beachtliche Steigerungen der Energieeffizienz auf allen Stufen des Produktionsprozesses erzielt werden. Zur Produktion einer Tonne Rohstahl waren 1990 noch fossile Brennstoffe und elektrische Energie mit einem Energieäquivalent von 18,3 GJ nötig, gegenwärtig liegt der spezifische Einsatz bei etwa 15,7 GJ, was einem Rückgang von 14,1% entspricht.

3.3.2. Verkehr

Dem Verkehrssektor fällt in allen hochentwickelten Volkswirtschaften, die durch zunehmende Arbeitsteilung charakterisiert sind, eine große und ständig wachsende Bedeutung zu. Der Energieverbrauch im gesamten Sektor Verkehr hat seit 1990 um etwa 172 PJ zugenommen, damit erhöhte sich sein Anteil am gesamten Endenergieverbrauch von 25% (1990) auf etwa 30% (2009).

Das Verkehrsaufkommen ist in der Vergangenheit sowohl beim Gütertransport als auch beim Personenverkehr kräftiger gestiegen als der Energieverbrauch (vgl. Schaubild 17). Die Gründe für die Entkoppelung von Energieverbrauch und Verkehrsleistung sind vielfältig und werden vom Strukturwandel im Verkehrsbereich überlagert, der in der Vergangenheit im Personenverkehr durch den Trend zum Motorisierten Individualverkehr und im Güterverkehr durch die Verlagerung von der Schiene auf die Straße gekennzeichnet war.

Schaubild 17: Verkehrsleistungen Personen-/Güterverkehr und Energieverbrauch in Deutschland 1990 – 2009, Index 1990 = 100



Im Motorisierten Individualverkehr beispielsweise werden Effizienzsteigerungen innerhalb von rund 15 Jahren wirksam, da der gesamte Bestand an älteren Fahrzeugen in diesem Zeitraum durch effizientere Neufahrzeuge ersetzt werden kann. Je nach Alter des stillgelegten Fahrzeugs konnte mit diesem Ersatz eine erhebliche Verbrauchsreduktion verbunden sein; so beträgt nach Angaben des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) der Durchschnittsverbrauch neu zugelassener Fahrzeuge mit Otto-Motor gegenwärtig nur noch rund 6,5 Liter/100 km, während vor fünfzehn Jahren neu zugelassene Fahrzeuge noch fast 1,5 Liter/100 km mehr benötigten (vgl. Schaubild 18).

Für den Personenverkehr kommt hinzu, dass mit dem Dieselmotor eine Technik zur Verfügung steht, die im Vergleich zum Ottomotor deutlich effizienter ist und in den letzten Jahren massive Marktanteile gewinnen konnte. Lag der Anteil der Neuzulassungen von Dieselfahrzeugen Mitte der neunziger Jahre noch bei 15%, wird gegenwärtig etwa jeder dritte Pkw mit einem Dieselmotor neu zugelassen. Diese Bestands-

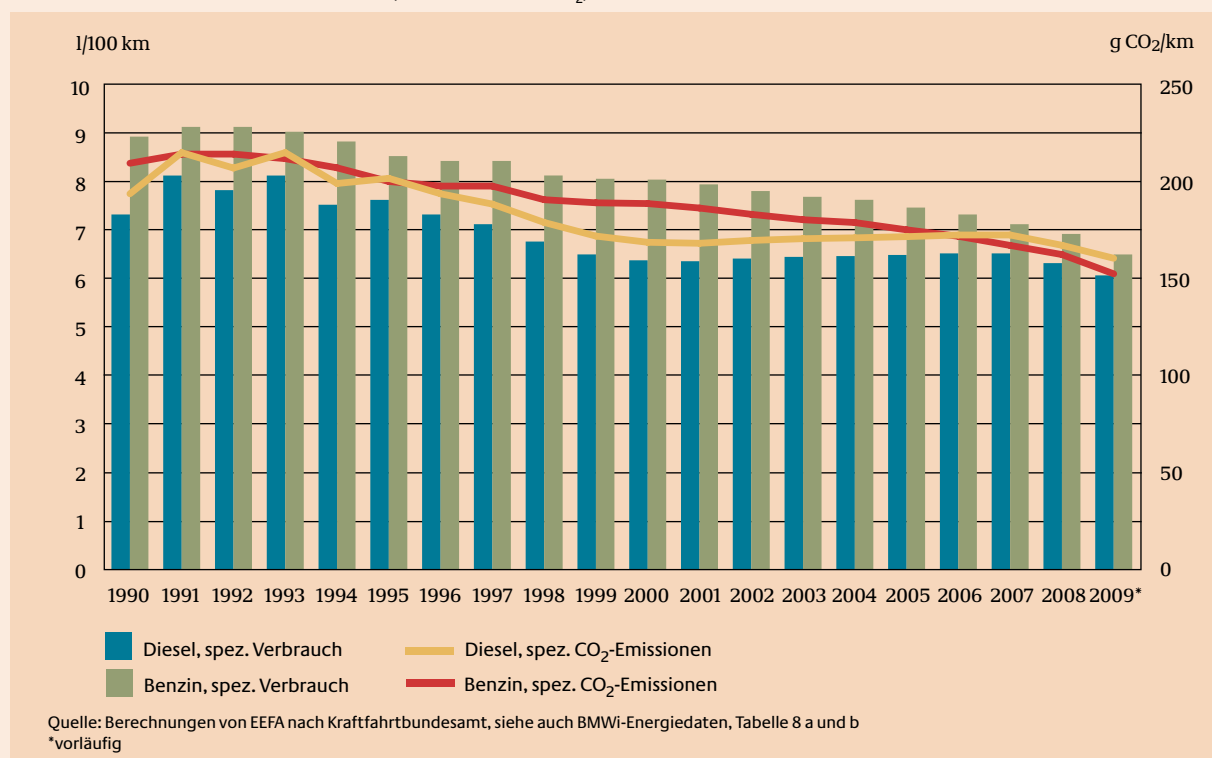
umschichtung ist mit deutlichen Effizienzgewinnen und Verbrauchseinsparungen verbunden.

Verstärkt wird dieser Effizienzeffekt noch dadurch, dass die Nachfrage nach Kompaktfahrzeugen der unteren Mittelklasse in den letzten Jahren überproportional zugenommen hat, wohingegen die Zulassungen in hubraumstärkeren Fahrzeugklassen rückläufig waren. In diesem Käuferverhalten dürften sich die schon seit längerem zu beobachtenden kontinuierlichen Preissteigerungen bei Kraftstoffen niederschlagen. Forciert wurde dieser Effekt im Jahr 2009 durch die sog. Abwrackprämie, so legte das Segment der Kleinwagen laut Kraftfahrtbundesamt bei den Neuzulassungen um 65,7% zu, während etwa der Anteil der Sportwagen um 26% rückläufig war.

3.3.3. Haushalte

Der Energieeinsatz der Privaten Haushalte umfasst die Verbräuche für die Raumheizung, Warmwasseraufbereitung und sonstige Prozesswärme (z. B. Kochen),

Schaubild 18: Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen bei Pkw-Neuzulassungen in Deutschland 1990 – 2009, in Liter/100 km und g CO₂/km



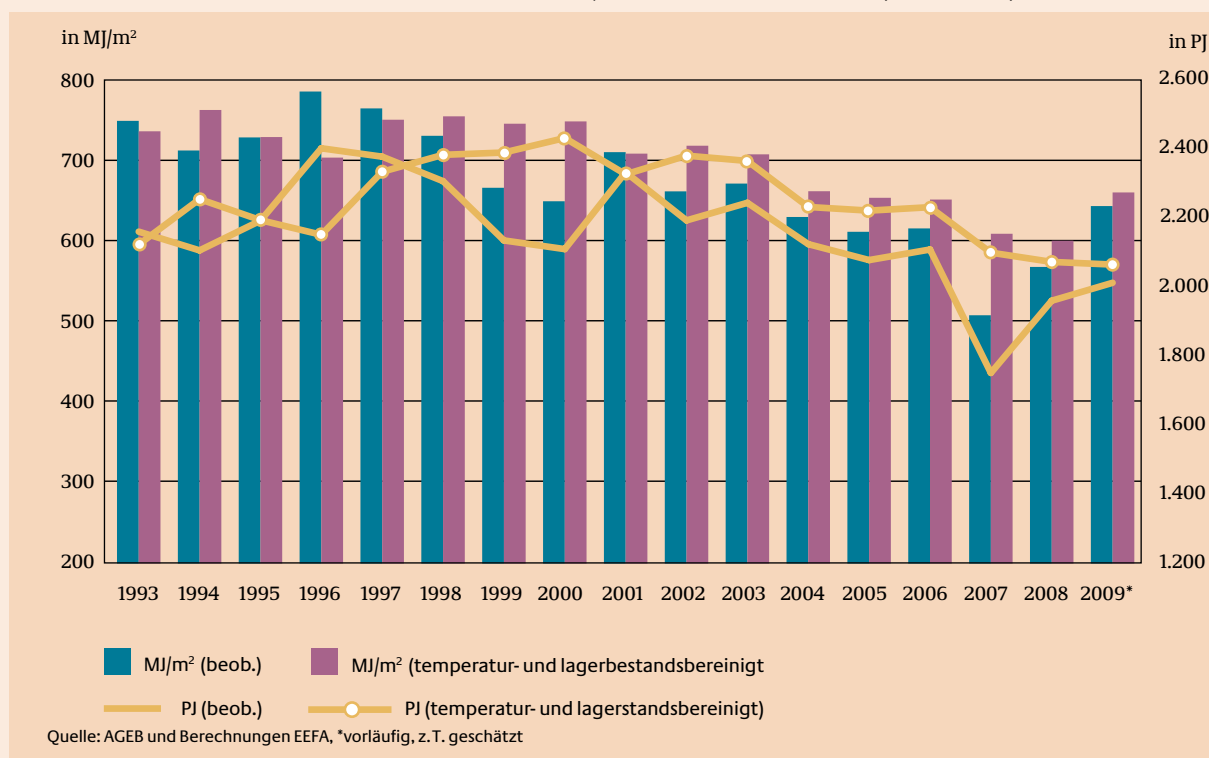
den Betrieb von Haushaltsgeräten und Beleuchtungszwecke. Dominierender Anwendungszweck ist mit einem Anteil von etwa 73% am Endenergieverbrauch⁶ des Sektors die Beheizung von Wohnraum, auf den sich die folgenden Ausführungen konzentrieren. Der Energieverbrauch für Raumwärmezwecke ergibt sich formal aus der Zahl der beheizten Wohnungen, der durchschnittlichen Fläche pro Wohnung sowie dem spezifischen Wärmeverbrauch pro m² Wohnfläche.

Der spezifische Wärmeverbrauch pro m² Wohnfläche ist die zentrale Effizienzkennziffer in diesem Verbrauchssegment, da dieser eine Vielzahl von Einflussgrößen widerspiegelt, die sich relativ grob in einerseits überwiegend technisch/rechtlich vorgegebene Faktoren und andererseits ökonomische Faktoren unterteilen lässt. Zur ersten Kategorie zählt der in W/m² gemessene Wärmebedarf sowie der Wirkungsgrad der Heizungsanlage, zur zweiten Kategorie gehören die Jahresbenutzungsstunden sowie die Kosten des jeweiligen Heizsystems.

Der Einfluss der Witterungsverhältnisse, speziell der Außentemperaturen, spiegelt sich im Verlauf des spezifischen Energieverbrauchs für die Raumheizung deutlich wider. In Jahren mit langer Heizperiode infolge eines harten Winters ist der spezifische Energieverbrauch durch deutliche Ausreißer nach oben gekennzeichnet. Hingegen ist in wärmeren Jahren wie 2000 und 2007 der beobachtete spezifische Raumwärmebedarf nach unten verzerrt. 2009 fiel diese Abweichung wegen kälterer Temperaturen wiederum geringer als in den Vorjahren aus. Schaubild 19 zeigt, dass sich der beobachtete spezifische Energieverbrauch der Privaten Haushalte für die Raumheizung (ohne Strom) seit 1993 um 184 MJ/m² auf etwa 645 MJ/m² vermindert hat. Zur Bewertung des tatsächlichen Energieverbrauchs der Privaten Haushalte müssen zusätzlich die Bestandsveränderungen der lagerfähigen Energieträger (Heizöl, Kohle oder Holz) mit in den Blick genommen werden. Bezieht man die Schätzungen über die statistisch nicht erfassten Vorratsveränderungen mit in die Betrachtung ein, so ergäbe sich 2009 gegenüber den

⁶ Vgl. dazu BDEW (2008), Energie Info - Endenergieverbrauch in Deutschland 2007, Internet: <http://www.ag-energiebilanzen.de/>

Schaubild 19: Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs Privater Haushalte in Deutschland 1993 – 2009 in kWh/m² Wohnfläche und in TWh (ohne Strom)



beobachteten Werten ein um 77 MJ höherer temperatur- und lagerbestandsbereinigter Verbrauch pro m² Wohnfläche.

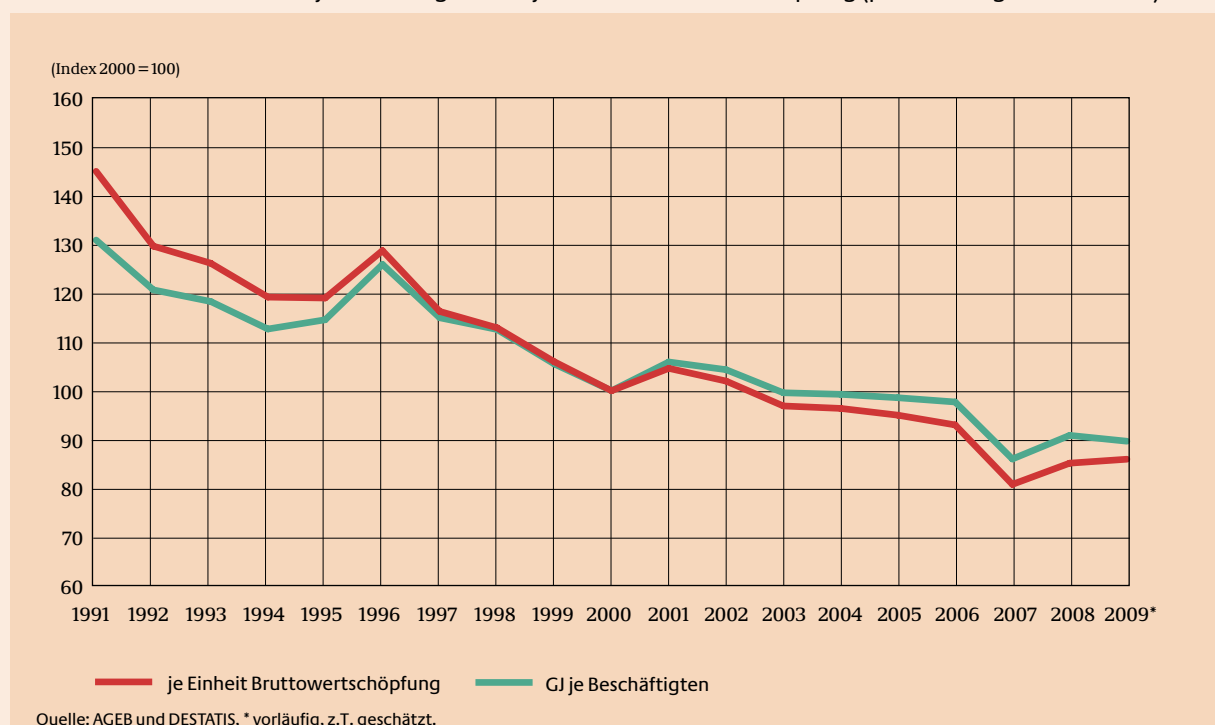
3.3.4. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Der Energieverbrauch im GHD-Sektor ist vergleichsweise heterogen. Diese Gruppe von Energieanwendern unterscheidet sich nicht nur hinsichtlich des Verbrauchsniveaus und seiner -struktur, sondern vor allem im Hinblick auf die Determinanten. Der größte Teil der Energie wird für Raumwärme (z. B. Banken, Versicherungen) eingesetzt und ist von seiner Ausprägung und seinen Determinanten der Effizienzentwicklung deshalb eng verwandt mit dem Energieverbrauch bei den Privaten Haushalten.

Auch in den übrigen Bereichen des GHD-Sektors besteht zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung eher ein loser Zusammenhang. Energie wird zum Antrieb von Maschinen (z. B. Landwirtschaft, Handel) oder auch als Produktionsfaktor zur Bereitstellung von Dienstleistungen verwendet. Entsprechend unterschiedlich sind die Einflussfaktoren der Energieintensität in diesem Sektor.

Von 1990 bis 2009 ging die Energieintensität, bezogen auf die Zahl der Beschäftigten im GHD-Sektor, um etwa 30% zurück. Bezogen auf die Bruttowertschöpfung des Sektors (preisbereinigt) fiel der Rückgang des spezifischen Energieverbrauchs mit 40% noch deutlicher aus (vgl. Schaubild 20).

Schaubild 20: Entwicklung der Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
1991 – 2009, je Beschäftigten und je Einheit Bruttowertschöpfung (preisbereinigt, Kettenindex)



4 Energiepreise und -kosten

4.1. Energiepreise für Endverbraucher in Deutschland

In der öffentlichen Diskussion wird die Entwicklung der Energiepreise wenig differenziert wahrgenommen; als treibende Kraft für den Anstieg insbesondere der Strom- und Gaspreise gilt vielfach allein die Marktmacht großer Versorgungsunternehmen. Tatsächlich ist die Entwicklung jedoch wesentlich komplexer und wird nicht nur von den Kosten der Energiebeschaffung und -bereitstellung, sondern auch von zahlreichen Sonderbelastungen wie der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und aus Kraft-Wärme-Kopplung oder der Stromsteuer im Rahmen der ökologischen Steuerreform bestimmt. Im Folgenden sollen diese einzelnen Determinanten genauer untersucht werden.

4.1.1. Erzeugungskosten

Die Erzeugungskosten für die Bereitstellung von Sekundärenergieträgern, beispielsweise aus der Umwandlung von Rohöl, umfassen die Beschaffungskosten des Rohöls, Produktionskosten der Raffinerie und einen Gewinnaufschlag. In Abhängigkeit von der Verarbeitungsintensität (Destillation) des Rohöls stei-

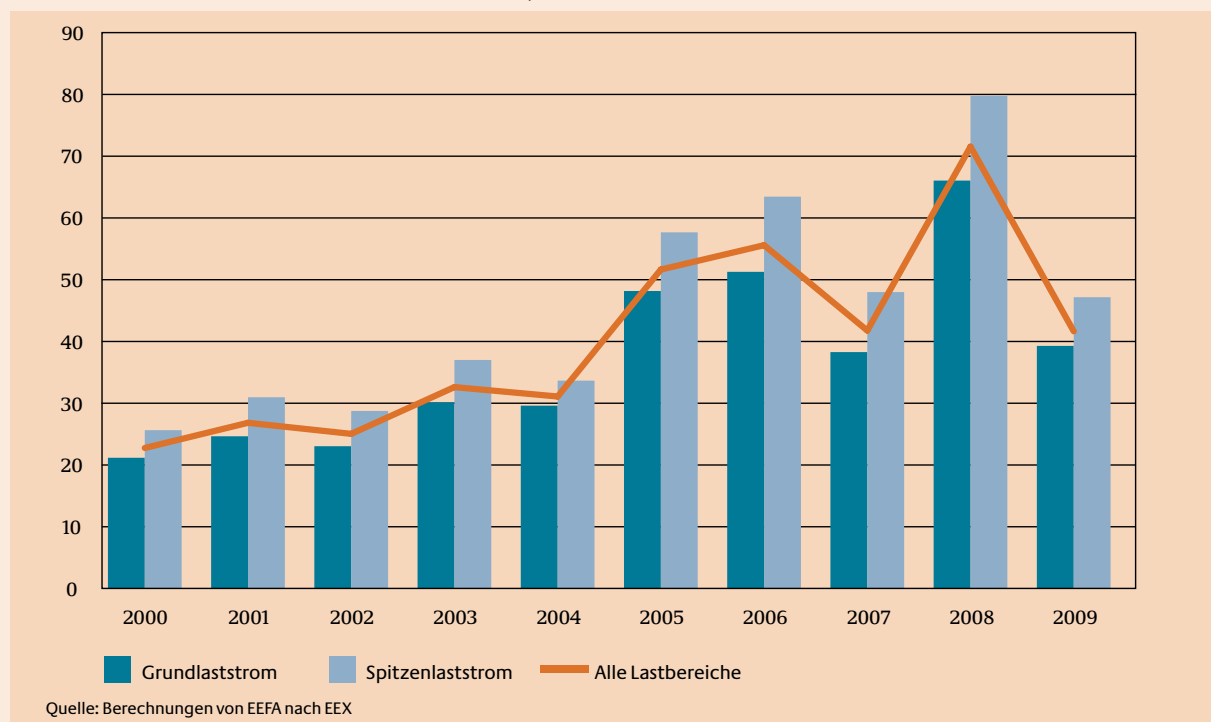
gen die Kosten von schwerem Heizöl über leichtes Heizöl bis hin zu den Kraftstoffen.

Ausgangspunkt der Strompreisbildung ist hingegen der Großhandelsmarkt, auf dem sich die Preise nach den kurzfristigen Grenzkosten der im Erzeugungssystem verfügbaren Kraftwerke („Merit Order“) bilden. Das Kraftwerk, das zur Abdeckung der jeweiligen Lastspitze gerade noch eingesetzt werden muss, hat nach der Grenzkostenpreisregel eine herausragende Bedeutung, da dessen Erzeugungskosten zugleich den Großhandelspreis für Strom festlegen.

Konkret sichtbar wird das Prinzip der Grenzkostenpreisbildung am Großhandelspreis der europäischen Strombörsen. Stromangebot und -nachfrage werden dort im Stundenrhythmus gehandelt und unter Markträumungsbedingungen zum Ausgleich gebracht. Der auf diese Weise ermittelte Gleichgewichtspreis reflektiert sowohl die Anforderungen der Verbrauchsseite als auch dessen Grenzkosten. Diese Grenzkosten werden im Wesentlichen durch die „variablen“ Brennstoffkosten (inkl. CO₂-Kosten) bestimmt; sie müssen durch den Betrieb des Kraftwerks mindestens erwirtschaftet werden.

Schaubild 21: Preisentwicklung für Strom an der Leipziger EEX

Jahresmittel 2000 – 2009, in Euro/MWh



Die Strompreise sind auf der Großhandelsebene nach einem Preisanstieg im letzten Jahr in 2009 wieder auf das Niveau von 2007 gesunken. So verringerte sich der Preis für die Lieferung von Grundlaststrom um 40% auf 39,1 €/MWh, für Spitzenlaststrom um 41% auf 47 €/MWh. Die Auswertung der Marktergebnisse an der Leipziger Strombörse EEX zeigt, dass der Großhandelspreis für Strom über alle Lastbereiche gemittelt in den Jahren von 2000 bis 2009 um 19 €/MWh auf 41,5 €/MWh gestiegen ist (vgl. Schaubild 21).

Die wesentlichen Gründe für diesen Preisanstieg liegen in der Zunahme der Brennstoffkosten (Gas und Steinkohle), aber auch in den Wirkungen des am 1. Januar 2005 eingeführten Emissionshandels.

4.1.2. Transport und Verteilung

Zum Transport leitungsgebundener Energieträger wie Strom oder Erdgas zu den Verbrauchern sind leistungsfähige Verteilernetze erforderlich. Beim Bau, aber auch bei der Instandhaltung bzw. Modernisierung dieser Netzinfrastruktur fallen Kosten an, die den Endkunden über die Netznutzungsentgelte angelastet werden.

Die Netznutzungsentgelte für Strom, die der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur unterliegen, enthalten auch die Kosten der Regelernergie, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität (konstante Frequenz des Wechselstroms) sowie zur Anpassung der Strombereitstellung an veränderte Nachfragesituationen erforderlich ist. Die Netzkosten lagen 2009 für Haushaltskunden (Niederspannung) bei 3,53 c/kWh, für Industriekunden (Hochspannung) hingegen bei 1,4 c/kWh. Je nach Netzbetreiber und Abnahmefall (Ausnutzungsdauer und Abnahmemenge) können die Netzentgelte im Einzelfall stark von den genannten Mittelwerten abweichen.

Entsprechend sind auch die Transportentgelte für Erdgas nach Verbrauchergruppen gestaffelt. Haushaltskunden mit Anbindung an das Niederdrucknetz haben spezifisch höhere Preise in Kauf zu nehmen als Industriekunden mit Zugang zum Hochdrucknetz, weil die in ihrer absoluten Höhe nahezu identischen

Versorgungs- und Anschlusskosten der Haushaltskunden auf einen deutlich geringeren Gasverbrauch umgelegt werden.

4.1.3. Steuern und Abgaben

Eine stetig zunehmende Bedeutung für die Entwicklung der Endverbraucherpreise haben die staatlich induzierten Steuer- und Abgabenbelastungen. Mit Inkrafttreten der ökologischen Energiesteuerreform am 1. April 1999 wurden die Endverbraucherpreise nachhaltig beeinflusst. Gleichzeitig wurde der Stromverbrauch auf der Grundlage des neu erlassenen Stromsteuergesetzes (StromStG) einer zusätzlichen Steuer unterworfen.

Wenige Monate später wurde das Gesetz zur Fortführung der ökologischen Steuerreform verabschiedet und damit eine über den Zeitraum von vier Jahren angelegte Erhöhung der Mineralölsteuersätze auf Kraftstoffe und Strom eingeleitet. Den bisherigen Schlusspunkt der ökologischen Steuerreform bildet das Gesetz zur Fortentwicklung der ökologischen Steuerreform, das seit Beginn des Jahres 2003 in Kraft ist und u. a. den Abbau von Steuervergünstigungen sowie eine Anpassung der Mineralölsteuersätze (u. a. Erd-, Flüssiggas und schweres Heizöl) vorsah.

Am 1. August 2006 ist das neue Energiesteuergesetz in Kraft getreten. Es löst das Mineralölsteuergesetz in vollem Umfang ab. Für die bislang vom Mineralölsteuergesetz erfassten Energieträger hat die Neuregelung keine Änderung der Steuersätze zur Folge. Allerdings sieht das neue Gesetz neben zahlreichen Harmonisierungen auch die Besteuerung der Kohle vor. Außerdem wurde die Steuerbefreiung der Biokraftstoffe aufgehoben bzw. durch eine Steuerbegünstigung ersetzt.

Neben den Bundessteuern wie Mineralöl-, Öko- oder Stromsteuer haben die Energieversorger neben Abgaben auf Länderebene⁷ vor allem kommunale Abgaben zu tragen. Insbesondere für leitungsgebundene Energieträger wie Strom oder Gas folgt eine weitere Belastung aus der Konzessionsabgabe, die Energieversorger für die Nutzung öffentlicher Wege

⁷ Dazu zählen die Förderabgaben für die heimische Gewinnung von Erdgas und Erdöl. Der Förderzins wird von den Bundesländern erhoben und in der Regel innerhalb eines Jahres der Entwicklung der Erdöl- und Erdgaspreise angepasst, verringert sich also in Zeiten fallender Einfuhrpreise und wird bei einem Anstieg der Einfuhrpreise entsprechend erhöht.

an die Kommunen abführen und an ihre Endverbraucher überwälzen dürfen. Grundlage ist die Konzessionsabgabenverordnung für Strom und Gas (KAV) aus dem Jahr 1992.

Für Erdgas variieren die Konzessionsabgaben je nach Gemeindegröße bei Tarifierungen zwischen 0,22 und 0,4 c/kWh und für Gas, das zu Kochzwecken oder zur Bereitstellung von Warmwasser geliefert wird, zwischen 0,51 und 0,93 c/kWh. Für Sondervertragskunden (industrielle Großabnehmer) im Erdgasbereich ist die Konzessionsabgabe auf 0,03 c/kWh begrenzt oder entfällt unter bestimmten Bedingungen vollständig.

Im Strombereich beträgt die maximale Belastung der Tarifkunden je nach Einwohnerzahl zwischen 1,39 c/kWh (25.000 Einwohner) und 2,39 c/kWh (Gemeinden über 500.000 Einwohner). Auch hier gilt für energieintensive Sondervertragskunden grundsätzlich ein reduzierter Höchstsatz von 0,11 c/kWh, der unter Umständen auf null absinken kann.

4.1.4. EEG und KWK

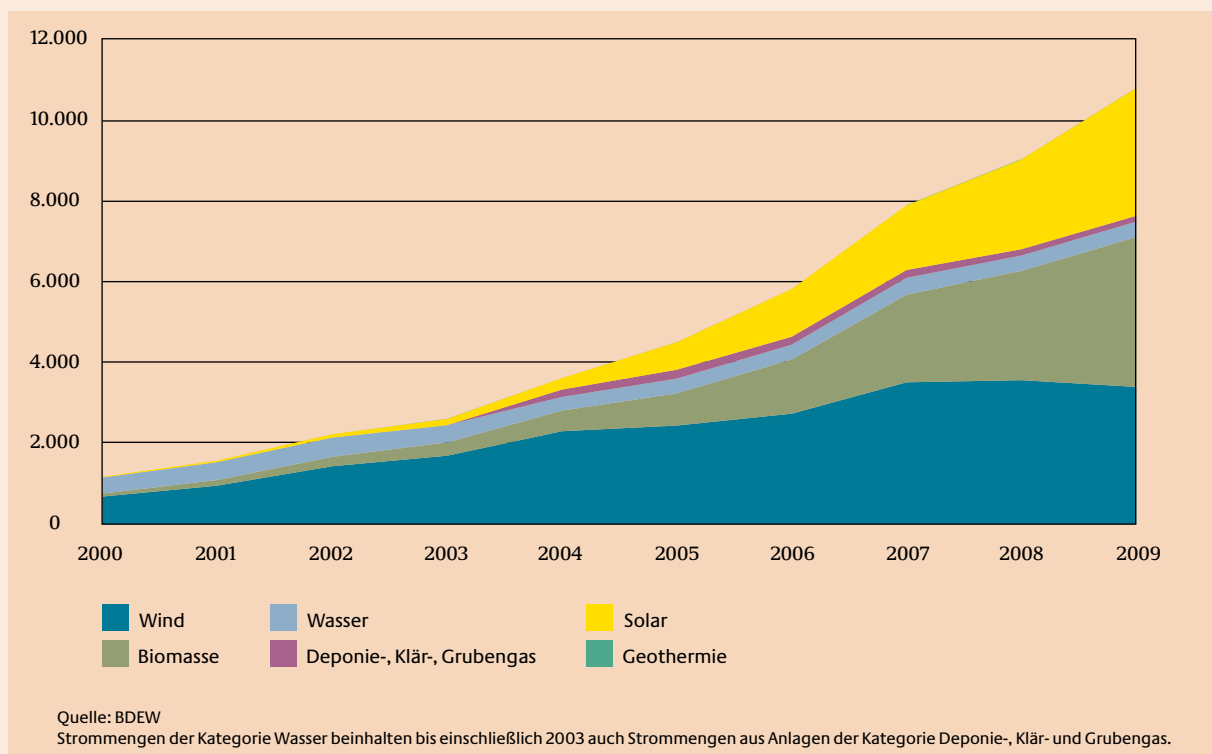
Die Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung sowie die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind für den Strompreis von Bedeutung.

Durch das im März 2000 eingeführte Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG)⁸ besteht eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom auf Basis regenerativer Energieträger seitens des Netzbetreibers, wobei die Vergütungssätze durch den Gesetzgeber fixiert werden und je nach Energieträger unterschiedlich hoch ausfallen.

Mit dem EEG konnten ökologische Erfolge erzielt werden: So hat sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit 1990 beinahe verfünffacht und erreichte im Jahr 2009 ein Niveau von 93 TWh (dies entspricht gemessen an der Bruttostromerzeugung Deutschlands einem Anteil von 15,6%).

⁸ Schon 1991 wurde ein Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Stromeinspeisungsgesetz) eingeführt, welches durch das EEG ersetzt wurde.

Schaubild 22: Entwicklung des Fördervolumens nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz
in Mio. Euro



Den ökologischen Erfolgen stehen allerdings auch beachtliche Zusatzkosten gegenüber. Insgesamt wurden seit Inkrafttreten des EEG für Strom aus regenerativen Energieträgern Fördergelder in Höhe von rund 49 Mrd. € gezahlt, davon allein 27,7 Mrd. € in den Jahren 2007 – 2009 (vgl. Schaubild 22). Der größte Anteil entfällt dabei auf die Vergütung von Windenergie, die mit 22,7 Mrd. € etwa 46% der bislang gezahlten Einspeisevergütungen erhalten hat. Von zunehmender Bedeutung ist seit einigen Jahren auch die Stromerzeugung aus Biomasse und Solarenergie, für die im Jahr 2009 34% bzw. 29% des Fördervolumens gezahlt wurden. Im Fall der Solarenergie resultiert dies jedoch weniger aus der insgesamt erzeugten Menge an Strom, die nur rund 8,8% der gesamten nach EEG vergüteten Strommenge ausmacht, sondern vielmehr aus der Höhe der durchschnittlichen Vergütungssätze. Denn diese liegen mit rund 48,0 c/kWh deutlich über den Durchschnittsvergütungen, die beispielsweise für Wasser (7,8 c/kWh), Windenergie (8,8 c/kWh) oder Biomasse (16,1 c/kWh) gezahlt werden.

Das Vergütungsvolumen des EEG-Stroms (die sog. Differenzkosten) findet schließlich über einen Umlage- und Ausgleichsmechanismus, der in § 36 sowie § 40 ff. EEG 2009 geregelt ist, seinen Weg in den Endkundenpreis. Als Ergänzung zum EEG hat der Gesetzgeber am 2. Juli 2009 die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) beschlossen, die gewährleisten soll, dass die Belastungen des EEG bundeseinheitlich verteilt werden und keine regionalen Unterschiede entstehen. Mit der Weiterentwicklung des Belastungsausgleichs entfällt die aufwendige physische Wälzung des EEG-Stroms auf die Elektrizitätsvertriebsunternehmen. Stattdessen erfolgt seit dem 1. Januar 2010 ein finanzieller Ausgleich. Der Ausgleichsmechanismus setzt sich vereinfachend aus folgenden Schritten zusammen:

- 1 Die Netzbetreiber sind verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig in ihr Netz aufzunehmen und zahlen für jede Kilowattstunde Strom, die aus erneuerbaren Stromerzeugungsquellen eingespeist wird, die im EEG festgelegten Vergütungssätze.
- 2 Der vergütungspflichtige Netzbetreiber überwälzt die anfallenden EEG-Vergütungen je nach Regelzone auf den zuständigen vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber.

- 3 Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen die aufgenommenen EEG-Strommengen und die dafür gezahlten gesetzlich festgelegten Vergütungen untereinander aus.
- 4 Nach der neuen Ausgleichsmechanismusverordnung wird der EEG-Strom von den vier Übertragungsnetzbetreibern am Spotmarkt der Leipziger Strombörse verkauft.
- 5 Die Erlöse aus dem Stromverkauf werden mit den gezahlten Einspeisevergütungen verrechnet. Die Erzeugungskosten des EEG-Stroms liegen deutlich über den Kosten, die bei Stromerzeugung aus konventionellen Energiequellen anfallen. Aus diesem Grunde reichen die Erlöse aus dem Verkauf der EEG-Strommengen an der Börse nicht aus, um die gezahlten Einspeisevergütungen zu decken. Die verbleibenden Differenzkosten werden in Form einer festen Umlage (Cent pro kWh) mit der Stromrechnung an die Endverbraucher weitergegeben (EEG-Umlage).

Das am 1. April 2002 in Kraft getretene Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz fördert die Modernisierung sowie den Ausbau der KWK-Stromerzeugung durch eine Abnahmeverpflichtung sowie durch Zuschläge zu dem als üblich anerkannten Preis. Diese Zuschläge werden

- ▶ nach Alter und Modernität der Anlagen differenziert,
- ▶ zeitlich befristet, degressiv ausgestaltet und
- ▶ ausschließlich auf die zertifizierte KWK-Strommenge

gewährt. Ähnlich wie beim EEG werden hier die Zuschläge über eine Umlage auf alle Stromverbraucher finanziert. Insgesamt erreichten die zusätzlichen Stromvergütungen für Betreiber von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz im Jahr 2005 ein Volumen von 846 Mio. €. Damit hat sich der finanzielle Aufwand zur Förderung der KWK allein seit Verabschiedung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes im Jahr 2002 um 27% erhöht. Aufgrund der zeitlichen Befristung und Degression der Fördersätze bzw. mit dem Auslaufen der Förderung für alte Bestandsanlagen ist das Fördervolumen seither wieder gesunken; es erreichte im Jahr 2009 voraussichtlich ein Niveau von 450 Mio. €.

Sowohl das EEG als auch das KWK-Gesetz sehen eine Sonderregelung vor, welche die Belastungen für besonders stromintensive Unternehmen begrenzen sollen.

4.1.5. Endenergiepreise nach Kostenkomponenten und Verbrauchergruppen

Die Endenergiepreise der einzelnen Verbrauchergruppen sind in unterschiedlichem Maße durch die Komponenten Erzeugungs- bzw. Beschaffungskosten, Transportkosten, Steuern und Abgaben geprägt. Hinzu kommen die bereits erwähnten Sonderbelastungen (Förderung der erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung), die durch einen Aufschlag auf den Strompreis finanziert werden und die Verbraucherpreise für Strom erheblich beeinflussen.

Zusammengefasst hängt das Niveau und die Entwicklung der Verbraucherpreise für Strom ab von

- ▶ den Kosten der Stromerzeugung/-beschaffung
- ▶ den Netznutzungsentgelten
- ▶ der Konzessionsabgabe
- ▶ der Stromsteuer
- ▶ der EEG-Einspeisevergütung und KWK-Umlage sowie
- ▶ der Mehrwertsteuer (betrifft nur private Haushalte).

Diese Preisbestandteile gehen mit unterschiedlichen Gewichten in die Strompreise der einzelnen Verbrauchergruppen ein. So trugen im Jahr 2009 bei den Haushaltskunden die Kosten der Strombeschaffung mit einem Anteil von 36,9%, die Netznutzungsentgelte mit 16,6%, die Mehrwertsteuer mit 16,0%, die Stromsteuer mit 8,7% und die Konzessionsabgabe mit 8,8% zum Strompreis bei. Darüber hinaus erhöhen die Sonderlasten infolge der Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen die Strompreise für Haushaltskunden um weitere 12,1%, die KWK-Umlage um nochmals 0,9%.

Die Kosten der Strombeschaffung, die sich als Differenz zwischen Verbraucherpreisen, Netzkosten und staatlichen Steuern und Abgaben ermitteln lassen, werden in der Industrie maßgeblich von der Großhandelspreisentwicklung für Base-Strom an der Leipziger Strombörse bestimmt. Hingegen müssen Haushalts-

kunden deutlich höhere Strombeschaffungskosten hinnehmen. Ursächlich dafür ist, dass das Standardlastprofil dieser Kundengruppe beachtliche Schwankungen im Tages- und Jahresverlauf aufweist. Aufgrund dieser Charakteristik enthalten die Lieferungen an diese Kundengruppe typischerweise deutlich höhere Anteile an teurem Peak-Strom.

Die Analyse der Strompreise für unterschiedliche Verbrauchergruppen zeigt auch, dass Industrieabnehmer stärker von den preissenkenden Effekten der Strommarktliberalisierung profitieren konnten als die Gruppe der Haushaltskunden. Mit den deutlichen Strompreisteigerungen seit dem Jahr 2000 sind jedoch beide Abnehmergruppen konfrontiert (vgl. Schaubilder 23 und 24).

Der Erdgaspreis setzt sich im Wesentlichen aus folgenden Kostenkomponenten zusammen:

- ▶ Kosten der Gasbeschaffung/-gewinnung
- ▶ Transport- und Verteilungskosten und
- ▶ Mineralöl-/Ökosteuern.

Die Gaspreise für die unterschiedlichen Abnehmergruppen reflektieren einerseits die Wettbewerbssituation und Substitutionskonkurrenz auf den jeweiligen Absatzmärkten, andererseits die Kosten der Gasversorgung. Abnehmer mit direkter Anbindung an das Transportnetz – wie beispielsweise industrielle Verbraucher – profitieren einerseits von entsprechend niedrigen Netzkosten, sind andererseits aber wesentlich stärker von den Preissteigerungen auf der Beschaffungsseite und der Erhöhung der staatlichen Steuern und Abgaben betroffen, da diese den größten Teil des Endverbrauchspreises ausmachen (vgl. Schaubild 25, Seite 38). Der Erdgaspreis für Industriekunden hat sich vor diesem Hintergrund fast parallel zum Erdgasimportpreis seit 1998 mehr als verdoppelt.

Hingegen wird der Erdgaspreis für die Haushaltskunden zu einem erheblich größeren Anteil von den Nicht-Gaskosten (Netzkosten, Personal) geprägt, hängt also nicht nur von der Energiepreisentwicklung auf den Weltmärkten, sondern auch von binnenländischen Faktoren wie den Zinsen oder den Lohnsätzen ab (vgl. Schaubild 26, Seite 38). Allein die spezifischen Regelungen im Bereich der Steuern und Abgaben induzieren Preisunterschiede zwischen industriellen und pri-

Schaubild 23: Strompreise der Industriekunden in Deutschland
1998 – 2009, in €/MWh

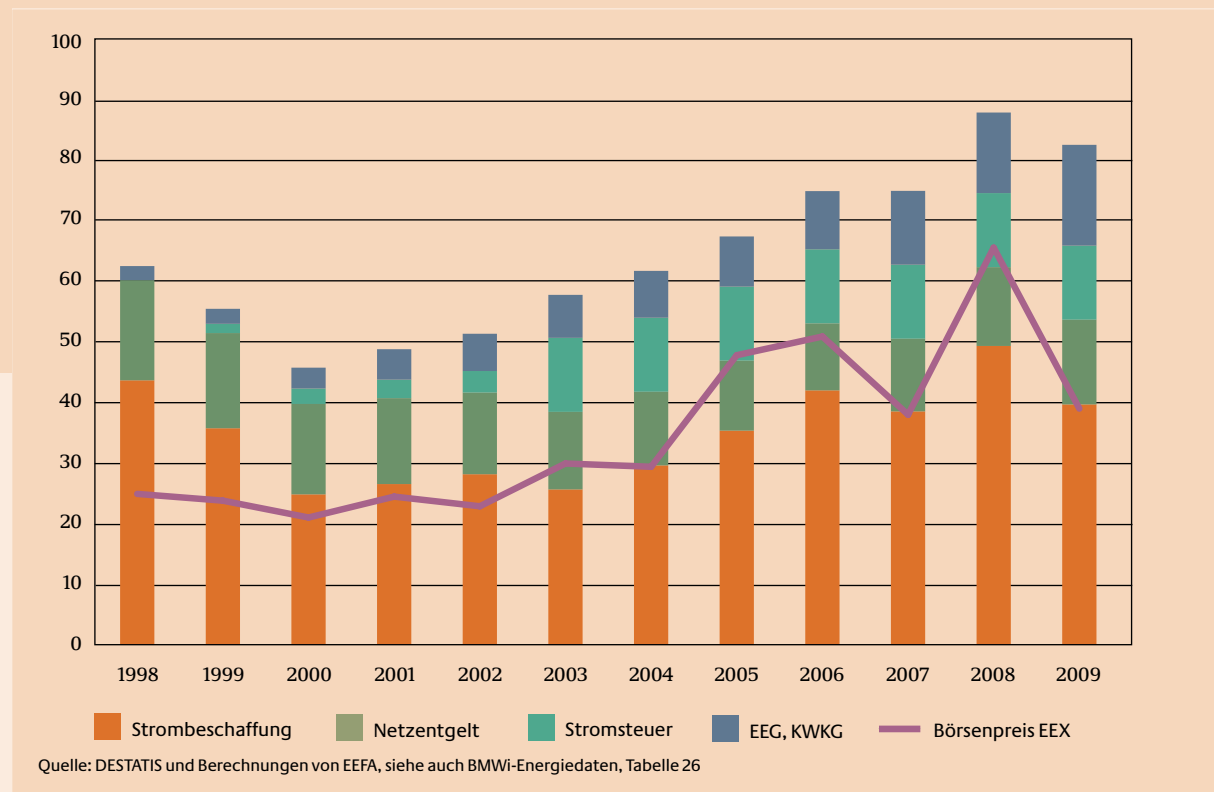


Schaubild 24: Strompreise der Privaten Haushalte in Deutschland
1998 – 2009, in €/MWh

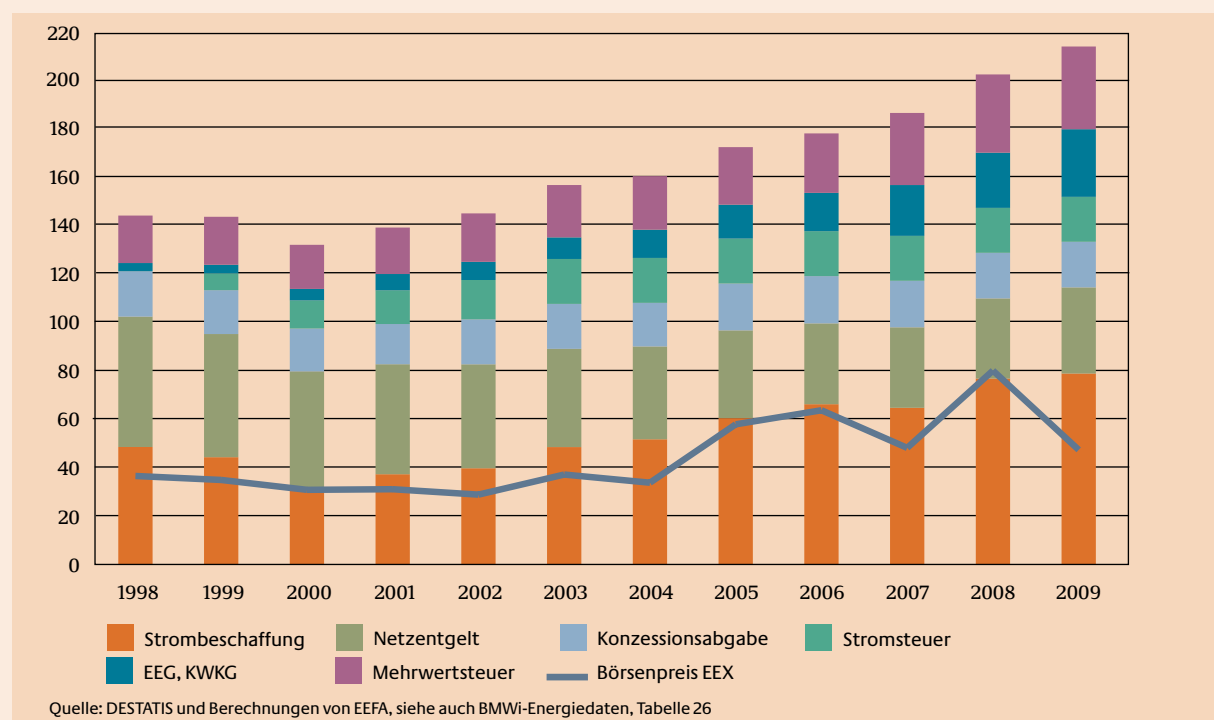


Schaubild 25: Gaspreise der Industriekunden in Deutschland
1998 – 2009, in €/MWh

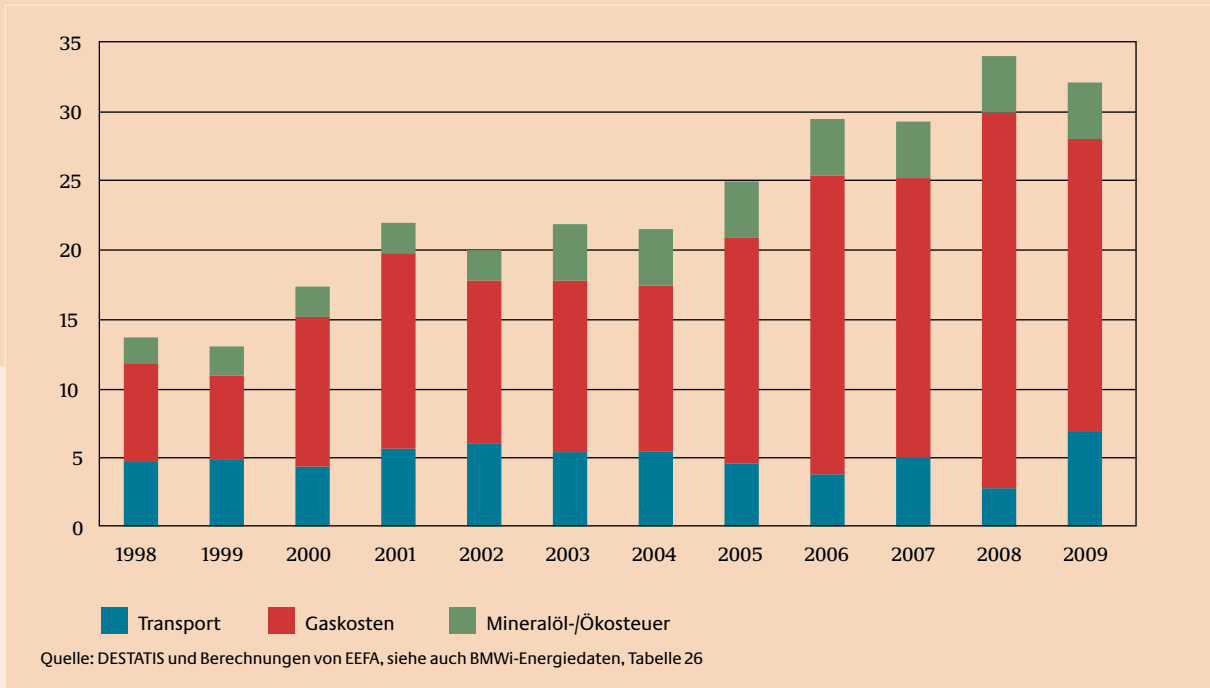


Schaubild 26: Gaspreise der Privaten Haushalte in Deutschland
1998 – 2009, in €/MWh

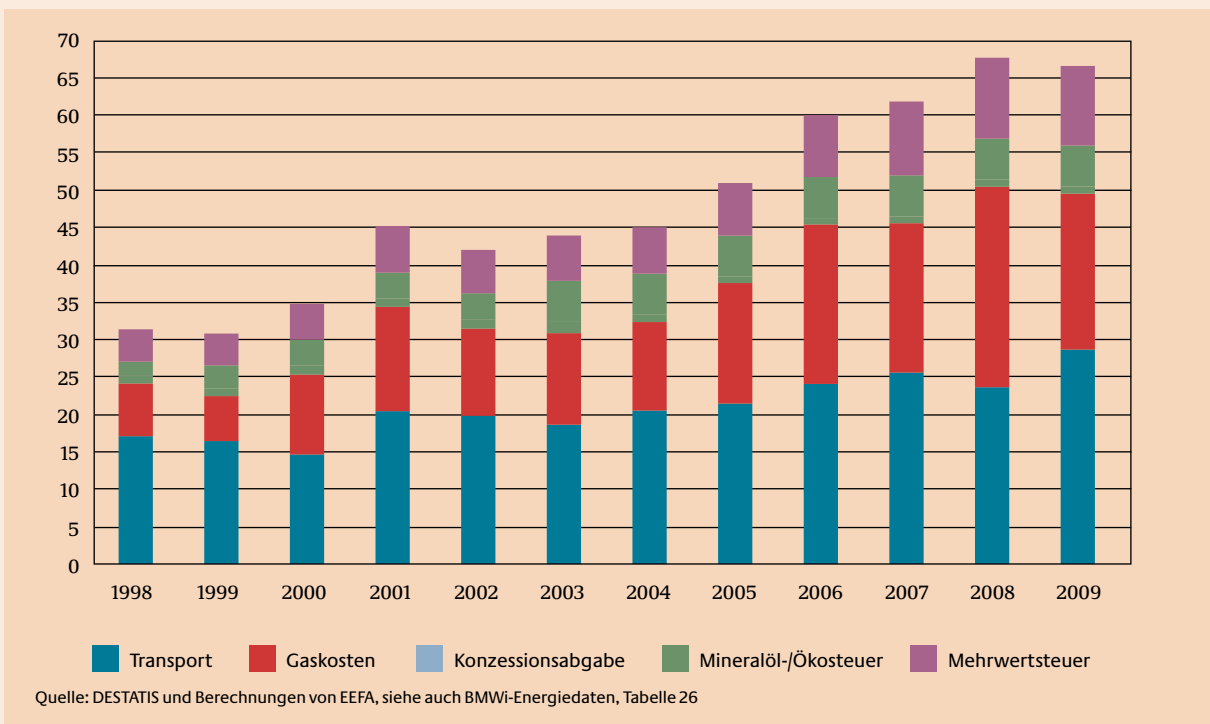


Schaubild 27: Komponenten der Tankstellenpreise für Dieseldieselkraftstoff
1998 – 2009, in c/Liter

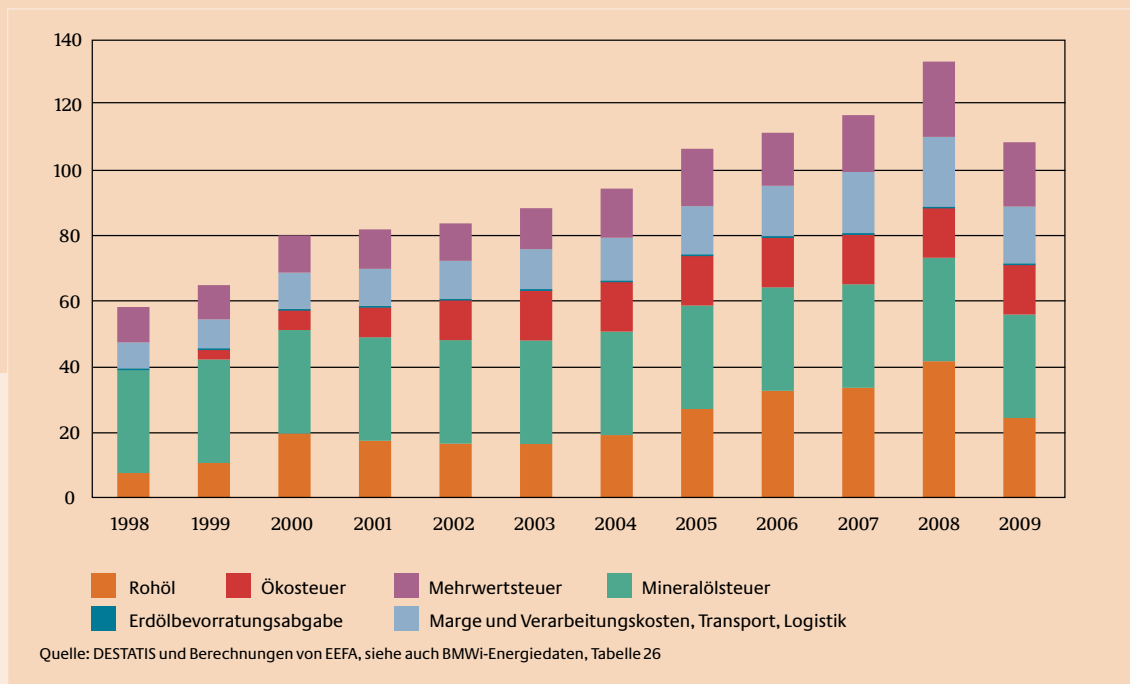
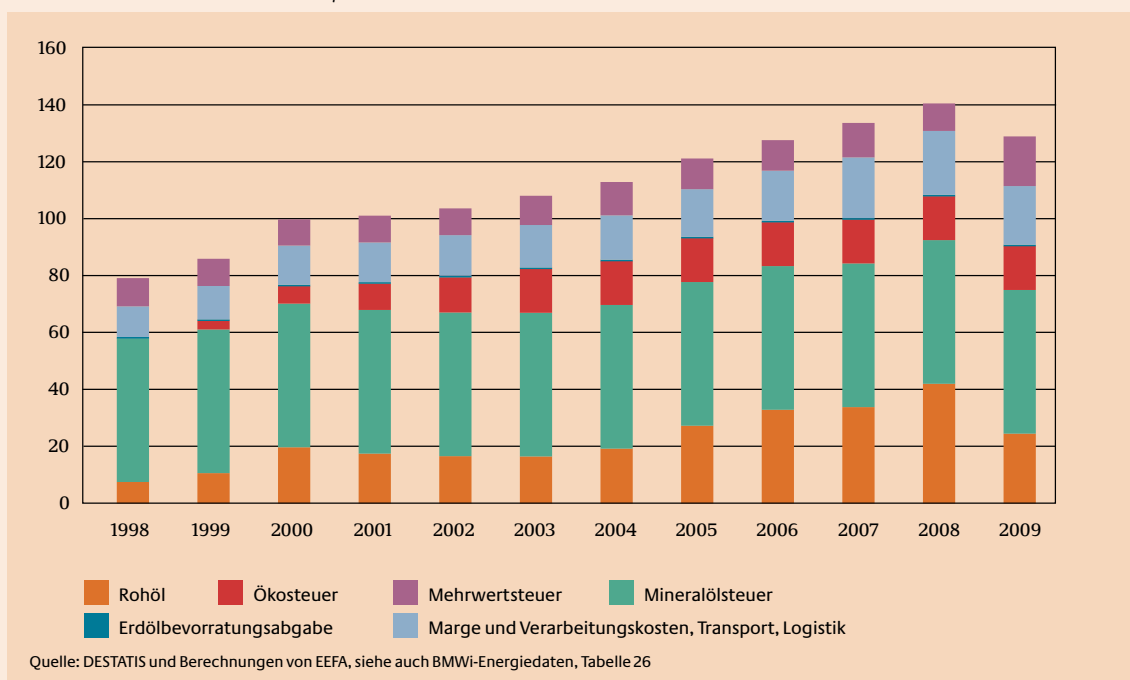


Schaubild 28: Komponenten der Tankstellenpreise für Ottokraftstoff
1998 – 2009, in c/Liter



vaten Verbrauchern, die 2009 etwa 13 €/MWh ausmachen. Konzessionsabgabe, Öko-, Mineralöl- und Mehrwertsteuer summieren sich bei den Privaten Haushalten zu einem Kostenblock von rund 17,1 €/MWh. Insgesamt fiel der Anstieg der Erdgaspreise bei den Haushaltskunden deutlich moderater aus als bei industriellen Sonderabnehmern.

Seit 1998 sind die Erdgaspreise für Haushaltskunden um 112% auf 66,7 €/MWh gestiegen, einschließlich der Preisimpulse, die den ökologisch motivierten Zusatzbelastungen zuzurechnen sind. Für industrielle

Sonderabnehmer haben sie sich hingegen um 135% auf 31,7 €/MWh erhöht.

Die Tankstellenpreise für Kraftstoffe setzen sich im Wesentlichen aus drei Komponenten zusammen:

- ▶ dem Produkt- oder Warenpreis
- ▶ den Verbrauchssteuern (Mineralöl- und Mehrwertsteuer sowie Erdölbevorratungsabgabe)
- ▶ der Marge inkl. Verarbeitungskosten.

Auch die Kraftstoffpreise sind in hohem Maße durch Verbrauchssteuern determiniert (vgl. Schaubilder 27

Tabelle 5: Energiepreise nach Verbrauchergruppen

Industrie ¹	Einheit	1990	2000	2005	2009	Veränderung in % 1990–2009
Heizöl, leicht	€/l	0,19	0,31	0,42	0,57	200,0
Heizöl, schwer	€/l	0,11	0,16	0,22	0,34	209,1
Erdgas, Sonderabnehmer ³	c/kWh	1,1	1,7	2,1	3,1	181,8
Erdgas, Tarifabnehmer	c/kWh	1,4	1,9	2,5	3,7	170,1
Strom, Sonderabnehmer ⁴	c/kWh	4,8	3,2	3,4	4,4	-7,7
Strom, Tarifabnehmer	c/kWh	10,6	7,4	9,2	11,5	8,5
Fernwärme	€/GJ	9,11	10,07	12,01	14,28	56,8
Verkehr¹						
Dieselmotorkraftstoff	€/l	0,40	0,65	0,86	0,88	120,0
Motorenbenzin	€/l	0,46	0,84	1,00	1,04	126,1
Strom	c/kWh	9,2	6,8	7,5	9,0	-2,2
GHD¹						
Heizöl, leicht	€/l	0,19	0,31	0,42	0,57	200,0
Erdgas	c/kWh	2,1	2,8	3,9	5,0	134,3
Strom	c/kWh	13,1	9,2	10,4	12,5	-4,4
Haushalte²						
Motorenbenzin	€/l	0,61	1,02	1,21	1,28	109,8
Dieselmotorkraftstoff	€/l	0,53	0,80	1,07	1,09	105,7
Heizöl, leicht	€/l	0,22	0,37	0,49	0,49	209,1
Erdgas	c/kWh	2,8	3,8	5,1	6,8	143,1
Strom, Sonderabnehmer ⁵	c/kWh	5,8	5,9	7,3	8,9	53,4
Strom, Tarifabnehmer	c/kWh	15,3	15,6	19,4	23,9	56,2
Fernwärme	€/GJ	10,88	12,45	15,52	18,20	67,3

Quelle: Berechnungen von EEFA nach Destatis, AGFW.

1 Einschließlich Verbrauchssteuern, Handels- und Transportleistung, jedoch ohne Mehrwertsteuer.

2 Einschließlich Verbrauchssteuern, Handels- und Transportleistung sowie Mehrwertsteuer.

3 Sonderabnehmer für Erdgas in der Industrie sind Kunden mit einem Erdgasbedarf von 500.000 MWh/a oder mehr. Dazu zählen beispielsweise ergasintensive Prozesse im Bereich der chemischen Grundstoffproduktion oder der bei Herstellung von Eisen und Stahl.

4 Übersteigt der Strombezug eines Industrieunternehmens (bei entsprechendem Leistungsbedarf) die Schwelle von 100.000 MWh/a ist typischerweise die Einstufung in einem individuellen Sondervertrag sinnvoll. Vor diesem Hintergrund sind unter industriellen Sonderabnehmern stromintensive Branchen wie z. B. Aluminiumindustrie, die chemische Industrie (bzw. Bereiche daraus Chlor-Alkali-Elektrolyse usw.), die Papier- und Glasindustrie oder auch die Stahlindustrie (Elektrostahlerzeugung) u. a. zusammengefasst.

5 Im Bereich der Privaten Haushalte werden unter Sonderabnehmern u. a. die Nachtstromtarife (u. a. zum Betrieb von Elektro-Speicherheizungen) oder Sondertarife im Bereich der Elektro-Wärmepumpen erfasst. Hingegen spiegelt die Gruppe der Tarifabnehmer die durchschnittliche Strompreisentwicklung für die übrigen Anwendungsbereiche (Licht, Kühlen, Antrieb, Kommunikation usw.) im Bereich der Privaten Haushalte wider.

und 28, Seite 39). Der staatlich fixierte Steueranteil erreichte im Jahr 2009 bei Diesel 59% (64 c/l), bei Ottokraftstoff (Eurosuper) sogar 67% (86 c/l) des Produktpreises. Die Preise für Kraftstoffe an der Zapfsäule haben sich deutlich erhöht. Bei Dieselmotorkraftstoff war im Vergleich zu 1998 ein Preisanstieg um mehr als 50 c/l auf 108,8 c/l und bei Ottokraftstoff um 49,4 c/l auf 128 c/l im Jahr 2009 zu verzeichnen. Trotz des deutlichen Preisrückgangs von Rohöl gegenüber dem Vorjahr (-41,7%) stiegen die Kosten der Rohölbeschaffung auf Eurobasis gerechnet von 1998 bis 2009 um 16,9 c/l, daneben nahmen auch die Verbrauchssteuern bei Diesel um 24,8c/l und bei Superbenzin um 25,1 c/l zu.

Tabelle 5 fasst die Entwicklung der Endverbraucherpreise für Kraftstoffe, Erdgas, Heizöl, Strom und Fernwärme nach Verbrauchergruppen für den Zeitraum 1990 bis 2009 zusammen. Die mit Abstand größten Preissteigerungen waren bei leichtem Heizöl zu verzeichnen, hier insbesondere bei den Privaten Haushalten (+209%), Industriekunden und dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (+200%). Die gleiche

Entwicklung zeichnete sich auch bei schwerem Heizöl ab (+209%).

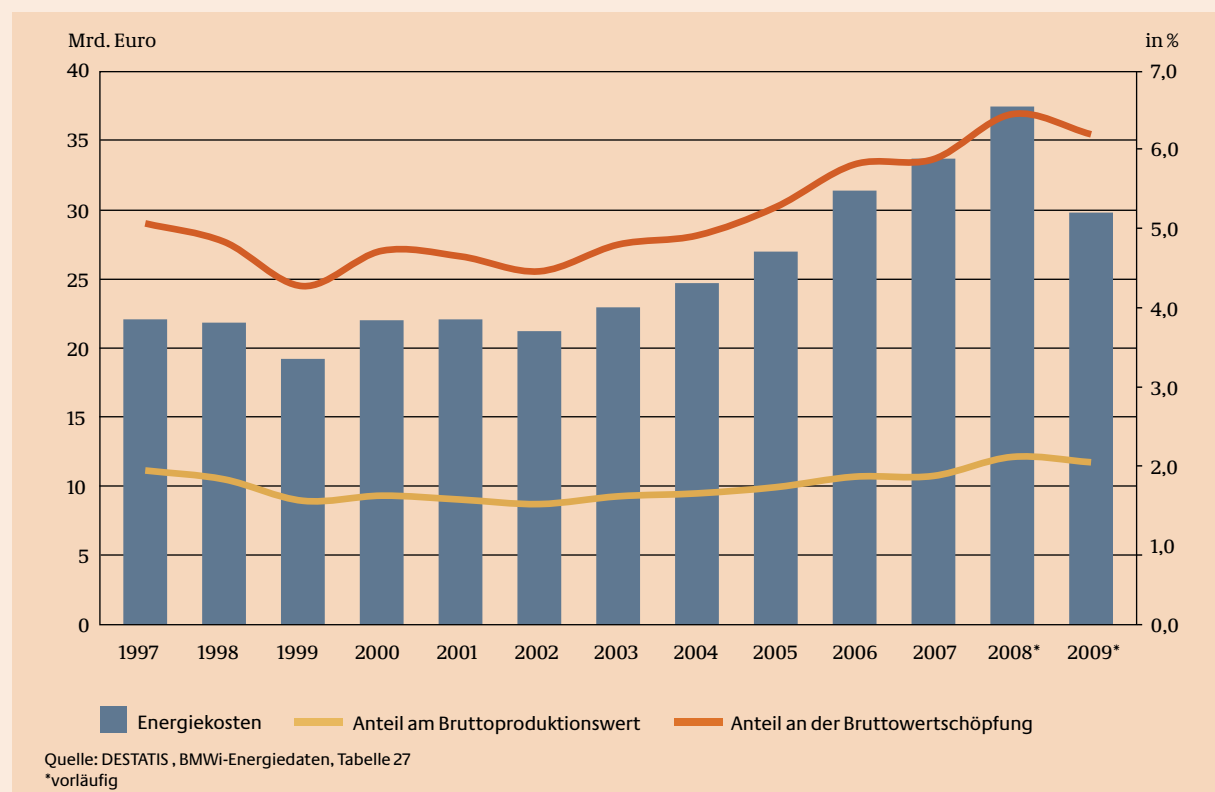
Bei den Preisen für Strom war differenziert nach Abnehmergruppen die folgende Entwicklung zu beobachten: Für industrielle Sonderabnehmer, den Einsatz elektrischer Energie zu Verkehrszwecken sowie im Handel und Gewerbe haben sich die Strompreise, verglichen mit 1990, zunächst verringert, erreichen heute aber fast wieder damaliges Niveau. Die Strompreise der Privaten Haushalte haben sich im gleichen Zeitraum drastisch erhöht. So hatten sich die Strompreise für Tarifabnehmer von 1990 bis 2009 um 56% auf 23,9 c/kWh erhöht.

4.2. Energiekosten/-ausgaben ausgewählter Verbrauchsbereiche

Die Höhe der Energiekosten beeinflusst die Chancen des Wirtschaftsstandorts Deutschland. Für die im Wettbewerb stehende Industrie ist der Zugriff auf preiswerte Energie ein wichtiger Standortfaktor. Im

Schaubild 29: Energiekosten in der Industrie

1997 – 2009, in Mrd. Euro und %



internationalen Vergleich können überhöhte Energiekosten zu unerwünschten Standortverlagerungen und damit verbunden zu Produktions- und Beschäftigungseinbußen im Inland führen.

Trotz der kontinuierlichen Verbesserung des spezifischen Energieeinsatzes in der Industrie sind die Energiekosten deutlich gestiegen, von 22 Mrd. € in 1998 auf 29,6 Mrd. € in 2009 (vgl. Schaubild 29, Seite 41). Offenbar reichten die Einsparungen bei spezifischem Verbrauch und Substitutionen nicht aus, um den Anstieg der Energiepreise vollständig aufzufangen.

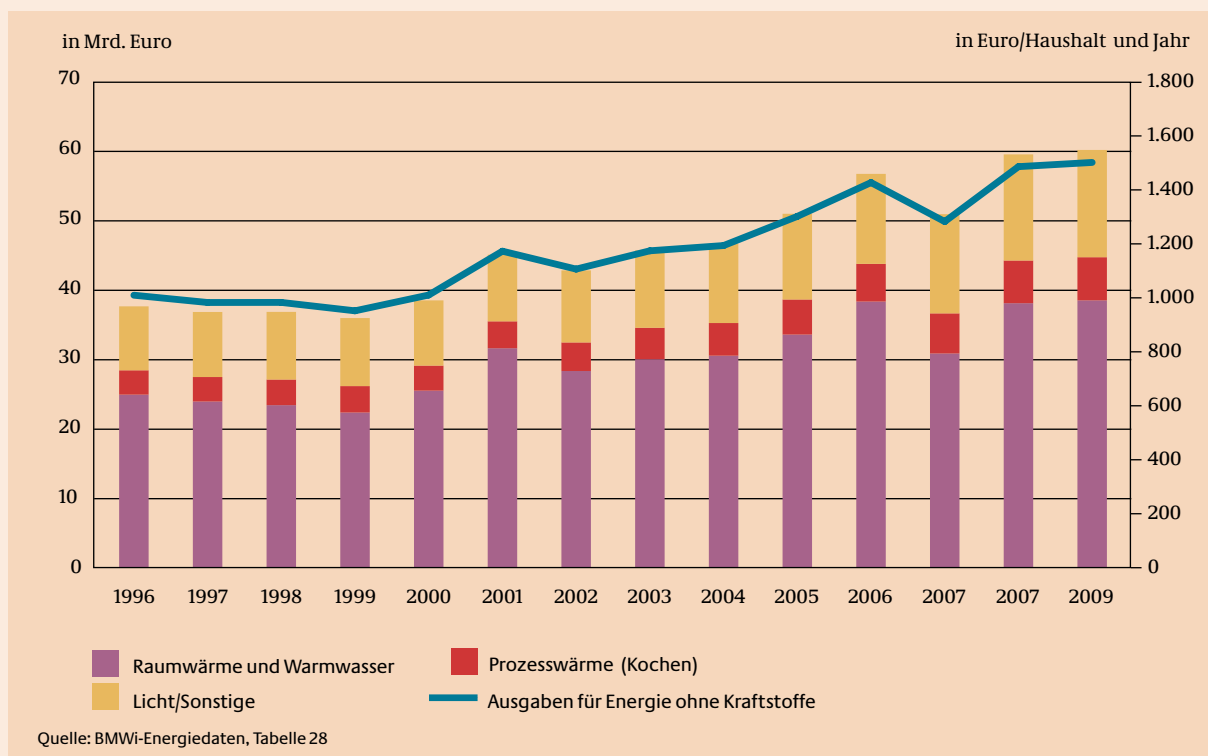
Bezogen auf den Bruttoproduktionswert (als Indikator für die Gesamtkosten) halten die Energiekosten über alle Wirtschaftszweige gemittelt einen Anteil von 2%. Auf der Ebene einzelner Wirtschaftszweige zeigt sich, dass energieintensive Sektoren überproportionale Kostenbelastungen zu tragen haben. So sind die Energiekosten, bezogen auf den Bruttoproduktionswert, in der Kalkindustrie mit 23,6%, der Zementindustrie mit 17,1% und in der Ziegelindustrie mit 16,5% überdurchschnittlich hoch. Im Vergleich dazu

sind die Energiekosten in den vielen anderen Bereichen deutlich geringer: Im Sektor Tabakverarbeitung beispielsweise müssen nur 0,3% des Bruttoproduktionswertes für Energiekosten aufgebracht werden.

Die Energieausgaben der Privaten Haushalte (ohne Kraftstoffe) sind ebenfalls deutlich angestiegen (vgl. Schaubild 30). Verantwortlich dafür waren vor allem die Kostensteigerungen bei den Energieträgern, die als Brennstoffe zur Wohnraumbeheizung oder zur Warmwasserbereitung (+63%) sowie zu Kochzwecken (+67%) verwendet werden. Die Ausgaben für Strom zu Antriebs- oder Beleuchtungszwecken sind im Betrachtungszeitraum um 57% gestiegen. Insgesamt sind die Energieausgaben seit 1996 um 62% auf mehr als 61 Mrd. € gewachsen.

Pro Kopf der Bevölkerung haben sich die Energieausgaben seit 1996 um rund 284 € auf 753 € erhöht. Bei durchschnittlich 2,1 Personen, die gegenwärtig in einem Haushalt leben, folgen daraus jährliche Ausgaben für Energie in Höhe von 1534 € je Haushalt.

Schaubild 30: Energieausgaben der Privaten Haushalte nach Anwendungszwecken
1996 – 2009, in Mrd. Euro und in Euro/Haushalt und Jahr (ohne Kraftstoffe)



Bezieht man die Kraftstoffe, die die Privaten Haushalte zur Befriedigung ihrer Mobilitätsbedürfnisse verbrauchen, mit in die Betrachtung ein, erhöhen sich die Energieausgaben der Privaten Haushalte auf mehr als 104 Mrd. € bzw. 2601 € je Haushalt.

4.3. Energieaufkommen und Verwendung in wertmäßiger Betrachtung

Die um ökonomische Aspekte erweiterte Betrachtung lässt sich nicht nur für den Endverbrauch, sondern auch für das gesamte Aufkommen und die Verwendung von Primärenergie durchführen. Dazu wird der gesamte Primärenergieverbrauch (differenziert nach Energieträgern) mit entsprechenden Preisen bewertet.

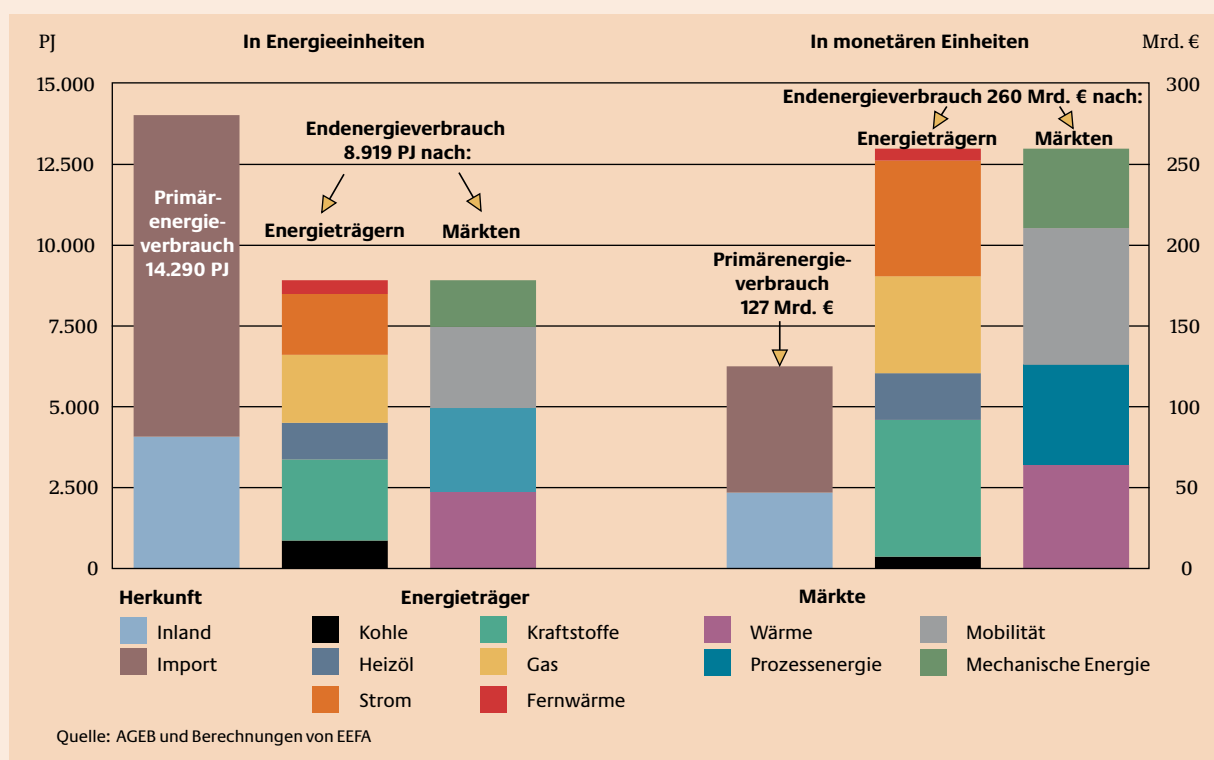
Fasst man die mit den jeweiligen Marktpreisen gewichteten monetären Marktvolumina für die Bereitstellung von Primärenergie und den Endenergieverbrauch zusammen, dann wurden im Jahr 2008 (aktuellster Stand) für die deutschen Einfuhren von Energie mehr als 78 Mrd. € ausgegeben. Steigende Energiepreise am Weltmarkt, aber auch – in längerfris-

tiger Betrachtung – die zunehmende Importabhängigkeit haben diese außenwirtschaftliche Energierechnung beeinflusst.

Der Wert der inländischen Gewinnung von Braunkohle, Steinkohle sowie in geringeren Mengen auch Erdöl und Erdgas, der in hohem Maße dem inländischen Wirtschaftskreislauf zugute kommt und dort Produktions- und Beschäftigungseffekte entfaltet, erreicht demgegenüber nur eine Größenordnung von knapp 47 Mrd. €.

Insgesamt erreicht das Marktvolumen bei der Bereitstellung von Primärenergie mit rund 127 Mrd. € weniger als die Hälfte des Wertes, der dem Endverbraucher als Endenergie zur Verfügung gestellt wird (260 Mrd. €, vgl. Schaubild 31). Ursächlich dafür ist einerseits die Wertschöpfung, die in den Umwandlungsbereichen bei der Erzeugung von Strom, Fernwärme und Mineralölprodukten geschaffen wird. Andererseits werden darin z. B. auch die steuerlichen Belastungen beim Endverbrauch, z. B. durch die Mineralölsteuer oder die Mehrwertsteuer, sichtbar.

Schaubild 31: Energieaufkommen und Verwendung 2008, in PJ und Mrd. Euro



5 Energie und Umwelt

5.1. Ziele der Energie- und Klimaschutzpolitik

Im Dezember 1997 fand in Kyoto die dritte Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) statt. Auf dieser Konferenz wurden weitreichende Beschlüsse zur Verringerung bzw. Begrenzung klimawirksamer Spurengase gefasst. Danach beabsichtigen die Vertragsstaaten, die Emissionen von insgesamt sechs Spurengasen bis zum Jahr 2008 bzw. 2012 (Budgetperiode) um mindestens 5% zu verringern. Im Anschluss an die Beschlüsse von Kyoto, die für die Europäische Union mit ihren damals 15 Mitgliedstaaten als Ganzes eine Minderungspflicht von 8% gegenüber 1990 vorsahen, hat sich Deutschland im Rahmen des EU-burden-sharing verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen gegenüber dem Basisjahr um 21% zu reduzieren (vgl. Schaubild 32).

Eine solche Zielsetzung hat insbesondere Folgen für die Energiepolitik, denn fast 85% der Treibhausgasemissionen in Deutschland stammen aus der

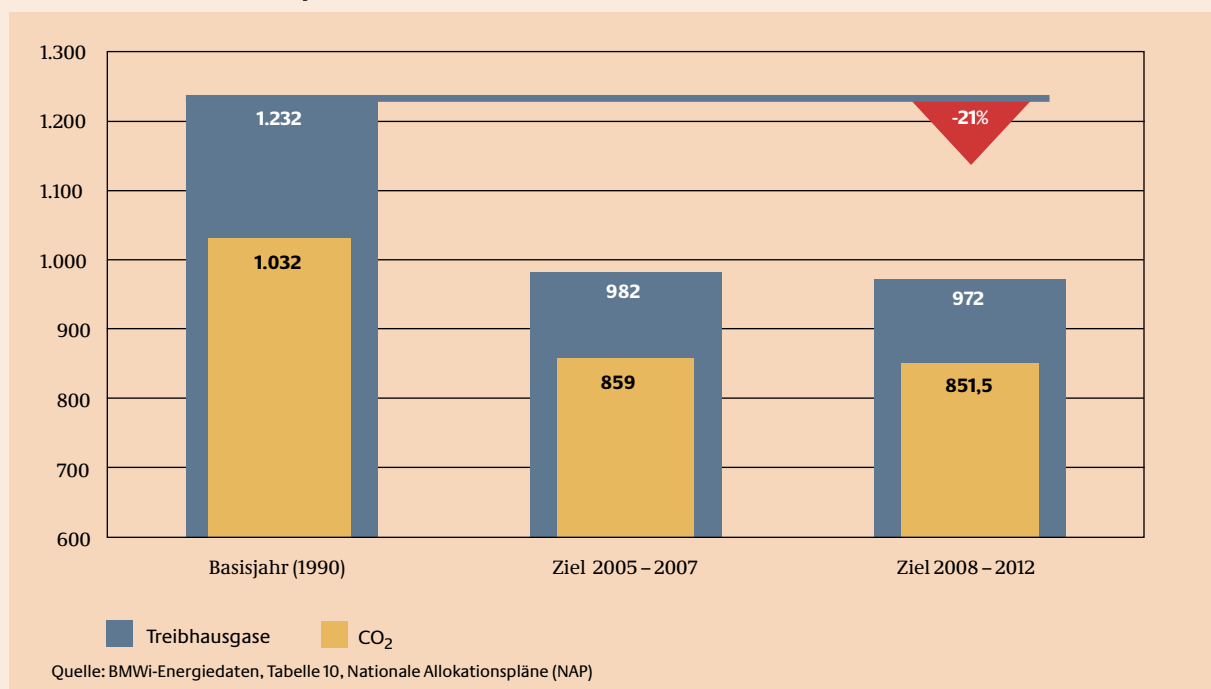
Erzeugung und Nutzung von Energie. Gleichwertig neben der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit ist die Umweltverträglichkeit eine wichtige energiepolitische Zielsetzung. Das Augenmerk liegt hier auf der Minderung von Treibhausgasemissionen, z. B. durch sparsamen Umgang mit Energie und den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energiequellen.

Neben dem gemeinsamen Ziel von Energie- und Klimaschutzpolitik, die Treibhausgasemissionen zu senken, hat sich Deutschland zusätzlich zur Reduktion von Luftschadstoffen verpflichtet. Grundlage für diese Minderungsverpflichtung ist die europäische Richtlinie zur Festlegung von Emissionshöchstgrenzen, die durch die 33. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (33. BImSchV) in deutsches Recht umgesetzt wurde.⁹ Demnach müssen die jährlichen Emissionen von Stickstoffoxiden (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂), flüchtigen organischen Verbindungen ohne Methan (NMVOC) sowie Ammoniak (NH₃) in Deutschland bis zum Jahr 2010 um bis zu 90% gegenüber 1990 reduziert werden.

⁹ Richtlinie 2001/88/EG über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe, sog. NEC-Richtlinie (National Emission Ceilings, NEC).

Schaubild 32: Treibhausgasemissionen und Minderungsziele für Deutschland

in Mio. t CO₂



5.2. Emissionen von Treibhausgasen und Schadstoffen

Tatsächlich liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2009 mit 878 Mio t CO₂-Äquivalenten¹⁰ um 29 % bzw. 354 Mio. t CO₂-Äquivalente unter dem Wert von 1990, womit das Kyoto-Ziel (-21%) im Jahre 2009 um 8 Prozentpunkte übertroffen wurde. Allein um 9 % haben sich die CO₂-Emissionen gegenüber dem Vorjahr verringert, wobei dieser Rückgang in erster Linie dem aus der Wirtschaftskrise resultierenden Produktionseinbruch der energieintensiven Industrie zuzuschreiben sein dürfte. Dementsprechend ist im Zuge der erwarteten wirtschaftlichen Erholung für das Jahr 2010 auch wieder mit einem Anstieg der CO₂-Emissionen zu rechnen. Sieht man von den außergewöhnlichen Entwicklungen im Jahr 2009 ab, so ist der Rückgang der CO₂-Emissionen – neben zahlreichen energie- und umweltpolitischen Maßnahmen – in hohem Maße auf die Wiedervereinigung und die

damit verbundene Modernisierung des gesamten Kapitalstocks zurückzuführen: Allein in den ersten neun Jahren seit 1990 konnten die CO₂-Emissionen um gut 205 Mio. t reduziert werden, im Zeitraum von 1999 bis 2008 nur noch um 65 Mio. t; ein Hinweis darauf, dass die relativ kostengünstigen Minderungspotenziale weitgehend ausgeschöpft sind, weitere Minderungen also nur unter Inkaufnahme zusätzlicher Kosten erreicht werden können. Trotzdem lagen auch in den beiden Vorjahren 2007 und 2008 die Emissionen um jeweils 1,5 % unterhalb des Kyoto-Zielwertes. Daneben können die CO₂-Emissionen durch andere Faktoren, die sich dem Einfluss energiepolitischer Maßnahmen entziehen, wie beispielsweise dem Witterungsverlauf, erheblich schwanken.

Der Großteil der in Deutschland emittierten Treibhausgase besteht aus energiebedingtem CO₂. Beinahe die Hälfte hiervon entfällt auf den Sektor Energiewirtschaft, welcher damit den mit Abstand größten Anteil

¹⁰ Ein CO₂-Äquivalent ist eine Normgröße für Treibhausgase. Ein CO₂-Äquivalent entspricht dem Treibhausgaspotenzial einer Tonne CO₂

Schaubild 33: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und deren Abweichung vom Kyoto-Minderungsziel¹ 1990 – 2009, in Mio. t CO₂-Äquivalente(CO₂e) und %

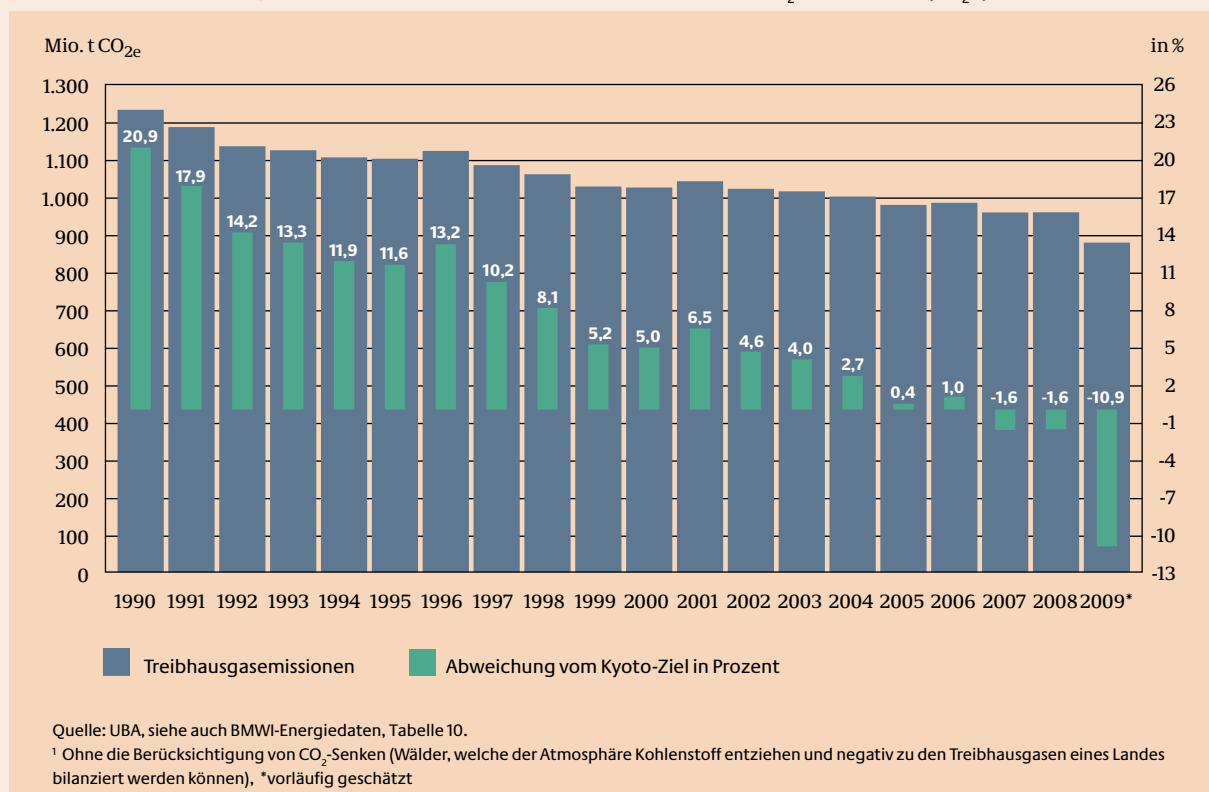
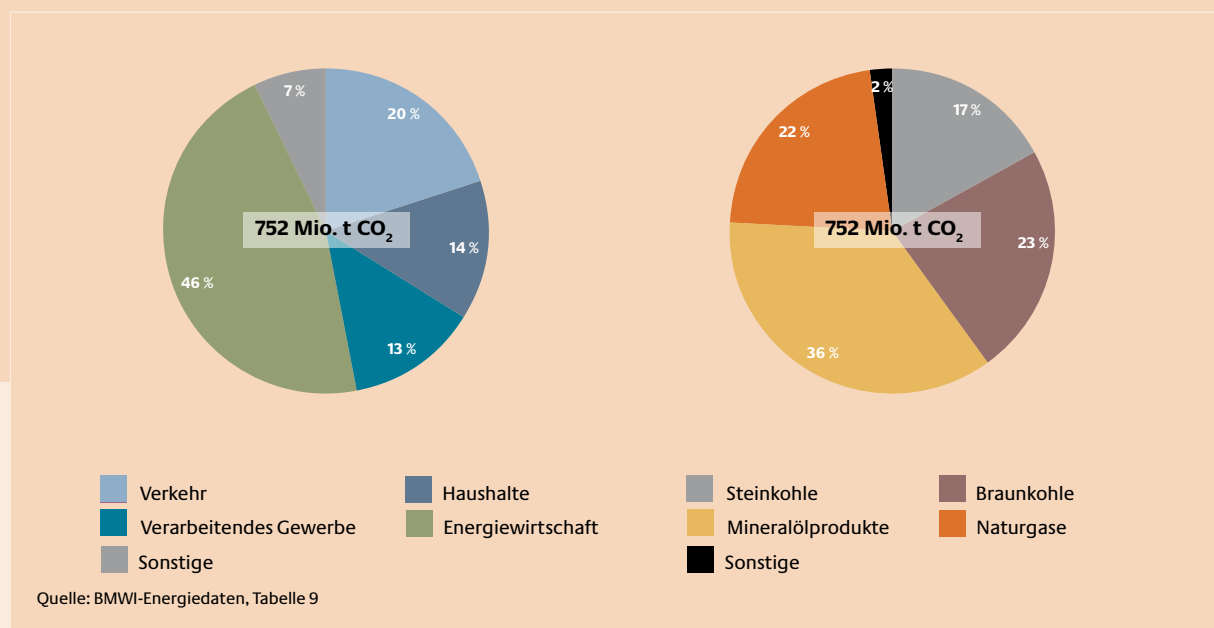


Schaubild 34: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Sektoren und Energieträgern
2008, in %



– gefolgt vom Verkehrssektor mit ca. 20% – ausmacht (vgl. Schaubild 34). Die Energiewirtschaft umfasst dabei die Umwandlung von Stein- und Braunkohle in Kokereien, die Destillation von Rohöl in Raffinerien, die Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und in Industriekraftwerken sowie die Fernwärmeerzeugung in Heizkraftwerken und Fernheizwerken. Die Stromerzeugung ist der bedeutendste Umwandlungsbereich, allein auf die Kraftwerke entfallen rund 37% der Emissionen. Dabei ist zu bedenken, dass die Emissionen, die auf die Erzeugung von Strom (oder anderen Sekundärenergieträgern wie z. B. Fernwärme) zurückzuführen sind, den Sektoren zugeordnet werden müssen, die diese Sekundärenergieträger letztlich verbrauchen (Verursacherprinzip).

Betrachtet man die einzelnen Energieträger als Emittenten, so sind die Mineralölprodukte mit 262 Mio. t im Jahr 2008 die Hauptverursacher. Braunkohle mit einem Anteil von nur knapp 11% am Primärenergieverbrauch trug 2008 mit immerhin 23% zum (energiebedingten) CO₂-Ausstoß bei.

Die Emissionen einzelner Luftschadstoffe konnten bis 2007 sogar um bis zu 90% gesenkt werden. Die Emissionen von NO_x, SO₂, NH₄ und NMVOC überschreiten die zulässigen Höchstwerte für 2010 damit noch um 7 bis 33%, die SO₂-Emissionen haben ihren Zielwert bereits unterschritten (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6: Schadstoffemissionen in Deutschland

1990 – 2007, in 1.000 t

	1990	1995	2000	2005	2007	Prognose 2010*	Ziel 2010
NO _x	2.863	2.122	1.803	1.403	1.294	1.112	1.051,0
SO ₂	5311	1712	626	510	494	459	520,0
NMVOC	3.759	2.091	1.593	1.334	1.280	987	995,0
NH ₃	718	626	627	621	624	610	550,0

Quelle: BMU, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 9

*BMU (2007), Nationales Programm zur Verminderung der Ozonkonzentration und zur Einhaltung der Emissionshöchstmengen, BMU-Themenbereich: Luftreinhaltung, Internet: www.bmu.de, Download-Service.

6 Internationale Aspekte

Sowohl mit der schrittweisen Schaffung eines einheitlichen europäischen Binnenmarktes für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas wie auch mit der Europäisierung der Klimaschutzpolitik durch den Handel mit Emissionszertifikaten hat die übernationale Perspektive für die nationale Energie- und Umweltpolitik sichtbar an Bedeutung gewonnen. Verstärkt wird die wachsende Bedeutung internationaler Aspekte durch den fortschreitenden Trend zur Globalisierung und den sich verschärfenden internationalen Standortwettbewerb, dem insbesondere exportorientierte Volkswirtschaften wie Deutschland ausgesetzt sind.

Der folgende Abschnitt erweitert deshalb die eher nationale Sicht um eine internationale Betrachtung des Energiemarktes und der Emissionssituation. Es liegt auf der Hand, dass angesichts der Komplexität internationaler Energiemärkte und der Vielzahl der empirischen Fakten an dieser Stelle nur eine Auswahl besonders wichtiger Strukturindikatoren und Kennziffern (wie Versorgungsstrukturen, internationale Energiepreise oder Effizienzkriterien) dargestellt werden können.

6.1. Energiepreise im europäischen Vergleich

Die Energiepreise stellen einen wichtigen Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit eines Landes dar. Wichtig ist also der relative Abstand der Energiepreise zu denen anderer wichtiger Industriestandorte. Dazu soll ein Blick auf die Strom- und Gaspreise für Industriekunden europäischer Staaten geworfen werden. Auf die Darstellung der Ölpreise wird an dieser Stelle verzichtet. Zwar sind sie ein wichtiger Bestandteil der Energiekosten insgesamt, im internationalen Standortwettbewerb spielen sie jedoch eine eher untergeordnete Rolle.

Die weiter oben skizzierten Entwicklungstrends bei den Erdgaspreisen, aber auch unterschiedliche Bezugsquellen, Konditionen in den langfristigen Lieferverträgen, die spezifischen Kostenstrukturen der Gasversorgung sowie regionale Besonderheiten der Energiebesteuerung sind mitverantwortlich dafür, dass die Gaspreise der Industriekunden hierzulande um ca. 20% über dem Durchschnitt und damit im Spitzenbereich der Europäischen Union liegen (EU 27 – 1. Halbjahr 2009: 3,6 c/kWh). Nur in Dänemark

erreichen die Preise für den Erdgasverbrauch in der Industrie mit 5,6 ct/kWh ein höheres Niveau. Auch ohne Steuerbelastung liegen die Erdgaspreise für deutsche Industriekunden auf einem europäischen Spitzenplatz, direkt nach Luxemburg (vgl. Schaubild 35, Seite 48).

Auch die Industriestrompreise (ohne Mehrwertsteuer) weisen nach Angaben des Europäischen Amtes für Statistik (EUROSTAT) innerhalb der EU eine recht große Spannweite auf: So lagen die Strompreise im 1. Halbjahr 2009 von Spitzenreiter Italien (13,3 c/kWh) um 137% über denen von Estland (5,6 c/kWh). Im europäischen Durchschnitt (EU 27) zahlten Industriekunden im ersten Halbjahr 2009 9,5 c/kWh, das sind 7,2% mehr als im Vorjahreszeitraum.

Auch in Deutschland stiegen die Strompreise im gleichen Zeitraum um 4,5% und liegen mit 10,0 c/kWh um knapp 5,7% über dem europäischen Durchschnitt. Besonders niedrige Strompreise hingegen sind – neben Estland – auch in Frankreich, Schweden und Finnland zu finden (vgl. Schaubild 36, Seite 48).

6.2. Energieversorgungsstrukturen in der EU

Neben Energiepreisen spielt auch die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern als ein Aspekt der Versorgungssicherheit eine zunehmend wichtige energiepolitische Rolle.

Die Energieversorgungsstrukturen eines Landes werden durch geografische – wie beispielsweise heimische Rohstoffvorkommen – oder politische Faktoren beeinflusst, welche oft weit in die Vergangenheit zurückreichen. Ein Blick auf die Primärenergieträgerstruktur der alten EU 15-Mitgliedstaaten im Jahr 2008 zeigt, dass nur in den wenigsten Staaten andere als die fossilen Energieträger Öl, Kohle und Gas dominieren (vgl. Schaubild 37, Seite 49). Abgesehen von Frankreich ist dies auch bei den größten Primärenergieverbräuchern Europas (Deutschland, das Vereinigte Königreich, Italien und Spanien) der Fall, welche zusammen fast 60% (mit Frankreich 76%) des Primärenergieverbrauchs der EU 15 ausmachen. Dabei ist die Abhängigkeit von Mineralöl am größten. Schweden, mit der Zielsetzung, von fossilen Energieträgern – insbesondere Erdöl – unabhängig zu werden, zeigt die geringste Abhängigkeit von fossilen Energierohstoffen. Hier beruht

Schaubild 35: Erdgaspreise 2009 der Industrie im europäischen Vergleich
 in Euro/MWh, Preise 1. Halbjahr 2009 (Standardverbraucher: 10.000–100.000 GJ/a)

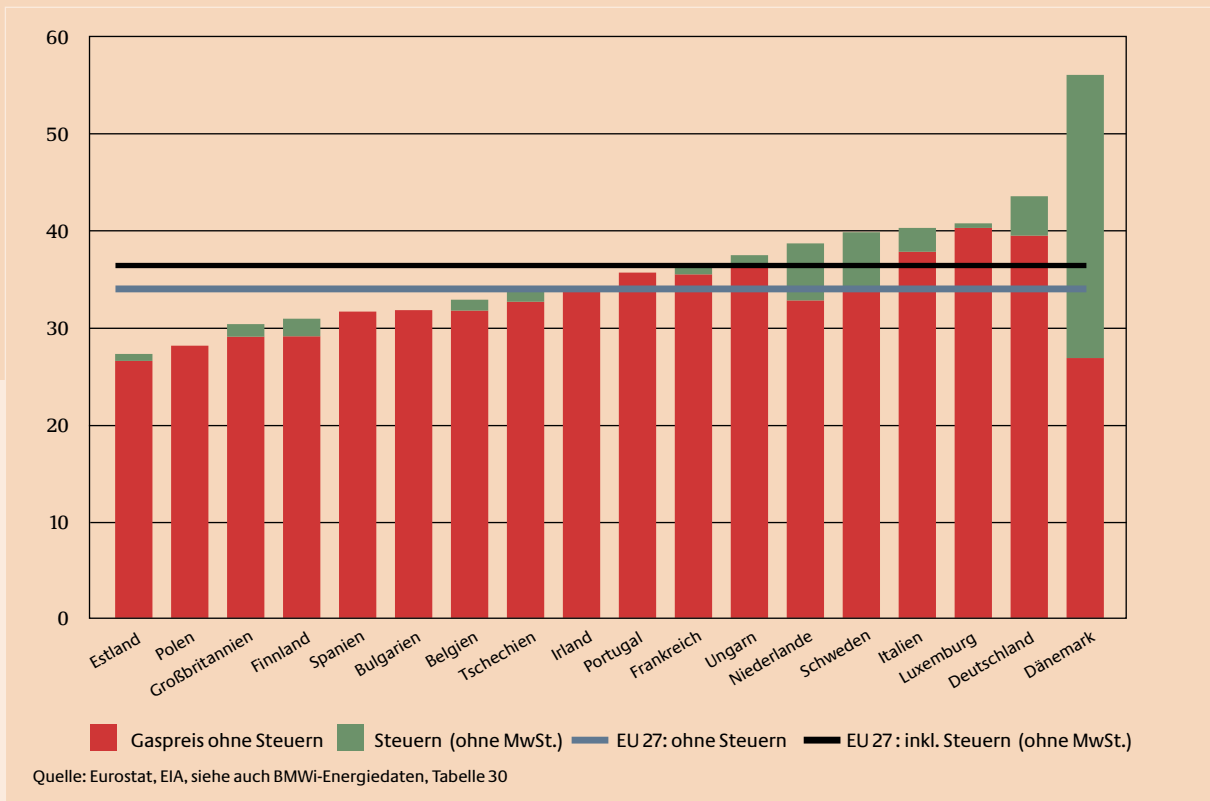
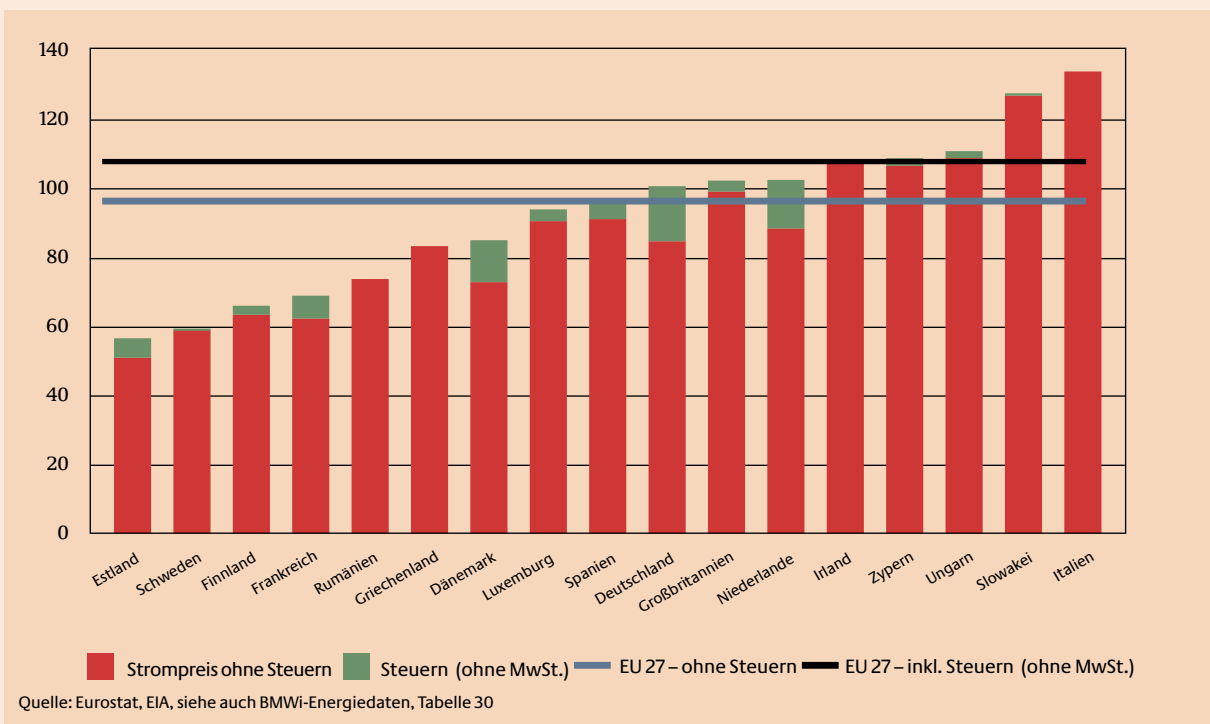


Schaubild 36: Strompreise 2009 der Industrie im europäischen Vergleich
 in Euro/MWh, Preise 1. Halbjahr 2009 (Standardverbraucher 2.000–20.000 MWh/a)



der Großteil der Primärenergieversorgung auf regenerativen Energien (32%) sowie der Kernenergie (33%). Der Anteil fossiler Energieträger basiert fast ausschließlich auf Mineralöl, was zeigt, dass im Verkehrssektor die Abhängigkeiten am schwierigsten zu beseitigen sind.

In der Stromerzeugung ist die Möglichkeit, fossile Energieträger zu ersetzen, eher gegeben – zum einen durch den Einsatz von Kernenergie und zum anderen durch den Einsatz regenerativer Energien. Hier spielen vor allem geografische Besonderheiten eine Rolle. Länder wie Österreich oder Schweden können ihre großen Wasserkraftpotenziale ausnutzen, während diese Option in Deutschland aufgrund der geografischen Gegebenheiten kaum besteht. Frankreich wiederum setzt bei der Stromerzeugung vor allem auf die Kernenergie (76%). In der deutschen Stromversorgung kommen nicht zuletzt aufgrund der Kohlevorkommen fossile Energieträger deutlich stärker zum Einsatz (vgl. Schaubild 38, Seite 50) als in den drei genannten Ländern; der Anteil fossiler Energieträger wird sich durch die Abschaltung von Kernkraftwerken

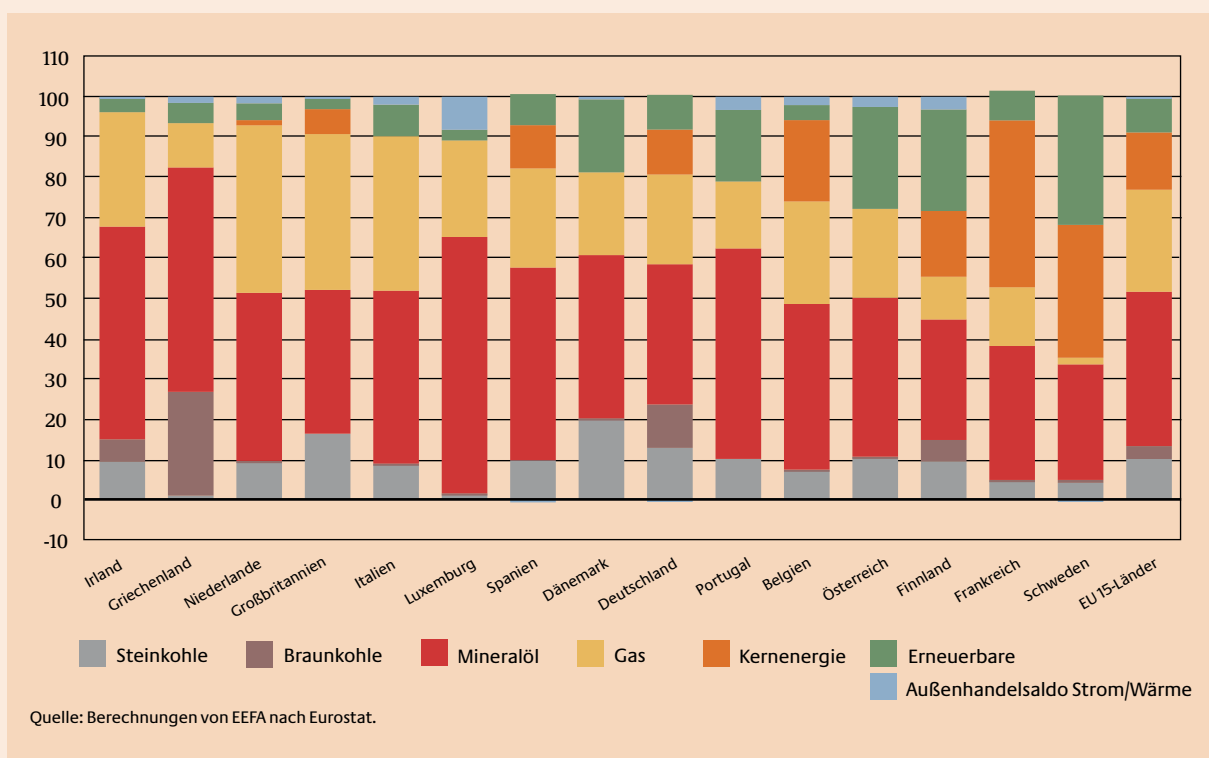
voraussichtlich noch erhöhen. Die größten Anteile fossiler Energieträger sind allerdings in Irland mit 87% und in den Niederlanden mit 86% zu finden.

6.3. Gesamtwirtschaftliche Effizienz im internationalen Vergleich

Im Vergleich der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz schneiden die meisten westeuropäischen Industriestaaten vergleichsweise gut ab. Schaubild 39 (Seite 51) zeigt den Energieeinsatz pro erzeugter Wirtschaftsleistung der 27 EU-Mitgliedstaaten sowie der USA und Japans für das Jahr 2008. Die Länder Osteuropas weisen einen wesentlich höheren Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt auf als die westeuropäischen Staaten, allen voran Estland mit einem spezifischen Verbrauch von rund 18 GJ/1.000 € BIP.

Demgegenüber liegt Dänemark mit etwa 4 GJ/1.000 € BIP an der Spitze der europäischen Mitgliedstaaten. Deutschland belegt im europäischen Vergleich den achten Platz und liegt damit noch in der Spitzengruppe der betrachteten Länder.

Schaubild 37: Primärenergieträgerstruktur in der EU 15
2008, in %



Zwar liegt der Energieverbrauch der westeuropäischen Industriestaaten pro erzeugter Wirtschaftsleistung weit unter dem der osteuropäischen Länder, gemessen am Primärenergieverbrauch pro Kopf verhält es sich jedoch umgekehrt (vgl. Schaubild 40). Innerhalb der EU weisen die Pro-Kopf-Verbräuche eine große Spannweite auf, zwischen Finnland als Spitzenreiter mit 287 GJ/Kopf und Rumänien mit 79 GJ/Kopf. Es ist jedoch damit zu rechnen, dass in den osteuropäischen Staaten in den nächsten Jahren –

aufgrund steigender Einkommen und folglich auch Lebensstandards – die Energieverbräuche pro Kopf zunehmen werden.

Deutschland weist im europäischen Vergleich einen relativ hohen Energieverbrauch pro Kopf auf, welcher mit ca. 175 GJ/Kopf knapp 16% über dem Durchschnitt der EU 27 liegt. Im Vergleich zu den USA mit einem Verbrauch von 324 GJ/Kopf fällt der Energieverbrauch jedoch moderat aus.

Schaubild 38: Energieträgerstruktur der Bruttostromerzeugung ausgewählter europäischer Staaten 2008, in %

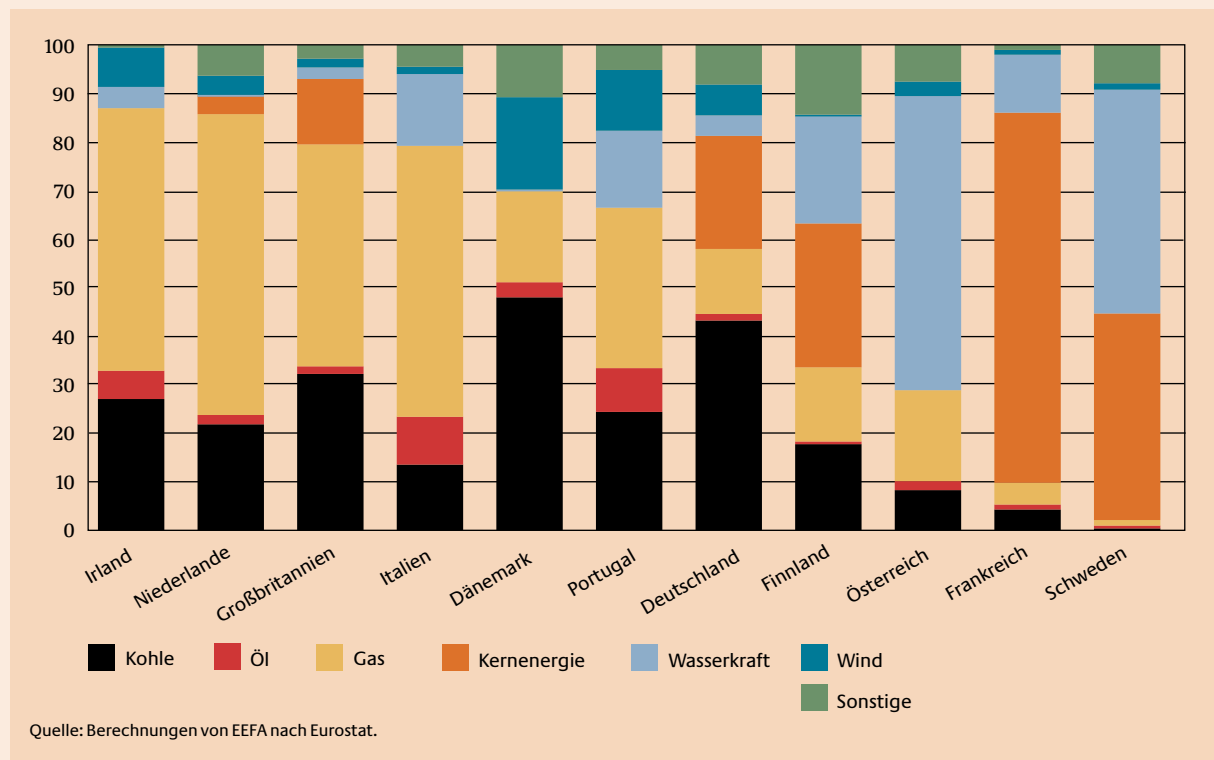


Schaubild 39: Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt im internationalen Vergleich 2008, in GJ/1.000 Euro

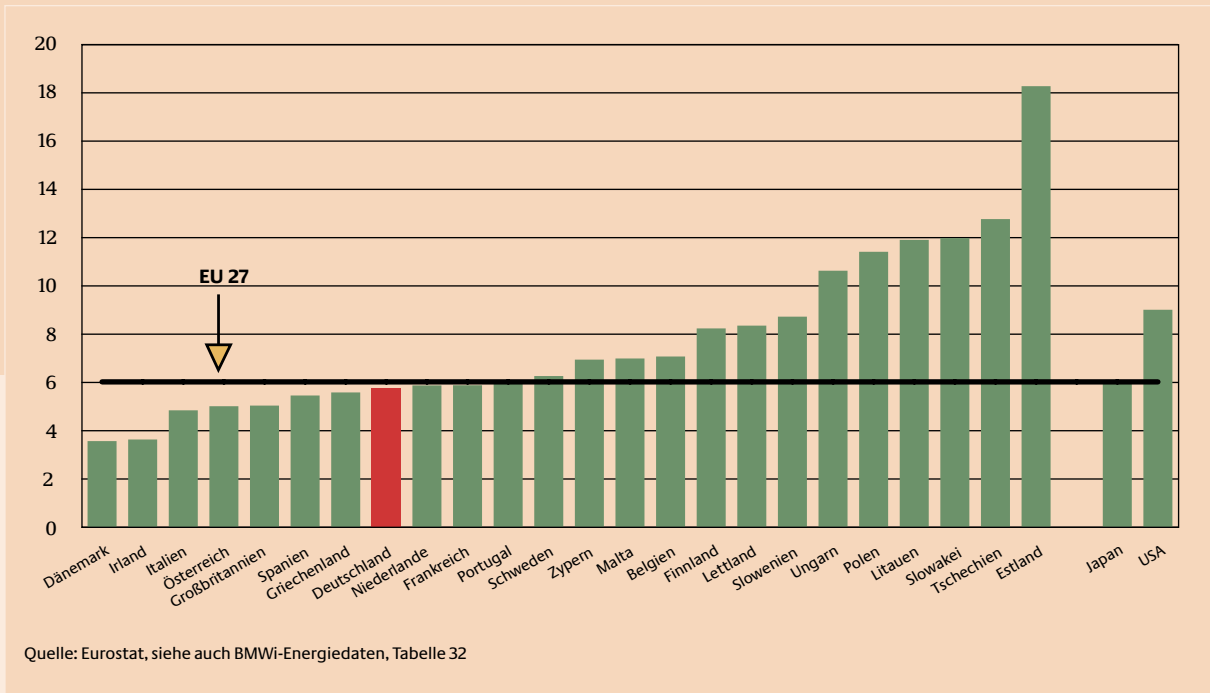
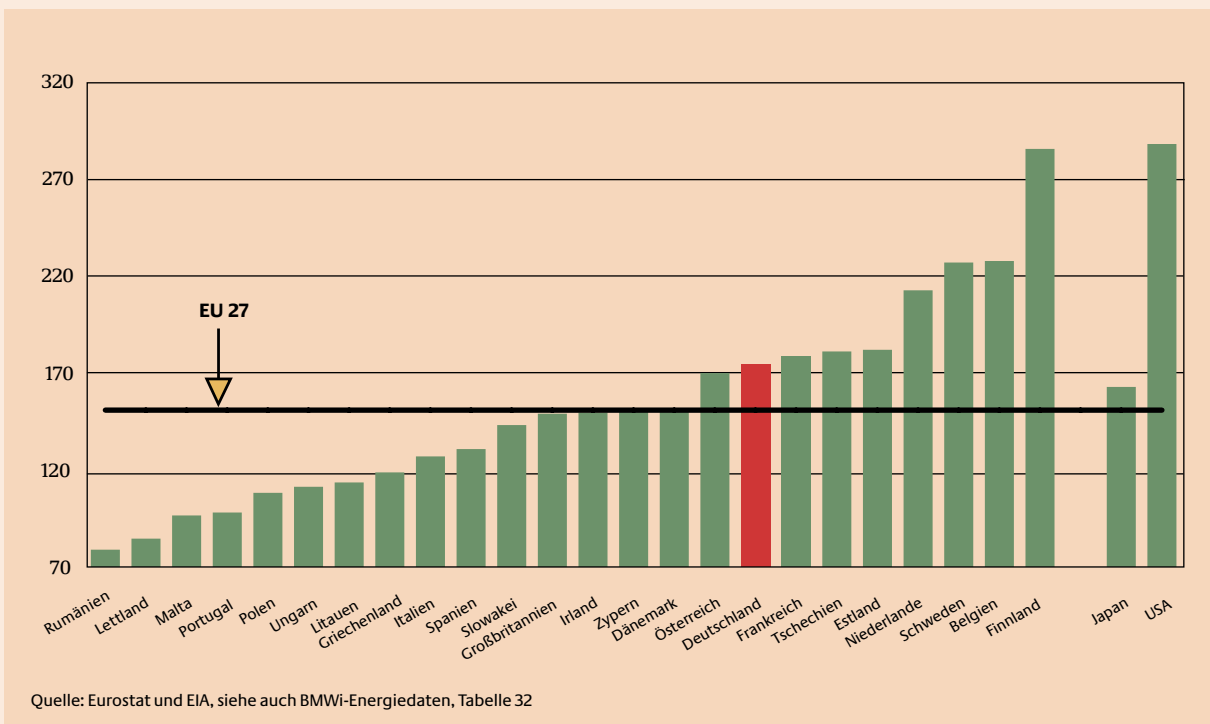


Schaubild 40: Primärenergieverbrauch je Einwohner im internationalen Vergleich 2008, in GJ/Kopf



6.4. Wirkungsgrade der Kraftwerke im internationalen Vergleich

Einen wichtigen Aspekt gesamtwirtschaftlicher Energieeffizienz stellt die Effizienz in der Stromerzeugung dar. Ein Querschnitt der Wirkungsgrade konventioneller Kraftwerke auf der Basis fossiler Energieträger ist für ausgewählte europäische Staaten in Schaubild 41 dargestellt. Ausgewiesen wird das Verhältnis der Bruttostromerzeugung fossil befeuerter Kraftwerke zum Energiegehalt der eingesetzten Brennstoffe. In den westeuropäischen Industriestaaten liegen die durchschnittlichen Wirkungsgrade des konventionellen Kraftwerksparks durchweg höher als in den jungen EU-Mitgliedsländern Osteuropas. Deutschland als eine führende Industrieland mit vergleichbar guter gesamtwirtschaftlicher Energieeffizienz landet bei diesem Vergleich im Mittelfeld.

Zu beachten ist an dieser Stelle, dass die durchschnittlichen Wirkungsgrade keine eindeutige Aussage über den tatsächlichen Modernisierungsgrad eines Kraftwerksparks der einzelnen Länder treffen können. So haben die unterschiedlichen Kraftwerks-

typen je nach Energieträger auch unterschiedliche Wirkungsgrade. Bei Gaskraftwerken liegt dieser in der Regel deutlich höher als bei Kraftwerken zur Stromerzeugung auf Kohlebasis. Diejenigen Staaten, welche einen höheren Gasanteil in der Stromerzeugung aufweisen wie Irland, die Niederlande oder Italien, weisen auch die höheren durchschnittlichen Wirkungsgrade im (konventionellen) Kraftwerkspark auf. Da in Deutschland die Stromversorgung zu einem Großteil auf der Nutzung von Stein- und Braunkohle beruht, kann der durchschnittliche Wirkungsgrad keinen Spitzenwert annehmen.

6.5. Treibhausgasemissionen und Minderungsziele in der EU

Deutschland ist mit Abstand der größte Emittent an Treibhausgasen in der EU (vgl. Schaubild 42). So ist Deutschland im Jahr 2008 für ca. 24% der Treibhausgasemissionen der an der EU-Lastenteilung beteiligten 15 „alten“ Mitgliedstaaten verantwortlich, zusammen mit dem Vereinigten Königreich, Italien und Frankreich sind es ca. 67% (dies entspricht in etwa auch dem Anteil des Primärenergieverbrauchs dieser Länder am PEV der EU 15). Da Deutschland zugleich

Schaubild 41: Wirkungsgrade konventioneller Wärmekraftwerke im europäischen Vergleich
2008, durchschnittliche Wirkungsgrade in %

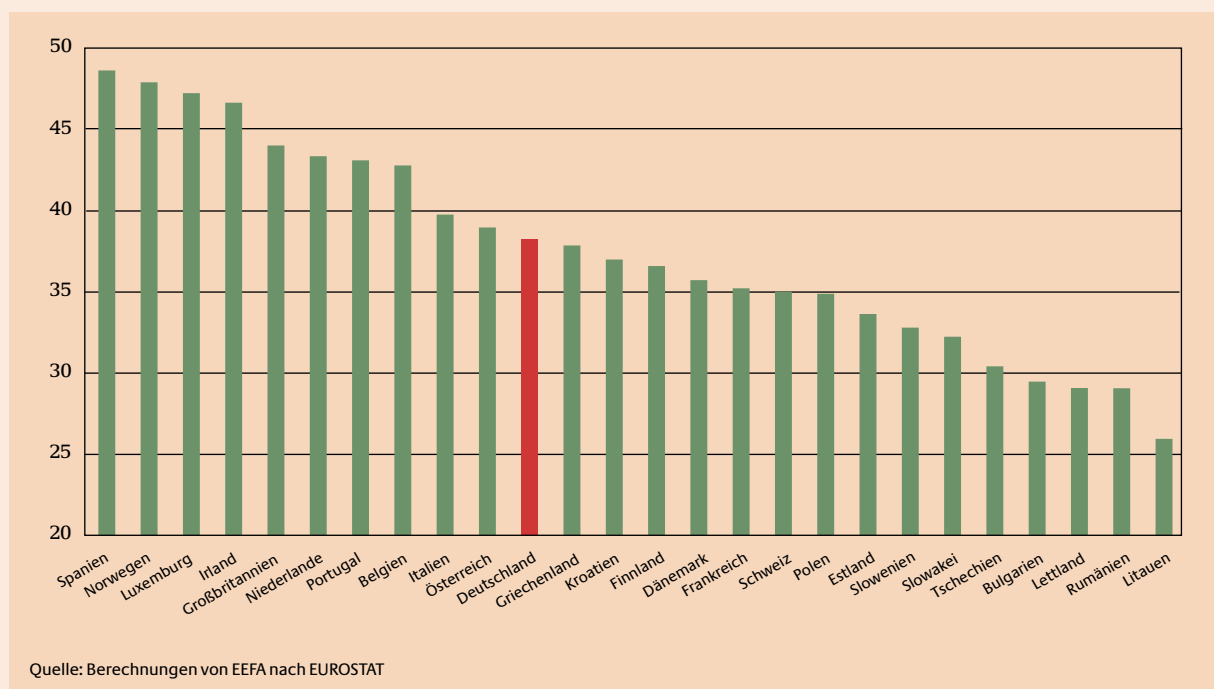


Schaubild 42: Treibhausgasemissionen in der EU 25

1990 und 2008, in Mio. t CO₂-Äquivalente¹, ohne CO₂-Senken²

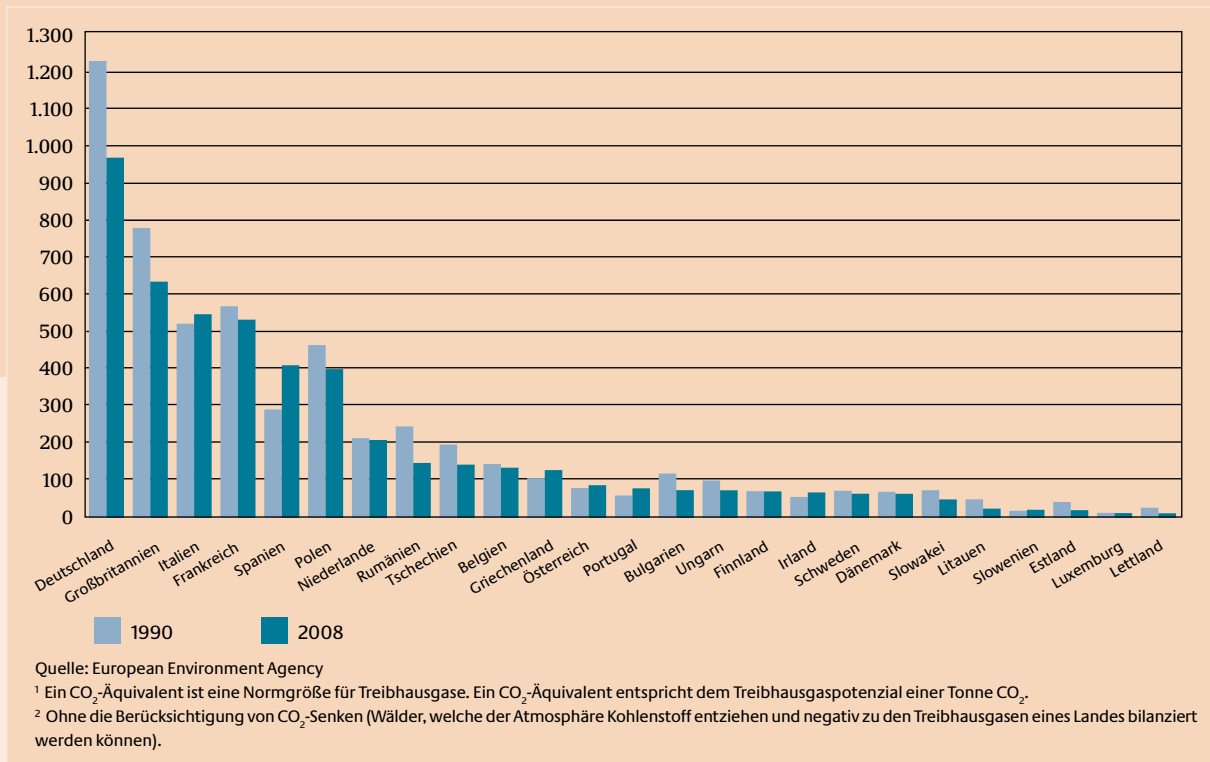
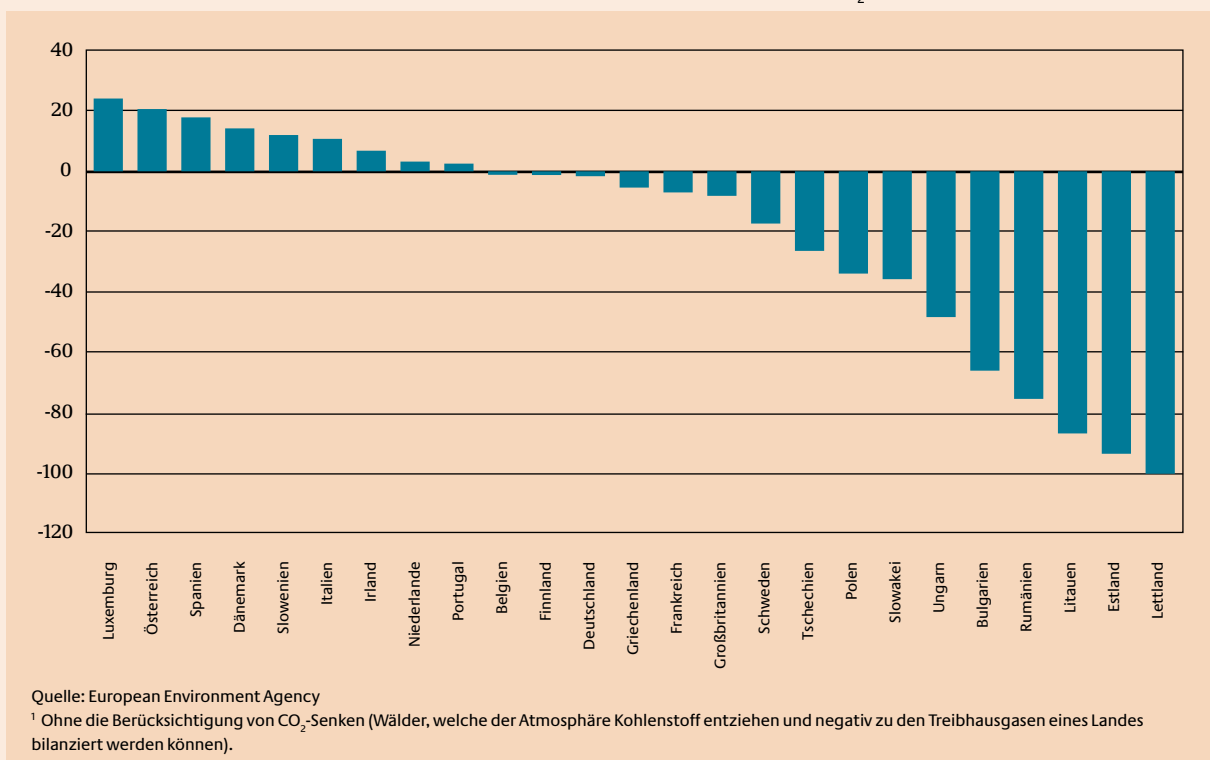


Schaubild 43: Abweichungen der Emissionen der EU-Mitgliedstaaten zum Kyoto-Ziel

in %, bezogen auf beobachtete Emissionen im Jahr 2008, ohne CO₂-Senken¹



neben Dänemark und Luxemburg die prozentual größten nationalen Reduktionsverpflichtungen zu erbringen hat, übernimmt es, gemessen in absoluten Zahlen, den größten Teil der CO₂-Minderungsverpflichtung gegenüber dem Basisjahr, nämlich 259 Mio t CO₂-Äquivalente von insgesamt 342 Mio t CO₂-Äquivalenten der EU 15.

In der EU 15 sind die Emissionen bis 2008 gegenüber 1990 um knapp 7% zurückgegangen. Die EU 15 ist damit vom gemeinsamen Reduktionsziel in Höhe von 8% noch gut einen Prozentpunkt oder rund 514 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente entfernt. Von den EU 15-Staaten haben bereits Schweden, Großbritannien, Griechenland, Frankreich, Belgien und Deutschland ihre Ziele bis 2008 erreicht, während beispielsweise Luxemburg seine Emissionen um 24% senken muss, um seinen Verpflichtungen gerecht werden zu können (vgl. Schaubild 43, Seite 53).

Die größten Spielräume haben die neuen EU-Mitgliedstaaten, welche aufgrund ihres Status als Transformationsland und aufgrund erheblicher Strukturveränderungen große Minderungen im Vergleich zu ihren Emissionen im Basisjahr aufweisen und auch nicht Teil der gemeinschaftlichen Minderungsverpflichtungen sind, sondern jeweils nationale begrenzte Zielwerte im Rahmen des Kyoto-Protokolls haben.

7 Anhang

Tabelle A1: Umrechnungsfaktoren – Energieeinheiten

	Kilojoule (kJ)	Kilowattstunden (kWh)	Kilokalorien (kcal)	kg Steinkohle- einheiten (kg SKE)	kg Rohöleinheiten (kg RÖE)
1 kJ	1	0,000278	0,2388	0,0000341	0,0000239
1 kWh	3600	1	860	0,123	0,0860
1 kcal	4,1868	0,001163	1	0,00143	0,0001
1 kg SKE	29.308	8,141	7.000	1	0,7
1 kg RÖE	41.868	11,63	10.000	1,429	1

Quelle: AGEB

Tabelle A2: Vorzeichen

Kilo	k	10 ³	Tausend
Mega	M	10 ⁶	Million
Giga	G	10 ⁹	Milliarde
Tera	T	10 ¹²	Billion
Peta	P	10 ¹⁵	Billiarde

Quelle: AGEB

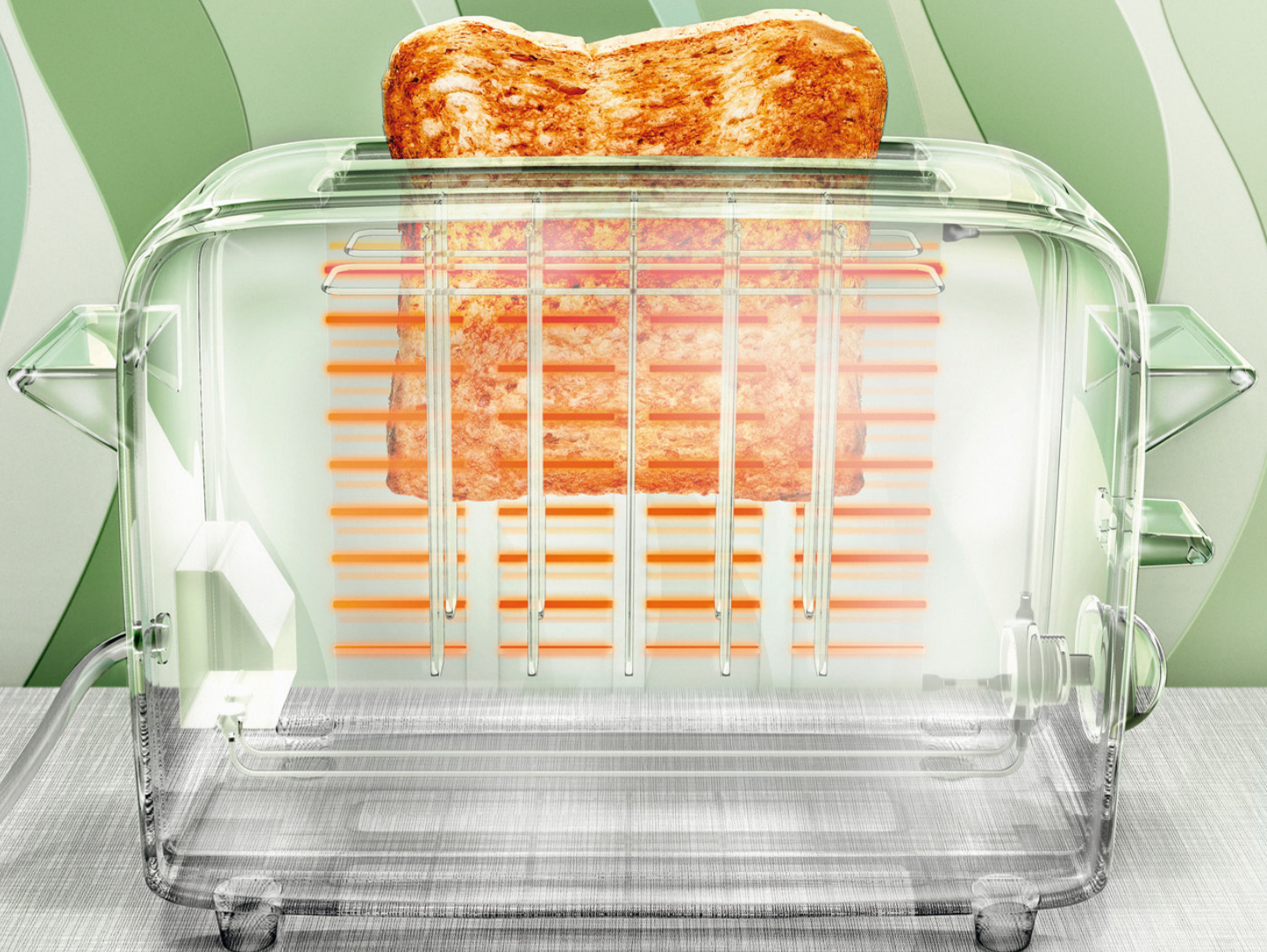
Abkürzungsverzeichnis

AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik	EEV	Endenergieverbrauch
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen	EnEV	Energieeinsparverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	EEX	European Energy Exchange
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft	EIA	Energy Information Agency
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie	EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Union
BIP	Bruttoinlandsprodukt	GfK	Gesellschaft für Konsumforschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	GuD-An- lagen	Kombinierte Gas- und Dampfturbinen- Anlagen auf Basis Erdgas
BPW	Bruttoproduktionswert	GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	IEA	International Energy Agency
Destatis	Statistisches Bundesamt Deutschland	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	MIV	Motorisierter Individualverkehr
		OECD/NEA	Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency
		OPEC	Organisation of the Petroleum Exporting Countries
		PEV	Primärenergieverbrauch
		VDN	Verband der Netzbetreiber



Mehr Transparenz, wenn es um Energie geht.

Gehen Sie den Dingen auf den Grund und erfahren Sie mehr über Energie. Denn mit Ihrer bewussten Entscheidung für einen Anbieter oder eine Energiequelle sorgen Sie für mehr Wettbewerb und gestalten den Energiemarkt in Deutschland mit. Viele interessante Fakten zum Thema, das Neueste aus der Energiepolitik und Wissenswertes zu Ihren Möglichkeiten als Verbraucher finden Sie jetzt unter www.energie-verstehen.de



Fragebogen bitte senden an:

Bundesministerium für
Wirtschaft und Technologie
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin

oder senden per FAX an:

0 30 18/6 15-52 08

1. Wie gefällt Ihnen die Broschüre „Energie in Deutschland“ insgesamt?

Sehr gut Gut Weniger gut Gar nicht

2. Hat Ihnen die Broschüre weitergeholfen?

Sehr gut Gut Weniger gut Gar nicht

3. Wie beurteilen Sie folgende Teilaspekte?

Informationsgehalt:

Sehr gut Gut Weniger gut Gar nicht

Das würde ich mir anders wünschen:

Themenauswahl:

Sehr gut Gut Weniger gut Gar nicht

Ich hätte gerne mehr zu folgenden Themen gelesen:

Praxisnähe:

Sehr gut Gut Weniger gut Gar nicht

Das würde ich mir anders wünschen:

Grafiken:

Sehr gut Gut Weniger gut Gar nicht

Das würde ich mir anders wünschen:

Vielen Dank fürs Mitmachen!



Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie herausgegeben. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Missbräuchlich ist insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken und Aufkleben parteipolitischer Informationen oder Werbemittel. Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung. Unabhängig davon, wann, auf welchem Weg und in welcher Anzahl diese Schrift dem Empfänger zugegangen ist, darf sie auch ohne zeitlichen Bezug zu einer Wahl nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Bundesregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte.