



Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2009

Drastischer Rückgang des Energieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2009 im Zeichen der wirtschaftlichen Krise

Der Energieverbrauch in Deutschland ist 2009 kräftig gesunken. Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) lag der Verbrauch mit 13.341 Petajoule (PJ) (455,2 Mio. t SKE) um 6,0 % unter dem des Vorjahres.

Entscheidenden Einfluss auf den ungewöhnlich starken Abwärtstrend hatte die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Nach ersten Schätzungen des Statistischen Bundesamtes ging das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt um 5 % zurück. In besonderem Maße wurden die energieintensiven Grundstoffindustrien von der Konjunkturentwicklung betroffen. Im Ergebnis nahm somit der Energieverbrauch stärker ab als das Bruttoinlandsprodukt. Die Energieproduktivität hat sich damit um etwa 1 % nur wenig verbessert. Das erreichte Verbrauchsniveau ist das niedrigste seit Anfang der siebziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts.

Der Verbrauch an Mineralöl verminderte sich 2009 um 5,0 % und erreichte mit 4.631 PJ (158 Mio. t SKE) den niedrigsten Stand seit der deutschen Wiedervereinigung. Mit einem Anteil von 34,7 % am Gesamtverbrauch blieb das Mineralöl dennoch der mit Abstand wichtigste Energieträger in Deutschland. Konjunkturbedingt sank die Nachfrage nach schwerem Heizöl, Chemiebenzin und Schmierstoffen sowie nach sonstigen Mineralölprodukten um rund 2 Mio. t. Der Absatz von leichtem Heizöl verringerte sich um etwas mehr als 13 % und der auch derjenige von Flugkraftstoffen lag mit fast 3 deutlich im Minus. Die Absatzentwicklung bei Otto- und Dieselmotoren wurde geprägt durch die um rund 45 % erhöhte Beimischung von Bio-Kraftstoffen, die statistisch den erneuerbaren Energieträgern zugerechnet werden. Ohne Zumischung hätte sich der Absatz an mineralischen Kraftstoffen nur wenig gegenüber dem Vorjahr verändert.

Der Erdgasverbrauch sank 2009 in Deutschland wie beim Öl um 5 % auf 2.907 PJ (99,2 Mio. t SKE). Dabei verminderte sich sowohl die Nachfrage der Industrie als auch der Einsatz in Kraftwerken. Dagegen steigerten die privaten Haushalte ihren Verbrauch infolge der deutlich niedrigeren Temperaturen im ersten Quartal noch leicht. Der Anteil des Erdgases am gesamten Primärenergieverbrauch nahm geringfügig auf 21,8 % zu.

Die Steinkohle wurde 2009 von der wirtschaftlichen Entwicklung besonders stark getroffen. Ihr Verbrauch sank um rund 18 % auf 1.474 PJ (50,3 Mio. t SKE). Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken verringerte sich gegenüber dem Vorjahr um knapp 13 %, und die Lieferungen an die Eisen- und Stahlindustrie sanken drastisch um über 30 %. Der Wärmemarkt schloss ebenfalls mit einem Minus ab. Steinkohle deckte 2009 noch rund 11 % des Energieverbrauchs in Deutschland.

Die Braunkohle wies mit rund 3 % einen vergleichsweise schwachen Rückgang auf. Der Verbrauch belief sich 2009 auf 1.508 PJ (51,5 Mio. t SKE). Die Gesamtentwicklung entspricht in etwa der Verringerung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung, an die über 90 % der deutschen Braunkohlenförderung gehen. Der Anteil am Gesamtverbrauch stieg leicht auf 11,3 %.



März/2010

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Mohrenstraße 58
10117 Berlin
hzielsing@ag-energiebilanzen.de

Max-Planck-Straße 37
50858 Köln
uwe.maassen@braunkohle.de

www.ag-energiebilanzen.de

Die Stromerzeugung aus Kernkraft sank um gut 9 % auf 1.472 PJ (50,2 Mio. t SKE). Damit deckte die Kernkraft ebenfalls rund 11 % des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland.

Die Wasserkraftwerke (ohne Pumpspeicher) produzierten 2009 wie die Windkraftanlagen rund 7 % weniger Strom als im Vorjahr. Zugenommen hat 2009 vor allem die Nutzung der Biomasse und der Photovoltaik. Insgesamt konnten die erneuerbaren Energien ihren Verbrauch um etwa 3 % steigern; ihr Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland erhöhte sich um knapp einen Prozentpunkt auf rund 9 %

Der Bruttostromverbrauch war 2009 ebenfalls erheblich niedriger als im Vorjahr (-5,2 %); die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die in den ersten fünf Jahren des Jahrhunderts eher leicht gesunken war, nahm 2009 mit 0,3 % deutlich weniger zu als in den drei vorangegangenen Jahren. Die Bruttostromerzeugung sank 2009 im Vergleich zum Vorjahr mit 6,3 % noch stärker als der Bruttostromverbrauch. Absolut waren es 2009 über 40 Mrd. kWh weniger als 2008. Kräftig gesunken ist die Stromerzeugung auf der Basis von Steinkohle (-12,5 %), Erdgas (-11,2 %) und Kernenergie (-9,3 %). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fiel 2009 nur wenig höher aus als 2008. Ihr Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung erhöhte sich damit aber von 14,5 % um mehr als einen Prozentpunkt auf 15,6 %. Hinter der Braunkohle (Anteil 2009: 24,5 %), der Kernenergie (22,6 %) und der Steinkohle (18,3 %) rangieren die erneuerbaren Energien inzwischen an vierter Stelle, noch vor dem Erdgas mit 12,9 %.

Im Jahr 2009 gab es mit 14,3 Mrd. kWh erneut einen spürbaren Stromexportüberschuss, der allerdings im Vergleich zum Vorjahr (22,4 Mrd. kWh) um reichlich ein Drittel niedriger ausfiel.



Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2009 insgesamt 13.341 PJ oder 455,2 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr war er damit um 6 % niedriger (Tabelle 1). Er erreichte damit das niedrigste Niveau in Gesamtdeutschland seit Anfang der siebziger Jahre.



Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2008 und 2009¹

Energieträger	2008	2009	2008	2009	Veränderungen 2009 gegenüber 2008			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	%	2008	2009
Mineralöl	4.877	4.631	166,4	158,0	-246	-8,4	-5,0	34,3	34,7
Erdgas	3.060	2.907	104,4	99,2	-153	-5,2	-5,0	21,6	21,8
Steinkohle	1.800	1.474	61,4	50,3	-326	-11,1	-18,1	12,7	11,0
Braunkohle	1.554	1.508	53,0	51,5	-46	-1,5	-3,0	11,0	11,3
Kernenergie	1.622	1.472	55,4	50,2	-150	-5,2	-9,3	11,4	11,0
Erneuerbare Energien	1.147	1.181	39,1	40,3	34	1,2	3,0	8,1	8,9
Sonstige²	130	168	4,4	5,7	38	1,3		0,9	1,3
Insgesamt	14.190	13.341	484,1	455,2	-849	-28,9	-6,0	100,0	100,0

1 Alle Angaben sind vorläufig.

2 Einschließlich Stromaußenhandelsaldo

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Dabei wurde die Verbrauchsentwicklung im Jahr 2009 entscheidend durch die wirtschaftliche Krise beeinflusst:

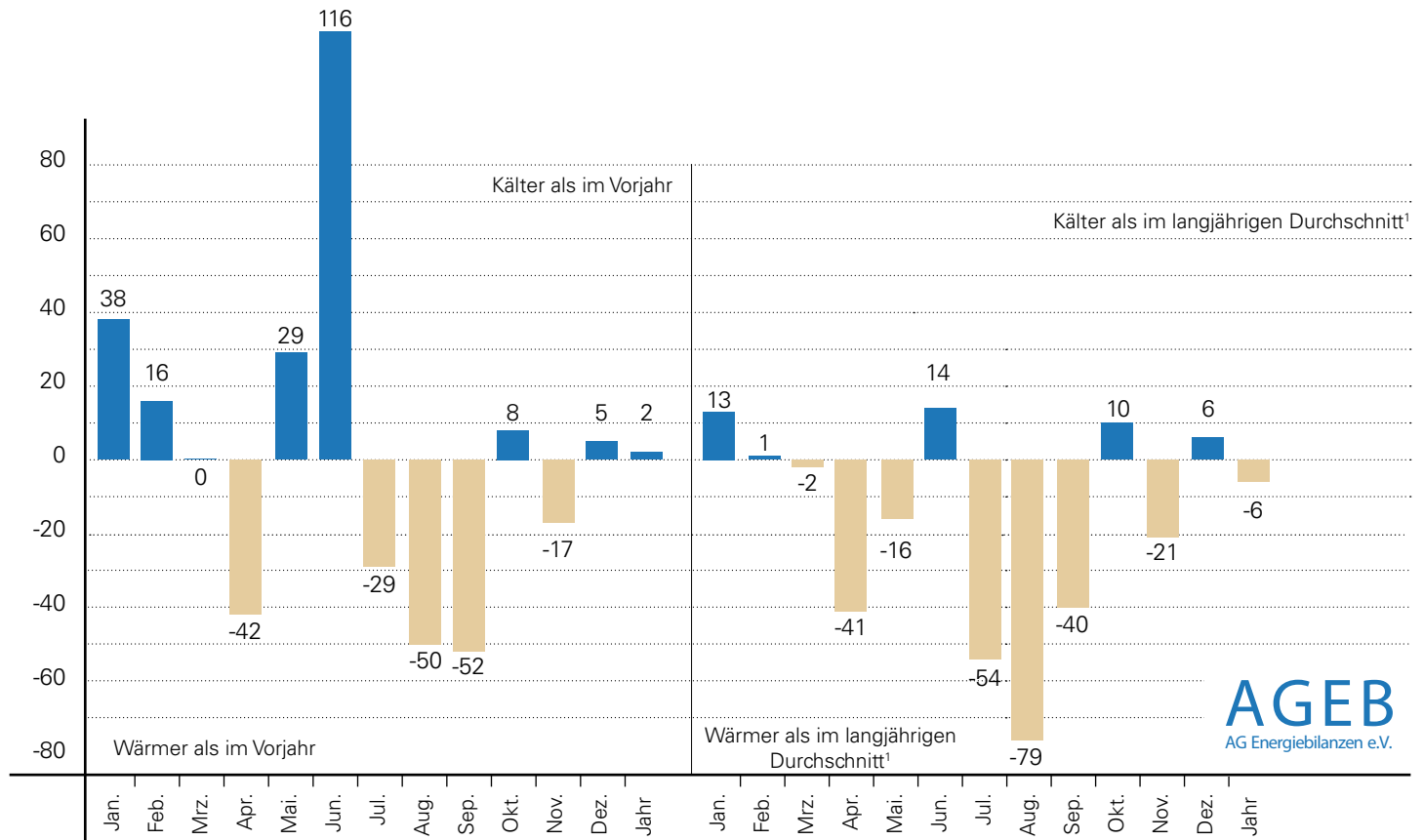
- Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt war im Vergleich zum Vorjahr um 5 % niedriger; dies ist der stärkste Rückgang in der Geschichte der Bundesrepublik Deutschland.
- Die preisbereinigte Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe sank um fast 18 %.
- Die Produktion insbesondere in energieintensiven Bereichen ging drastisch zurück: So sank die Roheisenerzeugung im Vorjahresvergleich um 31 %, die Produktion in der Herstellung von Metallerzeugnissen nahm um 22 % ab, und in der Grundstoffchemie verminderte sich die Produktion um etwa 15 %.
- Aber auch in den wirtschaftlich bedeutsamen Branchen, wenngleich weniger energieintensiven Branchen brach die Produktion ein. Im Maschinenbau war sie 2009 um 26 % und im Fahrzeugbau wie bei der Elektrotechnik jeweils um rund 22 % niedriger als 2008.

Leicht verbrauchssteigernd wirkten lediglich die im Vorjahresvergleich niedrigeren Temperaturen. Über das Jahr gerechnet waren die Gradtagzahlen 2009 um etwa 2 % höher (also „kälter“) als 2008; der langjährige Durchschnitt wurde demgegenüber dennoch um fast 6 % unterschritten (vgl. Abbildung 1).



Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland (15 Messstationen) Veränderungen 2009 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel



1 Langjähriges Mittel von 1970 bis 2009

Quellen: Deutscher Wetterdienst; Institut Wohnen und Umwelt

Bei Temperaturen wie im langjährigen Mittel wäre der Primärenergieverbrauch unter sonst unveränderten Bedingungen nicht um 6,0 % gefallen, sondern sogar mit 6,3 % noch etwas stärker.¹ Dabei wirkte sich der Temperatureffekt bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich aus. Er beeinflusst vor allem den Verbrauch von Erdgas und Mineralöl, die einen hohen Anteil am (von den Außentemperaturen abhängigen) Wärmemarkt haben. Während der Erdgasverbrauch auf Basis der Ursprungswerte im Jahre 2009 um rund 5 % niedriger war als im Vorjahr, deuten die temperaturbereinigten Werte auf eine Reduktion um knapp 6 % hin. Beim Mineralölverbrauch schlug sich der Temperatureinfluss in einem um 0,4 Prozentpunkten stärkeren Rückgang nieder (statt +5,0 % wären es 5,4 %). Bei den anderen Energieträgern, deren Verbrauch weitaus weniger von den Witterungsverhältnissen abhängt, zeigen sich nur geringe Unterschiede zwischen den tatsächlichen und den temperaturbereinigten Werten (Abbildung 2).

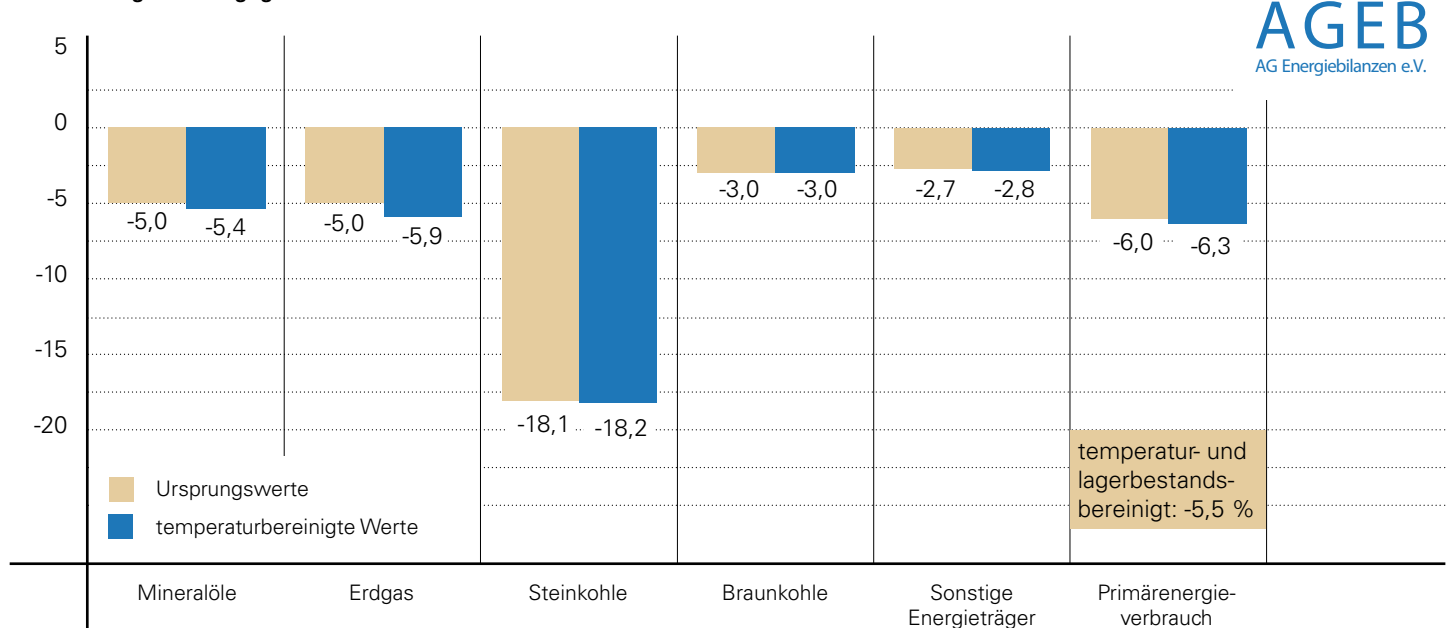
1 Zur Temperaturbereinigung des Energieverbrauchs vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: *Energie-nachfrage in Deutschland in Abhängigkeit von Temperaturschwankungen und saisonalen Sondereffekten*. Gutachten im Auftrage des Bundesministers für Wirtschaft. Von Hans-Joachim Ziesing unter Mitarbeit von Jochen Diekmann. Berlin, September 1995.

Bei einer Bewertung der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs wie speziell des Mineralölverbrauchs ist im Übrigen zu berücksichtigen, dass die Ursprungswerte für die lagerfähigen Brennstoffe (Kohlen und Mineralölprodukte) nur die Absatzzahlen enthalten. Der tatsächliche Verbrauch kann deshalb um die jeweiligen Veränderungen der Lagerbestandshaltung von diesen Absatzzahlen abweichen. Diese Veränderungen des Lagerbestands werden statistisch aber nur für den Energiesektor selbst und für das produzierende Gewerbe erfasst und können dort für die Verbrauchsberechnung berücksichtigt werden. Bei den privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist dies nicht der Fall. Der tatsächliche Energieverbrauch in diesen beiden Bereichen lässt sich deshalb hier – wenn auch nur grob – auf der Basis von Befragungsergebnissen zum jeweiligen Tankverhalten und den daraus resultierenden Veränderungen des Betankungsgrades schätzen. Vor allem betrifft dies das leichte Heizöl. Groben Schätzungen zufolge dürften die Tanks bei den privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen Ende 2009 um etwa 0,7 Mio. t (etwa 1 Mio. t SKE) niedriger befüllt gewesen sein als Ende 2008. Demnach ist zwar der tatsächliche Heizölverbrauch um diese Menge gestiegen, nicht aber der tatsächliche Heizölabsatz. Bereinigt man den Mineralölverbrauch neben dem Temperatureinfluss noch um diesen Betrag, dann hätte sich der Ölverbrauch tatsächlich noch immer um reichlich 3 % vermindert. Bei einer Bewertung dieser Veränderung ist zu berücksichtigen, dass es im Vorjahr – anders als 2009 – noch zu einem beträchtlichen Bestandsaufbau gekommen war, so dass dem entsprechend verminderten tatsächlichen Ölverbrauch im Jahr 2008 ein durch die Lagerbestandsentnahme im Jahr 2009 beeinflusster höherer tatsächlicher Ölverbrauch entgegen stand. Für den gesamten Primärenergieverbrauch bedeutete die Einbeziehung des Temperatur- wie des Lagerbestandseffektes einen Rückgang um etwa 5,5 % im Vergleich zum Minus von 6,0 % bei den Ursprungswerten.



Abbildung 2

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern Veränderungen 2009 gegenüber 2008 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Deutscher Wetterdienst

Die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern änderte sich im Vergleich zum Vorjahr nur wenig. Nach wie vor ist das Mineralöl mit einem Anteil von nahezu 35 % der wichtigste Primärenergieträger, gefolgt vom Erdgas (knapp 22 %), der Braunkohle (11,3 %) der Steinkohle und der Kernenergie mit jeweils 11,0 %. Dabei gingen die Anteile der Steinkohle und der Kernenergie leicht zurück, während der Beitrag aller übrigen Energieträger mehr oder weniger stark zunahm. Die erneuerbaren Energiequellen tragen inzwischen insgesamt mit 8,9 % (Vorjahr: 8,1 %) zur Deckung der Primärenergienachfrage in Deutschland bei.²

Bei einem Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 5,0 % hat die Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft, gemessen an den Ursprungswerten, im Durchschnitt des Jahres 2009 um rund 1 % zugenommen. Temperaturbereinigt errechnet sich aber ein Anstieg um 1,4 %, während es unter zusätzlichem Einschluss des Lagerbestandseffektes allerdings nur 0,6 % waren³ (Tabelle 2 und Abbildung 3).

2

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die erneuerbaren Energieträger in den Energiebilanzen von 1995 an mit der international üblichen Wirkungsgradmethode bewertet werden; gegenüber dem früher in Deutschland gebräuchlichen Substitutionsansatz führt dies rechnerisch zu einem niedrigeren Beitrag zum Primärenergieverbrauch.

Tabelle 2

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2009

	Einheit	1990 ¹	1991	1995	2000	2005	2007	2008 ¹	2009 ¹	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %			
										2008 bis 2009	1990 bis 2000	2000 bis 2009	1990 bis 2009
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt)	Verkettete Volumenangaben in Mrd. Euro	1.719,3	1.760,6	1.867,4	2.062,5	2.124,6	2.245,9	2.274,1	2.160,5	-5,0	1,8	0,5	1,2
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	14.610	14.269	14.401	14.537	14.128	14.190	13.341	-6,0	-0,3	-0,8	-0,6
Primärenergieverbrauch (temperaturbereinigt)	Petajoule	15.174	14.493	14.262	14.744	14.603	14.511	14.406	13.494	-6,3	-0,3	-1,0	-0,6
Primärenergieverbrauch (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)	Petajoule	15.201	14.493	14.262	14.813	14.744	14.677	14.317	13.523	-5,5	-0,3	-1,0	-0,6
Bruttostromverbrauch	Mrd. kWh	550,7	539,5	540,1	579,6	612,1	618,1	614,8	582,5	-5,2	0,5	0,1	0,3
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	115,4	120,5	130,9	143,2	146,1	159,0	160,3	161,9	1,0	2,2	1,4	1,8
Energieproduktivität (temperaturbereinigt)	Euro/GJ	113,3	121,5	130,9	139,9	145,5	154,8	157,9	160,1	1,4	2,1	1,5	1,8
Energieproduktivität (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)	Euro/GJ	113,1	121,5	130,9	139,2	144,1	153,0	158,8	159,8	0,6	2,1	1,5	1,8
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,12	3,26	3,46	3,56	3,47	3,63	3,70	3,71	0,3	1,3	0,5	0,9

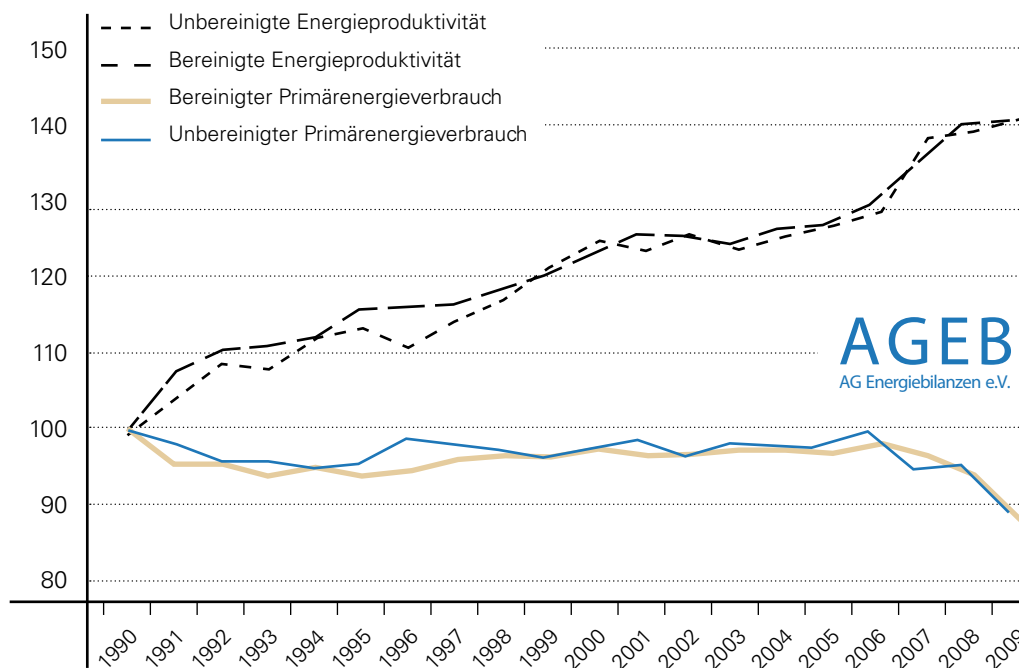
1 Vorläufige Angaben.

Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Abbildung 3

Primärenergieverbrauch und gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2009

1990 = 100



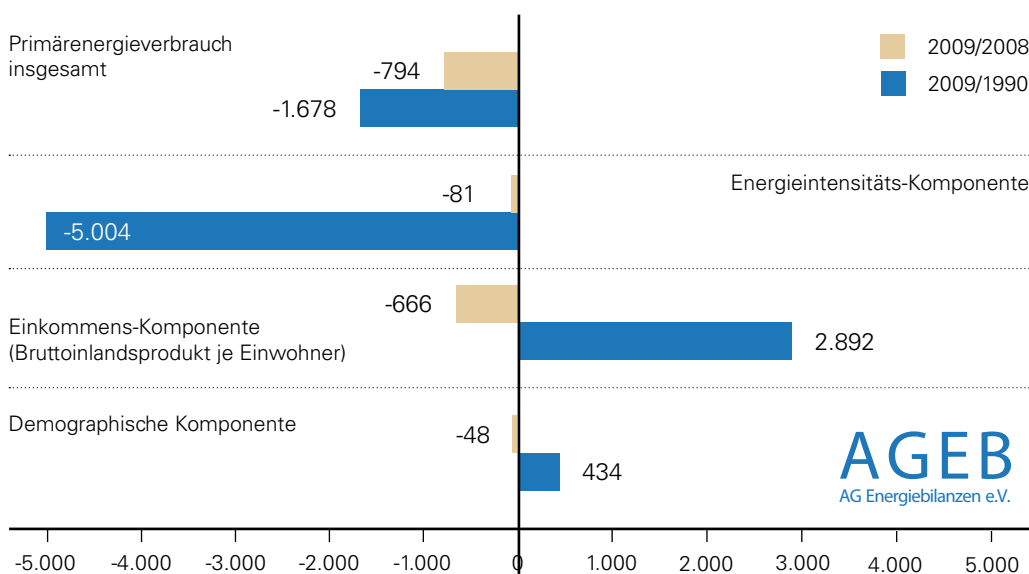
Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Mit Hilfe der Komponentenzzerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs zeigen (Abbildung 4).

Abbildung 4

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des temperatur- und lagerbestandsbereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2009 gegenüber 2008 und 1990 in Petajoule



Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; AG Energiebilanzen e.V.

3

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität ist hier definiert als das Verhältnis des preisbereinigten Bruttoinlandsprodukts zum Primärenergieverbrauch. Dabei folgen die Angaben zum preisbereinigten Bruttoinlandsprodukt der grundlegenden Neuerung im Rahmen der großen Revision der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung 2005, wonach für die Deflationierung nicht mehr die bisherige Festpreisbasis, sondern eine jährlich wechselnde Preisbasis (Vorjahrespreisbasis) verwendet wird. Die preisbereinigten Ergebnisse der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen werden also nicht mehr in Preisen eines konstanten Jahres (zuletzt in Preisen von 1995), sondern in Preisen des jeweiligen Vorjahres ausgedrückt. Dadurch können immer die aktuellen Preis- und Güterrelationen berücksichtigt werden. Durch Verkettung der Einzelergebnisse werden aber langfristige Vergleiche möglich.

Interessant sind die Veränderungen von 2008 auf 2009. Dabei zeigt sich sehr deutlich der dominierende Einfluss der wirtschaftlichen Krise: Allein etwa 84 % des Rückgangs des Primärenergieverbrauchs lassen sich auf das gesunkene Bruttoinlandsprodukt je Einwohner zurückführen. Ein wenig trugen auch geminderte Energieintensität⁴ (gleichbedeutend mit einer verbesserten Energieproduktivität) sowie die geringere Einwohnerzahl zu der Gesamtminderung bei. Im gesamten Zeitraum 1990 bis 2009 wurden dagegen die verbrauchssteigernden Wirkungen des in dieser Periode deutlich höheren Bruttoinlandsproduktes von der sinkenden Energieintensität deutlich übertroffen. In den 90er Jahren spielte auch noch die zunehmende Zahl der Einwohner (demographische Komponente) eine wichtige Rolle, während zuletzt mit dem Bevölkerungsrückgang eine leichte Verbrauchsreduktion einherging. Im Ergebnis war der temperatur- und lagerbestandsbereinigte Primärenergieverbrauch im Jahre 2009 im Vergleich zu 1990 um rund 1.678 PJ oder um 11 % niedriger.

4
Die bei der Komponentenzergliederung verwendete Kennziffer Energieintensität ist das Verhältnis von Primärenergieverbrauch zum preisbereinigten Bruttoinlandsprodukt, also der Kehrwert der Energieproduktivität.

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ging 2009 erneut zurück, nämlich um 3,7 % auf 3.924 PJ oder 134 Mio. t SKE (Tabelle 3). Von diesem Rückgang waren sämtliche fossilen Energieträger betroffen. Den stärksten absoluten wie relativen Rückgang wies die Steinkohle mit einem Minus von 3,5 Mio. t SKE (19,8 %). Bei der Braunkohle betrug der Förderrückgang 1,6 Mio. t SKE, beim Erdgas waren es 1,1 Mio. t SKE und beim Öl 0,4 Mio. t SKE weniger. Lediglich die erneuerbaren Energiequellen wiesen, abgesehen von den quantitativ weniger bedeutenden sonstigen Energieträgern (weitgehend nicht biogener Müll), einen nennenswerten Zuwachs (1,2 Mio. t SKE bzw. 3 %) auf; an der inländischen Primärenergiegewinnung sind sie inzwischen mit rund 30 % beteiligt. Sie rangieren damit an zweiter Stelle hinter der Braunkohle, die mit einem Anteil von beinahe zwei Fünftel nach wie vor der wichtigste einheimische Energieträger bleibt.

Tabelle 3

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2008 und 2009

	Gewinnung		Veränderungen 2009 gegenüber 2008		Anteile			
	2008	2009	2008	2009	2008	2009		
	PJ	PJ	Mio. t SKE	Mio. t SKE	PJ	in %		
Mineralöl	131	120	4,5	4,1	-11	-8,3	3,2	3,1
Erdgas, Erdölgas	492	460	16,8	15,7	-32	-6,5	12,1	11,7
Steinkohle	519	415	17,7	14,2	-104	-19,8	12,7	10,6
Braunkohle	1.577	1.529	53,8	52,2	-48	-3,0	38,7	38,9
erneuerbare Energien	1.147	1.181	39,1	40,3	34	3,0	28,1	30,1
Übrige Energieträger	211	220	7,2	7,5	9	4,2	5,2	5,6
Insgesamt	4.076	3.924	139,1	134,0	-152	-3,7	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch	–	–	–	–	–	–	28,7	29,4

Angaben teilweise geschätzt; Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.; Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus; Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Gemessen an dem stärker gesunkenen Niveau des Primärenergieverbrauchs ist der Anteil der Inlandsenergie leicht gestiegen, und zwar von 28,7 % auf 29,4 %.

Mineralöl

Mit insgesamt rund 108 Mio. t war der - statistisch erfasste - Verbrauch von Mineralöl im Jahr 2009 um etwa 5 % niedriger als im Vorjahr und damit der geringste Wert für das vereinte Deutschland. Wesentliche Ursachen für den Rückgang waren die erhöhten Beimischungen von Bio-Kraftstoffen (+46 %), Basiseffekte beim leichten Heizöl sowie die negative Wirtschaftsentwicklung im Jahr 2009. Hinzu kommen produktspezifische Faktoren (Tabelle 4):

Tabelle 4

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2008 und 2009

	2008	2009 ¹	Veränderung
	Mio. t		in %
Verbrauch insgesamt	114,0	108,1	-5,0
Eigenverbrauch und Verluste²	7,4	7,1	-4,1
Summe Produkte	106,6	101,0	-5,3
davon:			
Ottokraftstoff	20,6	20,2	-1,9
Dieselmotorkraftstoff	29,9	31,0	3,7
Flugkraftstoffe	8,9	8,7	-2,7
Heizöl, leicht	23,8	20,6	-13,3
Heizöl, schwer³	5,8	5,4	-8,3
Rohbenzin	15,7	15,3	-3,0
Flüssiggas	2,9	2,9	0,8
Schmierstoffe	1,1	0,9	-22,4
Sonstige Produkte	5,6	4,7	-16,1
Recycling (abzüglich)	-5,5	-5,5	0,1
Bio-Kraftstoffe⁴ (abzüglich)	-2,2	-3,2	45,5
Aufkommen insgesamt	114,0	108,1	-5,2
Raffinerieerzeugung	118,2	111,2	-5,9
aus:			
Rohöleinsatz	107,4	101,1	-5,9
Produkteneinsatz	10,8	10,1	-6,5
Außenhandel Produkte (Saldo)	9,2	9,2	
Einfuhr	34,7	32,2	-7,2
Ausfuhr	25,5	23,0	-9,8
Ausgleich (Saldo [Bunker, Differenzen])	-13,4	-12,3	
Raffineriekapazität	118,6	117,8	
Auslastung der Raffineriekapazität in %	90,6	85,8	
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (Mio. t SKE)	166,4	158,0	-5,0

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

- 1 Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt. 3 Einschließlich anderer schwerer Rückstände.
 2 Einschließlich Bestandsveränderungen. 4 Nur beigemischte Biokraftstoffe.

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e.V.

- Die Absatzentwicklung für leichtes Heizöl war 2009, wie in den beiden Vorjahren, von erheblichen Schwankungen gekennzeichnet. Während im 1. bis 3. Quartal die Ablieferungen noch um über 1 % zunahmen, verminderte sich die Nachfrage im 4. Quartal 2009 drastisch um rund 43 %. Maßgeblich für diese gegenläufige Entwicklung war zunächst der weitere Rückgang der Heizölpreise, der die Verbraucher veranlasste, Bestände über Vorjahresniveau aufzubauen. Erst zum Jahresende 2009 wurde bei steigenden Preisen und kälterer Witterung die Bevorratung des Vorjahres geringfügig unterschritten. Insgesamt wurden 2009 knapp 21 Mio. t leichtes Heizöl nachgefragt, 13,3 % weniger als 2008.
- Abweichend von den Veränderungen in den EU-Nachbarstaaten erhöhte sich der statistisch ausgewiesene Verbrauch an Dieselmotorkraftstoff (einschließlich der Beimischungen an Bio-Diesel) um 1,1 Mio. t (oder 3,7 %) auf 31 Mio. t. Wird allerdings der reine Bio-Diesel (einschl. Pflanzenöl), der unvermischt und direkt an die Verbraucher abgeliefert wird, hinzuaddiert, so stagnierte der Verbrauch insgesamt bei 31,4 Mio. t in den Jahren 2008 und 2009. Diese Entwicklung entspricht dem nur schwach steigenden Diesel-Pkw-Bestand und der rückläufigen Verkehrskonjunktur in Deutschland.
- Der seit zehn Jahren andauernde Rückgang des Benzinverbrauchs in Deutschland schwächte sich in 2009 weiter ab. Es wurden rd. 0,4 Mio. t oder 1,9 % weniger Ottokraftstoff abgeliefert als 2008. Wegen der „Abwrackprämie“, aber auch aufgrund fallender Benzinpreise (-7,6 %) dürften der Bestand an Otto-Pkw und die entsprechenden Fahrleistungen schwächer gesunken sein als in den Vorjahren.
- Erstmals seit 2002 verminderten sich die Ablieferungen an Flugkraftstoff im Jahr 2009 um absolut 2,7 % oder 0,2 Mio. t auf 8,7 Mio. t. Sowohl die Zahl der Passagiere als auch der Flugbewegungen waren geringer als 2008. Als Folge der internationalen Wirtschaftskrise dürften vor allem weniger Geschäftsflüge gebucht worden sein.
- Auch der Absatz für die übrigen Ölprodukte war überwiegend rückläufig, z.B. Rohbenzin (-3,0 %), schweres Heizöl (-8,3%), Schmierstoffe (-22,4 %), Petrolkoks (-37,6 %). Hier wirkte sich die Rezession in relevanten Branchen, wie Petrochemie, Eisen und Stahl, Kraftwerke unmittelbar aus.

Der insgesamt geringere Ölverbrauch in Deutschland wurde durch eine verminderte Erzeugung der Raffinerien ausgeglichen; der Außenhandels-Saldo für Ölprodukte blieb dagegen unverändert:

- Die gesamte Raffinerieerzeugung wurde von 118,2 Mio. t (2008) auf 111,2 Mio. t (2009) um rund 6 % gedrosselt. Daran waren sowohl die Anlagen zur Verarbeitung von Rohöl als auch von Halb – und Fertigprodukten beteiligt.
- Die verfügbaren Kapazitäten zur Rohölverarbeitung und deren Auslastung war 2009 geringer als 2008; u.a. auch wegen der zeitweiligen und endgültigen Stilllegungen von Anlagen.



- Die Im – und Exporte an Ölprodukten wurden von der deutschen Ölwirtschaft um etwa 7 % bzw. 10 % reduziert. Damit blieb der positive Außenhandelsaldo im Jahr 2009 rechnerisch mit 9,2 Mio. t gegenüber dem Vorjahr unverändert.

Da die deutsche Rohölförderung mit 2,7 Mio. t (2009) weniger als 3 % des Rohöleinsatzes in Raffinerien ausmachte, mussten auch 2009 erhebliche Rohölimporte getätigt werden; allerdings sanken die Rohölimporte von 105,2 Mio. t (2008) auf 98,2 Mio. t im Jahr 2009 (Tabelle 5).

Tabelle 5

Rohölimporte Deutschlands 2008 und 2009 nach Herkunftsländern

	2008	2009 ¹	2008	2009 ¹
	Mio. t		Anteile in %	
Wichtige Lieferländer				
Russland	33,6	34,7	31,9	35,4
Norwegen	16,0	13,9	15,2	14,1
Großbritannien	13,9	10,5	13,3	10,7
Libyen	10,4	8,3	9,9	8,4
Kasachstan	7,0	6,9	6,7	7,0
Aserbaidschan	3,4	4,2	3,2	4,3
Nigeria	3,0	3,7	2,9	3,7
Syrien	2,7	2,6	2,6	2,7
Venezuela	1,8	1,9	1,7	2,0
Algerien	3,1	1,8	2,9	1,8
Übrige Länder	10,2	9,8	9,7	10,0
Förderregionen	105,2	98,2	100,0	100,0
OPEC	22,6	20,0	21,5	20,4
Nordsee¹	31,3	26,4	29,8	26,9
Ehemalige GUS	44,2	45,5	42,0	46,3
Sonstige	7,1	6,3	6,7	6,4
Insgesamt	105,2	98,2	100,0	100,0

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

1 Vorläufige Angaben.

2 Einschließlich übrige EU-Staaten.

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Das wichtigste Lieferland war weiterhin Russland, dessen Anteil an den gesamten Rohölimporten sogar noch von knapp 32 % (2008) auf reichlich 35 % (2009) gestiegen ist. Es folgten Norwegen (14,1 %), Großbritannien (10,7 %), Libyen (8,4 %), Kasachstan (7,0%), Aserbaidschan (4,%); auf die übrigen Länder entfiel zusammen rund ein Fünftel der deutschen Rohölimporte.

Die internationalen und nationalen Ölpreise sind nach dem drastischen Rückgang im 2. Halbjahr 2008 im Verlauf des Jahres 2009 tendenziell erneut gestiegen (Abbildung 5). Sie waren jedoch im Jahresdurchschnitt 2009 deutlich geringer als im Vorjahr. So wurde die Rohölsorte Brent UK (Nordsee) am internationalen Markt im Jahresdurchschnitt 2008 mit 97 Dollar je Barrel (bei einem monatlichen Spitzenwert im Juli 2008 mit rund 133 US-\$/bbl) gehandelt, während es im Mittel des Jahres 2009 mit knapp 62 US-\$/bbl etwa 36 % weniger waren.

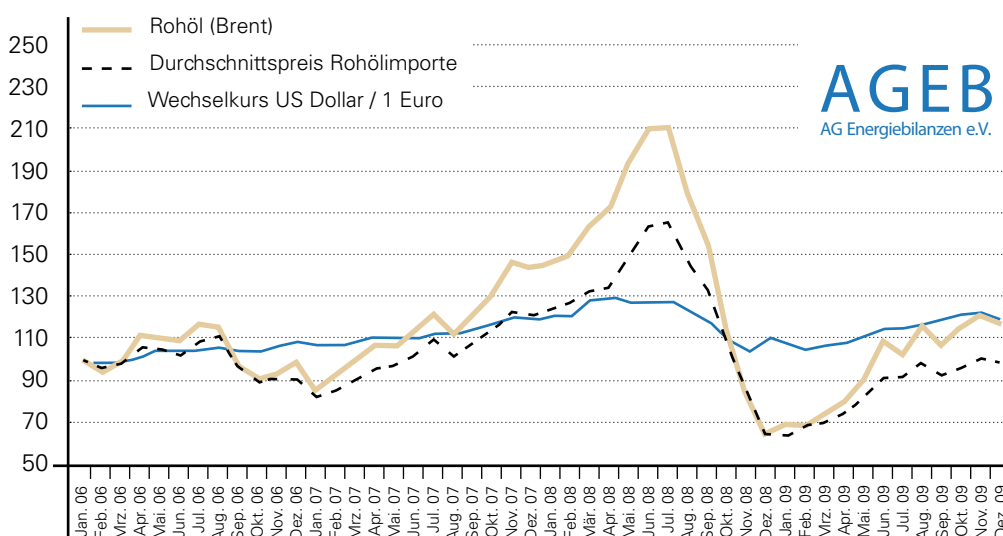
Der Wechselkurs des Euro gegenüber dem US-Dollar verschlechterte sich im Jahresdurchschnitt, und zwar im Durchschnitt von 1,4706 US-\$/€ (2008) auf 1,3933 US-\$/€ (2009); der Rückgang der nationalen Rohöl- und Produktpreise in Deutschland fiel deshalb etwas geringer aus als am internationalen Markt.

Frei deutsche Grenze verbilligte sich Rohöl je Tonne von 487 € auf 325 € je Tonne (Mittelwert 2008 bzw. 2009), also rd. um ein Drittel. Die Ausgaben für die Rohölimporte ermäßigten sich damit für Deutschland von 51 Mrd. € (2008) auf vorläufig 32 Mrd.€ (2009).

Abbildung 5

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte² und Wechselkurse von Januar 2006 bis Dezember 2009

Januar 2006 = 100



1 Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel.

2 Ursprungswerte in Euro je Tonne.

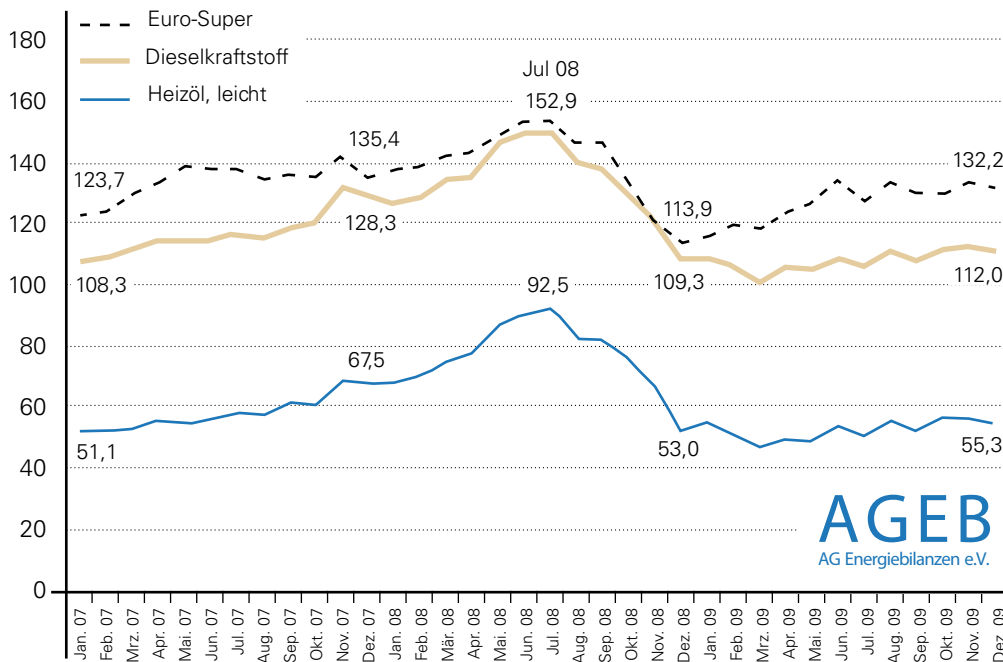
Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Deutsche Bundesbank; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Die Preise für Ölprodukte in Deutschland, gemessen am Erzeugerpreisindex, folgten tendenziell der Entwicklung des mittleren Rohölimportpreises und den Notierungen in Rotterdam. Insgesamt verbilligten sich Ölprodukte im Mittel um knapp 19 % im Jahr 2009, nach einem Anstieg von 13 % im Vorjahr. Besonders stark gingen die Preise für leichtes Heizöl (-32 %), schweres Heizöl (-24 %) und Dieselmotorenbenzin (-20 %) zurück, während der Erzeugerpreisindex für Dieselmotorenbenzin wegen des höheren Steueranteils nur um knapp 9 % sank. Die absoluten Verbraucherpreise für Dieselmotorenbenzin, Dieselmotorenbenzin und leichtes Heizöl sind Abbildung 6 zu entnehmen.

Abbildung 6

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2007 bis 2009

Cent je Liter



Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Statistisches Bundesamt

Erdgas

Der Erdgasverbrauch ging 2009 gegenüber dem Vorjahr um 5 % oder 5,2 Mio. t SKE auf 99,2 Mio. t SKE zurück. Die Verbrauchsentwicklung gestaltete sich im Jahresverlauf unterschiedlich. Im ersten Halbjahr 2009 war der Erdgasverbrauch – ungeachtet der im Vergleich zum Vorjahr etwas kühleren Witterung – aufgrund der negativen Konjunkturerentwicklung vor allem durch die gesunkene Gasnachfrage der Industrie und der Kraftwerke beeinflusst. Zusammen mit dem hohen Gaspreinsniveau führte dies zu einem Rückgang der Erdgasnachfrage von fast 12 %. Im zweiten Halbjahr 2009 war eine Erholung der Erdgasnachfrage mit Zuwächsen von mehr als 3 % zu verzeichnen. Die Durchschnittstemperatur war mit 9,33 Grad Celsius vergleichbar mit der des Vorjahres.

Die bisher erkennbaren Verbrauchstendenzen in den Verwendungssektoren des Erdgases stellen sich wie folgt dar:

- Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen (HuK-Sektor) erhöhte sich in Folge der deutlich niedrigeren Temperaturen im ersten Quartal 2009 gegenüber dem entsprechenden Vorjahreszeitraum um rund 3 %. Der Bestand an Erdgasheizungen nahm weiter zu. Insgesamt waren am Jahresende 2009 rund 18,6 Mio. Wohnungen oder 48,7 % (2008: 48,5 %) des Bestands mit einer Erdgasheizung ausgestattet. Bei den zum Bau genehmigten neuen Wohnungen lag die Erdgasheizung nach bisherigen Schätzungen bei einem Marktanteil von knapp 51 %. Dieser war damit wegen verschärften Wettbewerbs durch alternative Heizsysteme um gut 7 Prozentpunkte niedriger als noch ein Jahr zuvor (2008: 58,4 %).
- Der industrielle Erdgasverbrauch ging vor dem Hintergrund der Konjunkturerentwicklung um mehr als ein Zehntel zurück.

- Der Erdgaseinsatz in Kraftwerken sank ebenfalls um rund 11 % aufgrund der geringeren Stromnachfrage. Der Erdgasanteil an der gesamten Brutto-Stromerzeugung betrug weiterhin rund 13 %.

Das gesamte Erdgasaufkommen ging 2009 gegenüber dem Vorjahr um etwa 5 % auf 1.058 Mrd. kWh zurück (Tabelle 6). Die Erdgasimporte Deutschlands sanken um 4,9 %, die inländische Förderung um 6,5 %. Somit basierte das gesamte Erdgasaufkommen zu 13 % auf deutscher Förderung (2008: 14 %) und zu 87 % auf Einfuhren. Die Struktur des Erdgasaufkommens nach Bezugsquellen veränderte sich im Jahr 2009: Wichtigstes Lieferland blieb Russland, allerdings nur noch mit einem Anteil von 32 % (2008: 37 %). Insbesondere zu Anfang des Jahres 2009 sanken die russischen Erdgasimporte aufgrund der Unterbrechung der Gaslieferungen über die ukrainische Transportroute im Vergleich zum Vorjahr sehr deutlich. Im Gegenzug erhöhten sich die Gasbezüge aus den anderen Importländern. Der Anteil Norwegens stieg um 3 Prozentpunkte auf 29 % und lag vor dem der Niederlande, der auf 20 % wuchs (2008: 19 %). Die restlichen 6 % verteilten sich auf Dänemark, Großbritannien und andere Länder (2008: 4 %).

Tabelle 6

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2008 und 2009

	Einheit	2008 ¹	2009 ¹	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	152	142	-6,5
Einfuhr	Mrd. kWh	963	916	-4,9
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.115	1.058	-5,1
Ausfuhr	Mrd. kWh	177	139	-21,5
Speichersaldo ²	Mrd. kWh	4	-24	
Verbrauch ³	Mrd. kWh	942	895	-5,0
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mio. t SKE	104,4	99,2	-5,0
Struktur des Erdgasaufkommens ⁴ nach Herkunftsländern		2008	2009¹	
Inländische Förderung	%	14	13	
Russland	%	37	32	
Norwegen	%	26	29	
Niederlande	%	19	20	
Großbritannien/Dänemark, sonst.	%	4	6	

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

- 1 Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt. 3 bezogen auf H₀
 2 Minus = Einspeicherung 4 Inländische Förderung plus Importe..

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Die Gaslieferungen deutscher Unternehmen in das Ausland sanken um rund 22 %.

Während 2008 per Saldo rund 4 Mrd. kWh Erdgas den Untergrundspeichern entnommen wurden, gab es 2009 per Saldo Einspeicherungen von 24 Mrd. kWh, insbesondere in der zweiten Jahreshälfte.

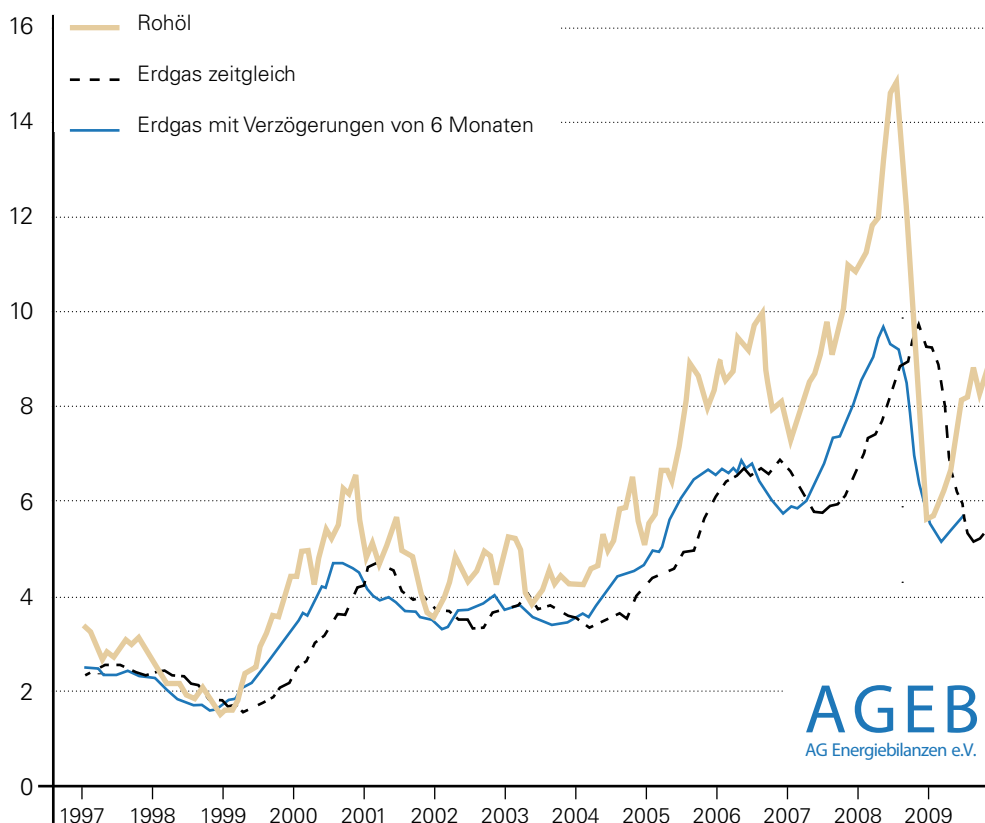
Die Entwicklung der Importpreise für Erdgas folgt schon wegen der engen Ölpreisbindung weitgehend derjenigen für Rohöl (Abbildung 7). Dies allerdings mit einer mehr oder weniger langen zeitlichen Verschiebung. So gingen die Importpreise für Erdgas seit Ende 2008 bis zum August 2009 zunächst kräftig zurück, nahmen anschließend aber wieder spürbar zu. Insgesamt waren die Importpreise für Erdgas im Jahr 2009 um reichlich ein Fünftel niedriger als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum, wobei die Preise insbesondere im zweiten Halbjahr mit rund 40 % sehr viel niedriger ausfielen als in den entsprechenden Vorjahresmonaten.

Der Entwicklung der Importpreise folgten mehr oder weniger ausgeprägt auch die inländischen Abgabepreise (Abbildung 8). Gemessen am Index der Erzeugerpreise (Inlandsabsatz) haben sich die Erdgaspreise für alle Verbrauchergruppen seit Ende 2008 bis in das 4. Quartal 2009 hinein durchweg vermindert. Im Dezember 2009 waren die Gaspreise für industrielle Abnehmer mit einer Jahresabgabe von 116,3 Mio. kWh um etwa 32 % niedriger als im Dezember 2008; bei industriellen Abnehmern mit einer

Abbildung 7

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas in Deutschland 1997 bis 2009

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule

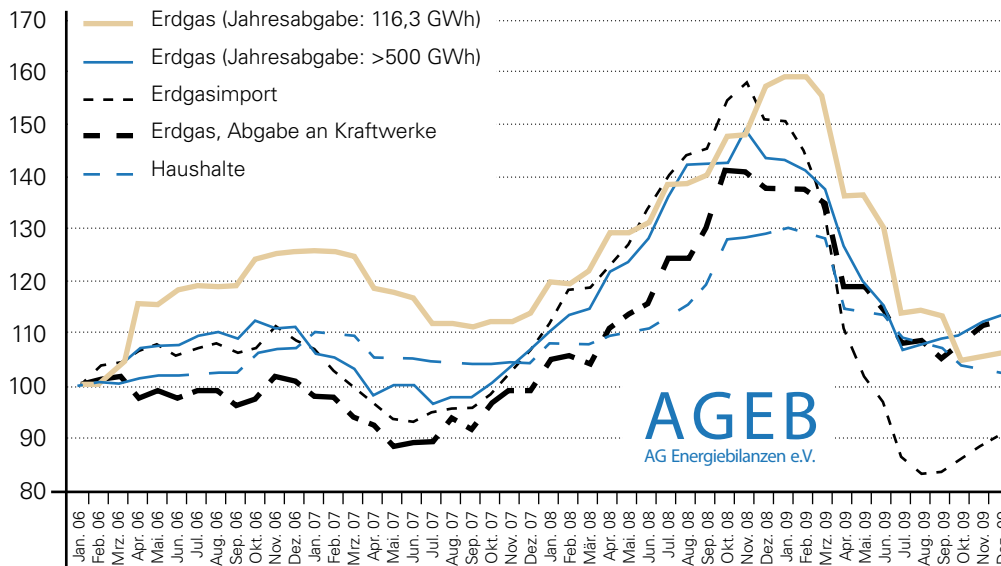


Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Abbildung 8

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2006 bis 2009

Januar 2006 = 100



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Statistisches Bundesamt

Abgabe von 500 Mio. kWh und mehr wurde wie bei den Haushalten der Vorjahreswert um rund ein Fünftel unterschritten. Ähnlich sanken auch die Erzeugerpreise für die Erdgasabgabe an Kraftwerke (-18,5 %). Bei einem Vergleich der Preise im Jahresdurchschnitt zeigen sich bei den beiden industriellen Abnehmergruppen Rückgänge von 5,1 % (Abgabe von 116,3 Mio. kWh) bzw. 7,8 % (Abgabe von 500 Mio. kWh und mehr), bei den Kraftwerken von 2,5 % und bei den Haushalten von knapp 2 %.

Steinkohle

Mit 50,3 Mio. t SKE war der Primärenergieverbrauch an Steinkohle im Jahr 2009 um 11,1 Mio. t SKE, entsprechend 18,1 %, niedriger als im Vorjahr (Tabelle 7). Dies war der stärkste Rückgang bei allen Energieträgern und führte den Verbrauch an Steinkohle in Deutschland auf ein „Jahrhunderttief“.

Dieser Einbruch war einerseits auf den gegenüber dem Vorjahr um 12,7 % geringeren Einsatz in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung zurückzuführen. Ausschlaggebend dafür waren neben dem rezessionsbedingten Rückgang der gesamten Stromerzeugung strukturelle Verschiebungen auf dem Energiemarkt wie der steigende Anteil erneuerbarer Energien und die Verfügbarkeit von preisgünstigem Erdgas. Auch der im Umfang wesentlich geringere Steinkohleneinsatz im Wärmemarkt war 2009 rezessionsbedingt leicht rückläufig (um 26,7 %).

Andererseits ging auch der Verbrauch von Koks und Koks in der Eisen- und Stahlindustrie, die ihrerseits von der Wirtschaftskrise vor allem im ersten Halbjahr 2009 besonders schwer getroffen wurde, sogar um 30,5 % zurück. Hier konnte ein vorübergehender Anstieg der Kokeinsatzrate den massiven Einsatzrückgang der verringerten Roheisenerzeugung nur leicht kompensieren.

Tabelle 7

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2008 und 2009

	Einheit	2008	2009 ¹	Veränderung in %
Steinkohlenförderung (einschl. Kleinzechen)	Mio. t SKE	17,7	14,2	-20
Kokserzeugung insgesamt	Mio. t	–	–	–
Zechenkokereien	Mio. t	2,0	1,4	-30
Hüttenkokereien	Mio. t	–	–	–
Gesamtabsatz aus inländ. Aufkommen^{2,3}	Mio. t SKE	19,5	15,2	-22
Kraftwerke	Mio. t SKE	15,0	11,9	-21
Stahlindustrie	Mio. t SKE	4,1	2,8	-32
Übrige Sektoren im Inland	Mio. t SKE	0,3	0,3	0
Sonstige Ausfuhren	Mio. t SKE	0,1	0,2	
Einfuhr von Steinkohle und Koks	Mio. t SKE	45,9	37,4	-19
Primärenergieverbrauch	Mio. t SKE	61,4	50,3	-18

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

- 1 Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt. 3 Einschließlich Zukäufe.
 2 Koks in Kohle umgerechnet.

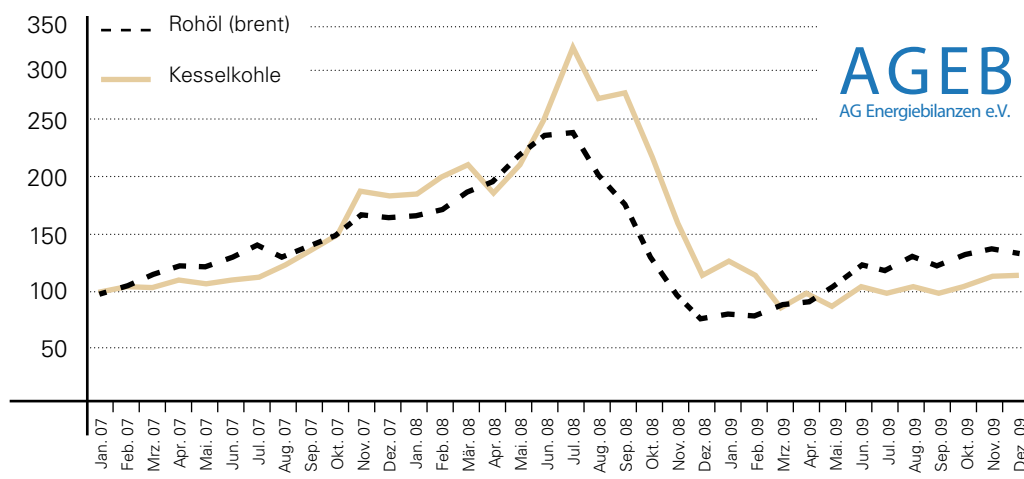
Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Erstmals gab es infolge dieser Entwicklungen trotz drastisch gesunkener Weltmarktpreise einen erheblichen Rückgang der Steinkohlenimporte nach Deutschland, die sich 2009 im Vergleich zum Vorjahr um 18,5 % auf 37,4 Mio. t SKE verringerten. Nach dem Verfall nicht nur der internationalen Kohlenpreise zum Jahresende 2008 gab es im Jahresverlauf 2009 zwar wieder einen verhaltenen Anstieg. Allerdings blieben die Kohlenpreise 2009 nicht nur weit unter dem Spitzenwert, sondern auch beträchtlich unter dem Durchschnitt des vorangegangenen Jahres. Insgesamt folgten die Weltmarktpreise für Kesselkohle den Veränderungen beim Rohöl (Abbildung 9).

Abbildung 9

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) und Kesselkohle 2007 bis 2009

Januar 2007 = 100



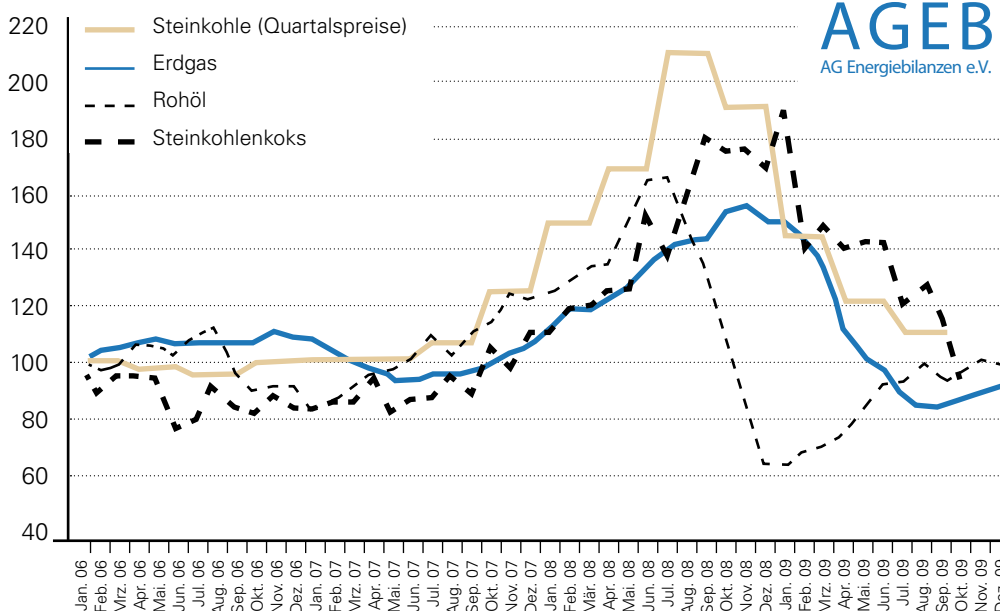
Quellen: Verein Deutsche Kohlenimporteure e.V., Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Generell günstig für die Importe in den Euro-Raum gestaltete sich der anhaltend schwache US-Dollar. Trotz temporärer Schwankungen moderat blieben auch die Frachtraten. Der BA-FA-Preis für das 3. Quartal 2009 hat sich mit 69,36 €/t SKE gegenüber dem Allzeithoch des Vorjahres (im 3. Quartal 2008: 131,80 €/t SKE) fast halbiert, bewegte sich damit aber etwas über dem Niveau des Vergleichszeitraums 2007 (Abbildung 10). Gleichwohl war der deutsche wie der nordwesteuropäische Steinkohlenmarkt 2009 insgesamt durch eine relativ schwache Nachfrage und Lagerbestände auf Rekordhöhen geprägt.

Abbildung 10

Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas, Steinkohle/-koks in Deutschland 2006 bis 2009

Januar 2006 = 100



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Mineralölwirtschaftsverband e.V., Verein Deutsche Kohlenimporteure e.V.

Im aufgelaufenen Zeitraum Januar bis November 2009 waren die anteilmäßig bedeutendsten Herkunftsländer für Importe von Steinkohle und Steinkohlenprodukten: Russland (24,8 %), Südafrika (14,5 %), Kolumbien und USA mit jeweils 13,4 %, Polen (11,1%) sowie Australien (10,0%).

Die Anpassung des heimischen Steinkohlenbergbaus im Rahmen der Vorgaben des Steinkohlefinanzierungsgesetzes verlief 2009 planmäßig. Zu Jahresbeginn war das Bergwerk Lippe stillgelegt worden, so dass sich die Produktion in Deutschland auf noch sechs Steinkohlenbergwerke erstreckte. Die Förderung verringerte sich 2009 gegenüber dem Vorjahr um 19,8 % auf 14,2 Mio. t SKE. Bei Förderung und Absatz konnten im Jahresverlauf die Planziele erreicht werden, auch wenn die Auswirkungen der Wirtschaftskrise zwischenzeitlich zu beträchtlichen Aufholdungen führten und u. a. die Produktion der Kokerei Prosper vorübergehend auf das technische Minimum heruntergefahren werden musste. Der sozialverträgliche Personalabbau kam trotz des schwierigen gesamtwirtschaftlichen Umfeldes ebenfalls planmäßig voran.

Braunkohle

Mit umgerechnet 51,5 Mio. t SKE war der Primärenergieverbrauch Braunkohle im Jahr 2009 um 3 % niedriger als im Vorjahr (Tabelle 8), damit deckte sie gut 11 % des gesamten inländischen Energiebedarfs. Sie blieb damit weiterhin der wichtigste heimische Energieträger.

Die deutsche Braunkohlenindustrie hat 2009 insgesamt 92 % ihrer Produktion für die Erzeugung von Strom und Fernwärme in Kraftwerken der allgemeinen und industriellen Versorgung zur Verfügung gestellt. Die gesamte Stromerzeugung aus Braunkohle ging zwar gegenüber dem Vorjahr um knapp 3 % auf 146,5 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh) zurück, da der Stromverbrauch jedoch insgesamt um gut 5 % zurückging, hat die Braunkohle ihren Anteil an der Stromerzeugung um einen Prozentpunkt erhöht. Jede vierte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland erzeugt wird, stammt aus Braunkohle.

Die Förderung der deutschen Braunkohlenindustrie erreichte im vergangenen Jahr die Größenordnung der Vorjahre. Mit einer Gesamthöhe von fast 170 Mio. t war sie 3,1 % niedriger als im Vorjahr. Die Produktion in den vier deutschen Braunkohlenrevieren entwickelte sich unterschiedlich. Im Rheinland lag die Produktion bei 92 Mio. t (-3,9 %), in der Lausitz bei nahezu 56 Mio. t (-3,7 %), und in Helmstedt wurden knapp 2 Mio. t Braunkohle gefördert (-9,8 %). In Mitteldeutschland erhöhte sich dagegen die Förderung um gut 3,5 % auf 20,2 Mio. t. Die Entwicklung in den einzelnen Revieren korrespondiert direkt mit der jährlich schwankenden Verfügbarkeit der jeweiligen bergbaunahen Kraftwerke der allgemeinen Versorgung. Die Abnahme der industriellen Kraftwirtschaft ging leicht zurück.

Einen konjunkturbedingten Rückgang beim Absatz verzeichneten die meisten Veredelungsprodukte aus Braunkohle. Die Produktion von Braunkohlenstaub sank um knapp 10 % auf rund 3,2 Mio. t. Ebenfalls unter dem guten Vorjahresergebnis blieben Koks (-13 %) und Wirbelschichtkohle (-25 %). Die Nachfrage nach Braunkohlenbriketts stieg dagegen u.a. wegen der kalten Witterung im ersten Quartal um gut ein Fünftel auf fast 2 Mio. t.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2009 mit 2,8 Mio. t SKE fast 4 % weniger Braunkohle als im Jahr zuvor (Tabelle 9). In der Industrie blieb der Braunkohleneinsatz unter dem Vorjahresniveau (-6,5 %), dagegen nahm er bei den privaten Haushalten und im Bereich von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen witterungsbedingt um knapp 6 % zu.

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2009 in der deutschen Braunkohlenindustrie wie in den Vorjahren bei etwa 22.600. In dieser Zahl sind rund 1.700 Auszubildende und etwa 6.000 Mitarbeiter in den Kraftwerken der allg. Versorgung der Braunkohlenunternehmen enthalten. Im Rheinland liegt die Zahl der Mitarbeiter bei 11.550. In Mitteldeutschland blieb die Beschäftigung mit etwa 2.500 Arbeitsplätzen konstant. Für die Lausitz weist die Beschäftigtenstatistik knapp 8.000 Mitarbeiter aus. Im Revier Helmstedt sind gut 500 Mitarbeiter für die Braunkohle tätig. Insgesamt existieren in Deutschland rund 50.000 Arbeitsplätze im Braunkohlenbergbau und bei der Stromerzeugung aus Braunkohle.



Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2008 und 2009

	Einheit	2008	2009 ¹	Veränderung in %
Rohbraunkohlenförderung im Inland nach Revieren				
Rheinland	Mio. t	95,8	92,0	-3,9
Lausitz	Mio. t	57,9	55,7	-3,7
Mitteldeutschland	Mio. t	19,5	20,2	3,5
Helmstedt	Mio. t	2,1	1,9	-9,8
Förderung insgesamt	Mio. t	175,3	169,9	-3,1
	Mio. t SKE	53,8	52,2	-3,0
Verwendung inländischer Braunkohle				
Absatz insgesamt	Mio. t	160,1	154,2	-3,7
an Kraftwerke der allg. Versorgung	Mio. t	159,4	153,4	-3,7
an sonstige Abnehmer	Mio. t	0,8	0,8	8,7
Einsatz zur Veredlung	Mio. t	13,5	12,8	-4,8
Einsatz in Grubenkraftwerken	Mio. t	1,6	2,8	
Bestandsveränderung	Mio. t	0,1	0,0	
Verwendung insgesamt	Mio. t	175,3	169,9	-3,1
Veredlungsprodukte aus inländischer Förderung				
Brikett	1.000 t	1.631	1.959	20,1
Staub	1.000 t	3.530	3.194	-9,5
Wirbelschichtkohle	1.000 t	590	440	-25,4
Koks	1.000 t	177	153	-13,4
Einfuhr von				
Sonstige Produkte	1.000 t	47	50	6,9
Brikett	1.000 t	47	70	48,3
Hartbraunkohle	1.000 t	28	15	-47,0
	1.000 t SKE	94	99	5,3
Ausfuhr von				
Brikett	1.000 t	350	497	42,1
Staub	1.000 t	715	580	-18,8
Koks	1.000 t	55	46	-16,9
Insgesamt	1.000 t SKE	831	823	-1,0
Außenhandelsaldo	1.000 t SKE	-737	-724	
Primärenergieverbrauch von Braunkohle	Mio. t SKE	53,0	51,5	-3,0

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

¹ Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quellen: Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.



Tabelle 9

Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2008 und 2009 In 1.000 t SKE

	2008	2009 ¹	Veränd. in %
Gewinnung Inland	53.792	52.166	-3,0
+ Einfuhr	87	99	-3,0
= Aufkommen	53.879	52.265	13,8
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-21	10	-
- Ausfuhr	827	823	-0,5
= Primärenergieverbrauch	53.031	51.452	-3,0
- Einsatz in Kraftwerken	49.352	47.878	-3,0
- Sonst. Umwandlungseinsatz	4.260	4.076	-4,3
+ Umwandlungsausstoß	4.313	4.137	-4,3
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	773	786	-4,1
= Endenergieverbrauch	2.959	2.849	-3,7
davon: Industrie	2.283	2.134	-6,5
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	676	715	5,8
darunter: Haushalte	609	644	5,7

¹ Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Elektrizitätswirtschaft

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland sank 2009 deutlich um 6,3 % auf 596,8 Mrd. kWh unter das Vorjahresniveau (Tabelle 10). Nahezu alle Energieträger hatten einen Rückgang zu verzeichnen, lediglich einzelne der erneuerbaren Energien (Biomasse und Photovoltaik) und Mineralprodukte erfuhren einen Zuwachs.

Die Kernkraftwerke lieferten im Jahr 2009 mit 134,9 Mrd. kWh 9,3 % weniger Strom als im Vorjahr. Am Jahresende waren 17.186 MW von insgesamt 20.470 MW Kernkraftleistung (netto) am Netz. Der Anteil der Kernkraft an der Bruttostromerzeugung Deutschlands sank 2009 auf 22,6 %.

Einen drastischen Rückgang verzeichnete die Verstromung von Steinkohle: Die Stromerzeugung auf Basis dieses Energieträgers ging um 12,5 % auf 109,0 Mrd. kWh zurück. In den Braunkohlenkraftwerken wurde dagegen nur 2,8 % weniger Strom erzeugt als 2008. Insgesamt lieferte die Kohle 255,5 Mrd. kWh Strom. Damit stammten 42,8 % des Stroms in Deutschland aus Kohle.

Ebenfalls rückläufig war der Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung. Im Jahr 2009 wurden 77,0 Mrd. kWh Strom in erdgasbetriebenen Kraftwerken erzeugt. Der Anteil des Erdgases am Energieträgermix der Stromerzeugung betrug 12,9 %.

Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg im Jahr 2009 um etwa 1.870 MW auf rund 25.780 MW. Insgesamt waren zum Jahresende schätzungsweise 21.160 Wind-

Tabelle 10

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2009 nach Energieträgern

	1990	1991	1995	2000	2005	2006	2007 ¹	2008 ¹	2009 ¹
Energieträger in Mrd. kWh									
Braunkohle	170,9	158,3	142,6	148,3	154,1	151,1	155,1	150,6	146,5
Kernenergie	152,5	147,4	154,1	169,6	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9
Steinkohle	140,8	149,8	147,1	143,1	134,1	137,9	142,0	124,6	109,0
Erdgas	35,9	36,3	41,1	49,2	71,0	73,4	75,9	86,7	77,0
Mineralöl²	10,8	14,8	9,1	5,9	11,6	10,5	9,6	9,2	12,5
Erneuerbare	39,0	14,3	16,1	37,9	63,2	71,4	87,5	92,7	93,0
Sonstige	39,0	19,2	25,2	22,6	23,6	25,4	26,6	24,6	23,9
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisungen insgesamt³	549,9	540,1	535,3	576,5	620,6	636,9	637,2	637,3	596,8
Stromimport	31,9	30,4	39,7	45,1	53,4	46,1	44,3	40,2	40,5
Stromexport	31,1	31,0	34,9	42,1	61,9	65,9	63,4	62,7	54,8
Stromimportsaldo	0,8	-0,6	4,8	3,1	-8,5	-19,8	-19,1	-22,4	-14,3
Bruttostromverbrauch⁴	550,7	539,5	540,1	579,6	612,1	617,2	618,1	614,8	582,5
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	x	-2,0	1,9	5,0	0,7	0,8	0,2	-0,5	-5,2
Struktur der Bruttostromerzeugung in %									
Braunkohle	31,1	29,3	26,6	25,7	24,8	23,7	24,3	23,6	24,5
Kernenergie	27,7	27,3	28,8	29,4	26,3	26,3	22,1	23,3	22,6
Steinkohle	25,6	27,7	27,5	24,8	21,6	21,6	22,3	19,6	18,3
Erdgas	6,5	6,7	7,7	8,5	11,4	11,5	11,9	13,6	12,9
Mineralöl²	2,0	2,7	1,7	1,0	1,9	1,6	1,5	1,5	2,1
Erneuerbare	7,1	2,6	3,0	6,6	10,2	11,2	13,7	14,5	15,6
Sonstige	7,1	3,6	4,7	3,9	3,8	4,0	4,2	3,9	4,0
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisungen insgesamt³	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

- 1 Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.
- 2 Einschließlich Erzeugung in Pumpspeicherkraftwerken
- 3 Einspeisungen Dritter ins Netz der allgemeinen Versorgung (Netto-Werte)
- 4 Einschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch.

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

energieanlagen in Betrieb. Die Stromerzeugung aus Windenergie sank trotz weiteren Zubaus um 6,9 % von 40,6 Mrd. kWh auf 37,8 Mrd. kWh. Dies lag am etwas schwächeren Winddargebot im Jahr 2009 im Vergleich zu 2008. Vor allem das 1. Quartal 2009 und der August waren deutlich schwächer und konnten durch die stärkeren Monate Mai, Juni und November nicht kompensiert werden.

Die Stromerzeugung in Wasserkraftwerken insgesamt ging um 7,5 % zurück. Einschließlich der Erzeugung in den Pumpspeicherkraftwerken wurden 24,5 Mrd. kWh produziert. Davon stammten rund 19 Mrd. kWh aus erneuerbarer Erzeugung aus

Laufwasserkraftwerken, Speicherkraftwerken und dem natürlichen Zulauf in Pumpspeicherwerken. Mit einem Minus von rund 7 % lag damit auch der Beitrag der regenerativen Wasserkraft deutlich unter den Vorjahreswerten.

Einen weiterhin hohen Zuwachs wies die Verstromung biogener Energieträger auf: 2009 betrug der Anteil des Stroms aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse mit 25 Mrd. kWh mehr als ein Viertel des in Deutschland produzierten Stroms aus regenerativen Energiequellen. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden im Jahr 2009 in Deutschland 30 Mrd. kWh Strom aus Biomasse produziert. Der Beitrag der biogenen Energieträger zur Stromerzeugung insgesamt wuchs damit um 10,1 %.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik legte weiter zu und trug mit 6,2 Mrd. kWh oder rund 1,0 % zur Bruttostromerzeugung bei.

Insgesamt wurden im Jahr 2009 in Deutschland 93 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien produziert. Dieses Ergebnis lag nur wenig über dem Vorjahreswert. Gemessen an der insgesamt stärker gesunkenen Stromproduktion stieg der Anteil des Bruttoinlandsstromverbrauchs, der mit Strom aus Regenerativanlagen gedeckt wurde, von 15,1 % (2008) auf 16,0 % (2009).

Deutschlands Ausfuhrüberschuss im Stromaustausch mit seinen Nachbarländern ging mit 14,3 Mrd. kWh 2009 zwar wieder zurück, verblieb aber auf einem weiterhin hohen Niveau. Aus deutschen Netzen floss mit 54,8 Mrd. kWh allerdings deutlich weniger Strom ins Ausland als im Vorjahr. Die Importe hingegen blieben mit einem minimalen Zuwachs von 0,7 % auf 40,5 Mrd. kWh nahezu konstant. Zu bemerken ist, dass es sich bei einem großen Teil der Außenhandelsströme nicht um vertraglich vereinbarte Lieferungen handelt, sondern um Transitmengen und Ringflüsse.

Die wichtigsten Einfuhrländer waren Frankreich und Tschechien, gefolgt von Österreich (Frankreich 10,6 Mrd. kWh, Tschechien 8,7 Mrd. kWh, Österreich 7,1 Mrd. kWh). Die Hauptausfuhrländer waren Österreich, die Schweiz und die Niederlande, wobei die Exporte in die genannten Länder teilweise signifikant zurückgingen (Österreich 14,9 Mrd. kWh: -0,3 %, Schweiz 13,1 Mrd. kWh: -5,2 %, Niederlande 8,9 Mrd. kWh: -53,0 %).

Importüberschüsse verzeichnete Deutschland in den Jahren 2008 und 2009 vor allem mit Frankreich, Dänemark und der Tschechischen Republik, während gegenüber den Niederlanden, der Schweiz und Österreich, aber auch Polen, Exportüberschüsse erzielt worden sind (Abbildung 11).

Der Stromverbrauch von Industrie, Handel und Gewerbe sank infolge der gesamtwirtschaftlichen Lage von 327,7 Mrd. kWh im Vorjahr um rund 8 % auf 301,9 Mrd. kWh im Jahr 2009. Der Verbrauch im Verkehrssektor war ebenfalls stark rückläufig. Diesen starken Rückgang mäßigten der nur geringfügig gesunkene Stromverbrauch der privaten Haushalte (-0,2 % auf 139,2 Mrd. kWh) sowie der unveränderte Verbrauch der öffentlichen Einrichtungen und der Landwirtschaft. Insgesamt ging der Brutto-Inlandsstromverbrauch in Deutschland 2009 um 32,2 Mrd. kWh bzw. um 5,2 % auf 582,5 Mrd. kWh zurück (Tabelle 11). Ein derart starker Verbrauchsrückgang war zumindest seit 1990 in keinem Jahr zu verzeichnen (Abbildung 12).

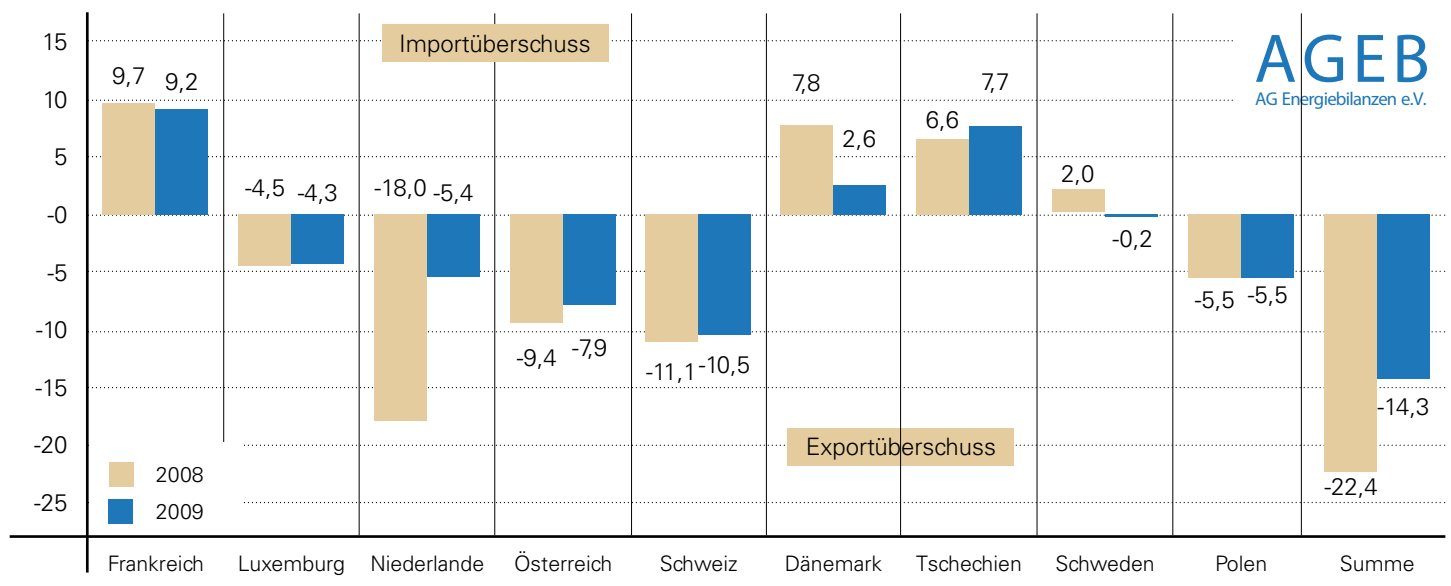


Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch verbesserte sich im Jahr 2009 mit 0,3 % im Vergleich zum Vorjahr nur noch leicht. Über den Zeitraum 1990 bis 2009 betrug der Produktivitätsanstieg im Jahresdurchschnitt 0,9 % (Abbildung 13 und weiter oben Tabelle 2).

Abbildung 11

Stromaußenhandelsaldo Deutschlands nach Partner-Ländern 2008 und 2009

Exporte/Importe in Mrd. kWh



Quellen: BDEW

Eine Analyse des Einflusses der unterschiedlichen Komponenten für die Veränderungen des Stromverbrauchs von 2008 bis 2009 zeigt, dass auch hier fast ausschließlich der gesamtwirtschaftliche Einbruch ursächlich für den kräftigen Rückgang des Bruttostromverbrauchs gewesen ist (zu rund 90 %); aber auch die sinkende Stromintensität und die rückläufige Zahl der Einwohner trug – wenn auch nur sehr schwach – dazu bei. Über die gesamte Periode von 1990 bis 2009 hinweg zeigt sich ein deutlich anderes Bild: Hier war es hauptsächlich die abnehmende Stromintensität bzw. – umgekehrt – die verbesserte Stromproduktivität, die den Anstieg des Stromverbrauchs als Folge des insgesamt kräftigen wirtschaftlichen Wachstums gedämpft hat (Abbildung 14).

Die Brennstoffpreise sind im Jahr 2009 deutlich gefallen. So war der durchschnittliche Einfuhrpreis für Drittlandskohle im Mittel der ersten drei Quartale 2009 um etwa 28 % niedriger als im Jahresdurchschnitt 2008. Auch die Erdgaspreise für Kraftwerke gingen zurück – wenn auch mit etwa 2,5 % nur recht moderat. Dagegen nahmen die Preise für schweres Heizöl, das allerdings nur eine begrenzte Rolle als Einsatzbrennstoff für die Stromerzeugung spielt, um beinahe ein Viertel ab.

Die Strompreise für Industriekunden (Vertragsneuabschlüsse) verzeichneten im Jahresdurchschnitt 2009 im Vergleich zum Vorjahr einen Rückgang um 15 %. Ohne Berücksichtigung von Steuern, Abgaben und Umlagen bezahlte die Industrie knapp 4 % weniger für Strom als 1998 zu Beginn der Liberalisierung. Unter Berücksichtigung der

Tabelle 11

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2000 bis 2009

	2000	2005	2008 ¹	2009 ¹	Veränderungen	
					2008/2009	2000/2009
	Mrd. kWh				%	
Brutto-Erzeugung	576,5	620,6	637,3	596,8	-6,3	3,5
Kraftwerkseigenverbrauch	-38,1	-39,0	-38,3	-36,3	-5,3	-4,6
Nettostromerzeugung	538,5	581,6	598,9	560,5	-6,4	4,1
Einfuhr	45,1	53,4	40,2	40,5	0,7	-10,2
Ausfuhr	42,1	61,9	62,7	54,8	-12,6	30,2
Nettostromaufkommen für Inland	541,5	573,1	576,5	546,2	-5,2	0,9
Pumpstromverbrauch	6,0	9,5	7,9	7,3	-7,8	21,3
Netzverluste und Nichterfasstes	34,1	29,4	30,1	27,1	-10,0	-20,5
Netto-Stromverbrauch	501,4	534,2	538,4	511,8	-4,9	2,1
davon:						
Bergbau u. Verarbeitendes Gewerbe	239,1	249,7	252,4	228,1	-9,6	-4,6
Verkehr	15,9	16,2	16,5	16,0	-3,0	0,6
Öffentliche Einrichtungen	40,1	44,6	46,0	46,0	0,0	14,7
Landwirtschaft	7,5	8,3	8,7	8,7	0,0	15,9
Haushalte	130,5	141,3	139,5	139,2	-0,2	6,7
Handel und Gewerbe	68,3	74,1	75,3	73,8	-2,0	8,1
Brutto-Inlandsstromverbrauch	579,6	612,1	614,8	582,5	-5,2	0,5

¹ Angaben z.T. vorläufig und geschätzt.

Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Geldentwertung zahlen Industriekunden (ohne Steuern, Abgaben und Umlagen) heute 21 % weniger als 1998.

Die Entwicklungen der Erzeugerpreisindizes für hochspannungsseitig versorgte Industrieabnehmer und für Haushaltskunden sowie des VIK-Strompreisindex für mittelspannungsseitige Industrieabnehmer seit Januar 2006 sind in Abbildung 15 dargestellt. Gemessen am VIK-Strompreisindex fiel der Preis für Mittelspannungsabnehmer im Jahr 2009 um rund 27 % niedriger aus als 2008, während die Erzeugerpreise für Sondervertragskunden, die hochspannungsseitig versorgt wurden, „nur“ um wenig mehr als 6 % zurück gingen.

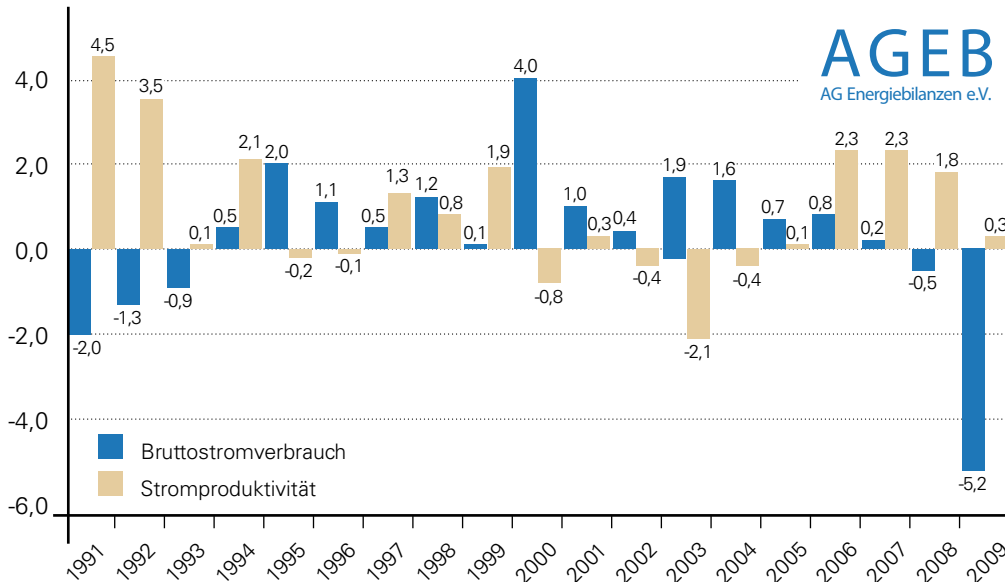
Umgekehrt nahm der Erzeugerpreisindex für elektrischen Strom bei Abgabe an Haushaltsabnehmer sogar um 5,4 % zu. Brutto zahlte ein Drei-Personen-Musterhaushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch im Jahr 2009 etwa 35 % mehr für den Strom als 1998. Allerdings entfiel ein großer Teil des Strompreises auf die wachsenden staatlich



Abbildung 12

Veränderungen des Bruttostromverbrauchs und der Stromproduktivität von 1991 bis 2009

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %

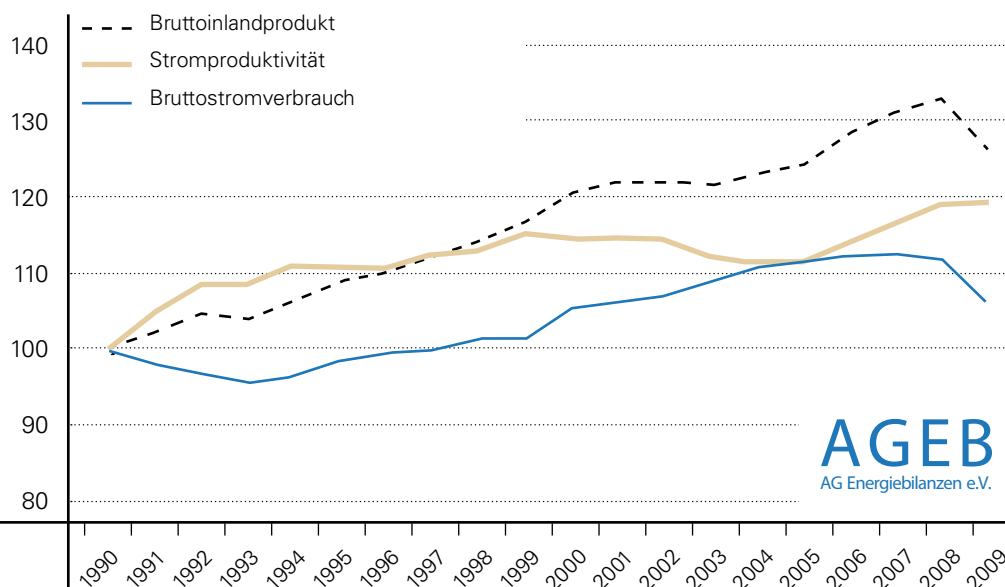


Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Abbildung 13

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2009

1990 = 100



1 Preisbereinigt

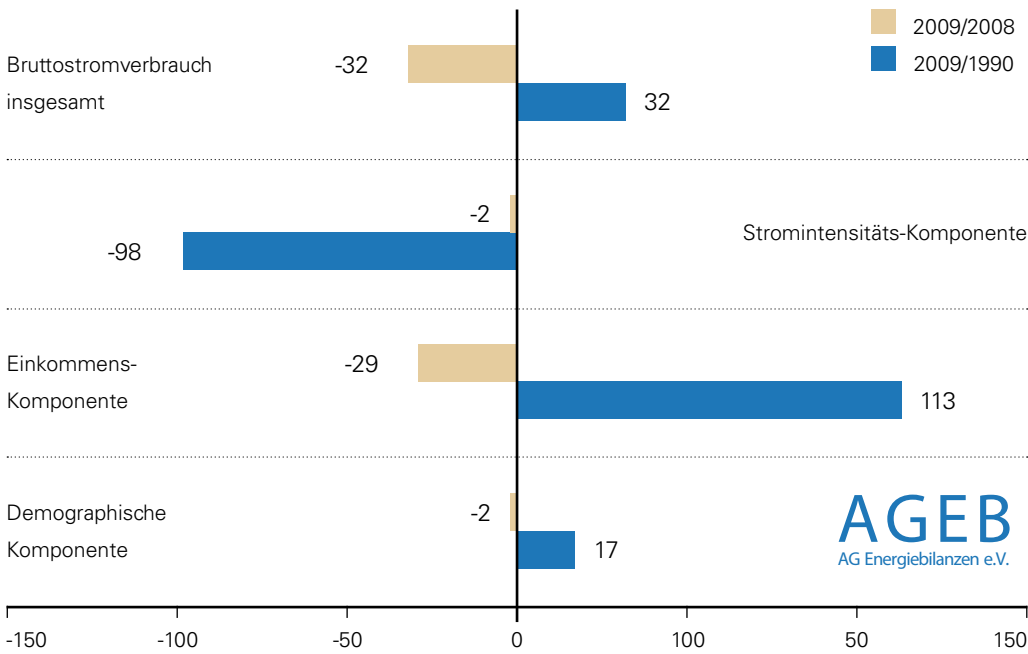
2 Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch.

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Statistisches Bundesamt

Abbildung 14

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2009 gegenüber 2008 und 1990 in Mrd. kWh

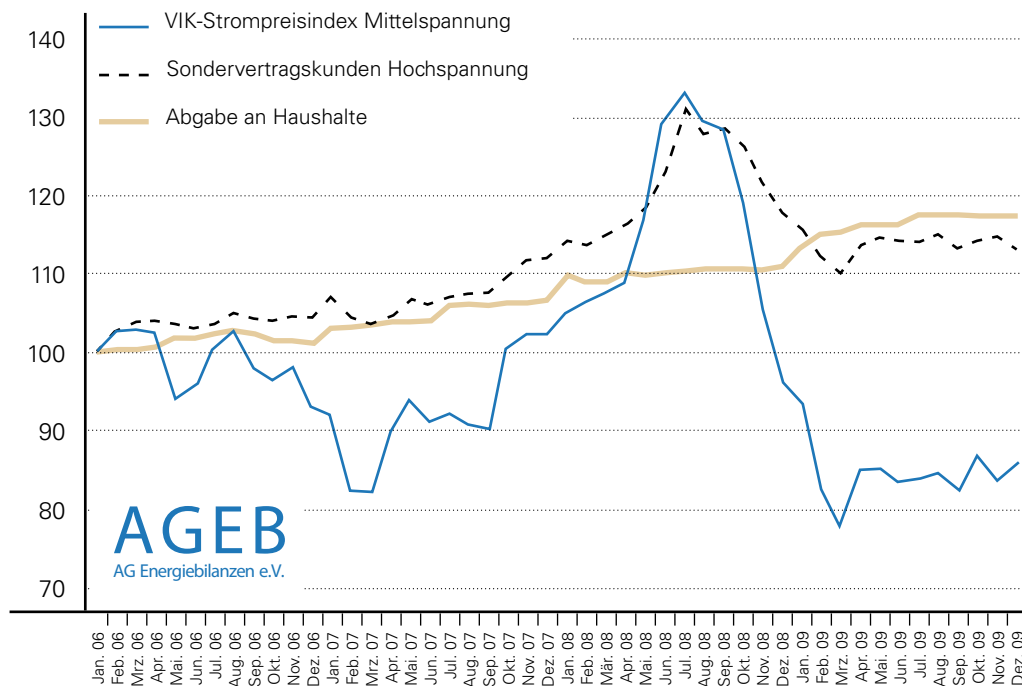


Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; AG Energiebilanzen; BDEW

Abbildung 15

Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte sowie VIK-Strompreisindex in Deutschland 2006 bis 2009

Januar 2006 = 100



Quellen: Statistisches Bundesamt; Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

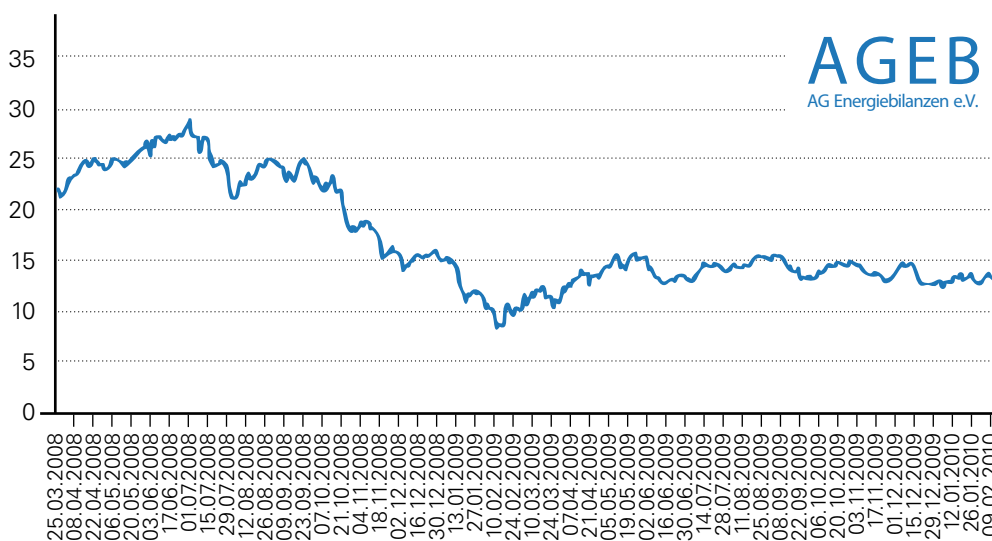
verursachten Belastungen (Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, Stromsteuer). Die Nettopreise, d.h. ohne Steuern, Abgaben und Umlagen, lagen für die Haushalte 2009 nominal 10 % höher als 1998. Inflationsbereinigt waren sie jedoch 6 % niedriger.

Für die Elektrizitätswirtschaft ist die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, bedeutungsvoll. Nachdem sich in der ersten Handelsperiode von 2005 bis 2007 herausgestellt hatte, dass die Ausstattung der am Emissionshandel beteiligten Unternehmen mit Emissionsrechten vielfach den Bedarf überstiegen hatten, kam es schon Ende April 2006 zu einem deutlichen Preisverfall der sich im Jahr 2007 fortsetzte und zu Preisen nahe Null führten. Mit Beginn der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 veränderten (konkret: verschärften) sich die Bedingungen für die Emissionshandelsteilnehmer. Dies schlug sich zunächst auch in vergleichsweise hohen Preisen der an der EEX gehandelten Emissionszertifikate nieder: Bis Ende Oktober 2008 bewegten sich die Preise auf dem Spotmarkt in Größenordnungen von 20 bis 25 Euro/t CO₂. Mit der immer offenkundiger werdenden wirtschaftlichen Krise und des damit verbundenen Rückgangs des Energieeinsatzes in Kraftwerken und Industrie kam es zu einer mehr oder weniger starken Emissionsreduktion und damit zu einem verminderten Zertifikatsbedarf. Letztlich bewirkte dies einen starken Druck auf die Zertifikatspreise. Über das Jahr 2009 hinweg bis in das Jahr 2010 hinein bewegten sich fortan die Zertifikatspreise auf einem Niveau meist deutlich unter 15 Euro/t CO₂ (Abbildung 16). Einen ähnlichen Verlauf wie die Spotpreise nahmen auch die CO₂-Zertifikatspreise auf dem Terminmarkt mit Lieferperioden 2010 bis 2012. Auch hier bewegen sich die Preise seit Anfang 2009 in der Größenordnung von 15 Euro/t CO₂ (Abbildung 17).

Abbildung 16

CO₂-Zertifikatspreise an der EEX auf dem Spot-Markt von März 2008 bis Anfang 2010

Carbix in Euro/EU Allowances (Euro/EUA)

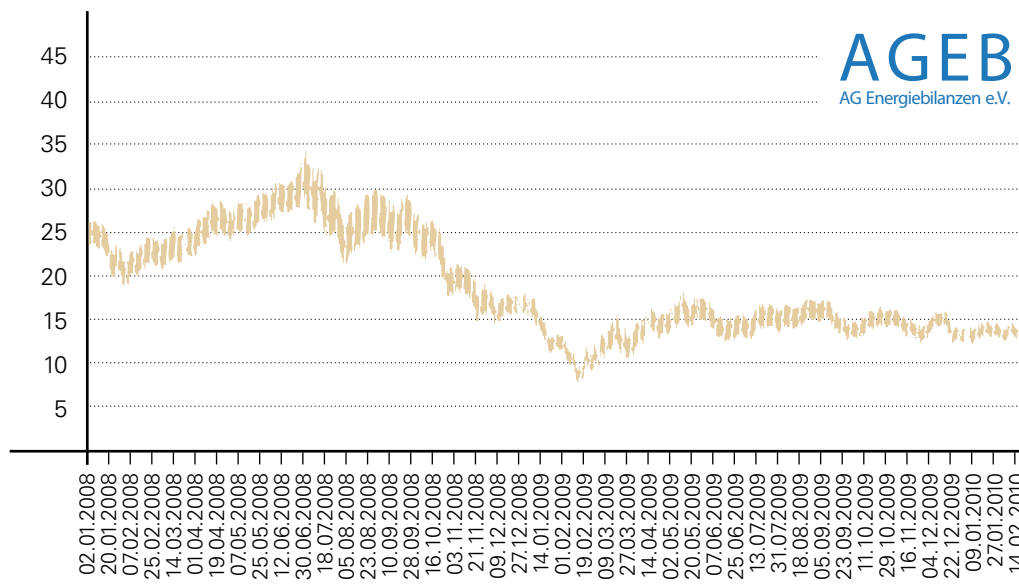


Quelle: EEX

Abbildung 17

CO₂-Zertifikatspreise an der EEX auf dem Terminmarkt (futures) für die Lieferperioden von 2008 bis 2012

Settlement prices in Euro/EU Allowances (EUR/EUA)



Quelle: EEX

Zur Entwicklung an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig

Die European Energy Exchange AG (EEX) betreibt Marktplätze für den Handel mit Strom, Erdgas, CO₂-Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 50 % an EPEX Spot SE mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Stromhandel (Spotmarkt) für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der deutsche und französische Terminhandel für Strom ist in der EEX Power Derivatives GmbH, einer mehrheitlichen EEX-Tochtergesellschaft mit Sitz in Leipzig, gebündelt. Weiterhin bietet die EEX den Spot- und Terminhandel für Erdgas und CO₂-Emissionsrechte sowie den Handel finanzieller Kohle-Futures an. Das Clearing börslicher und außerbörslicher Geschäfte (OTC-Clearing) übernimmt die European Commodity Clearing AG (ECC). Zum 31.12.2009 belief sich die Zahl der Handelsteilnehmer an der European Energy Exchange auf 191 Unternehmen aus 19 Ländern.

Die wirtschaftliche Krise 2009 hat sich auch auf die Entwicklung der Börse ausgewirkt. Beim Strom wurde im Jahr 2009 an EPEX Spot und EEX Power Derivatives insgesamt ein Volumen von 1.228 TWh umgesetzt; das war rund ein Zehntel weniger als im Jahr 2008.

Das Volumen in der Day-Ahead Auktion an EPEX Spot (Marktgebiete Deutschland/Österreich, Frankreich und Schweiz) belief sich im Jahr 2009 auf insgesamt 196,3 TWh (-3,6 % gegenüber 2008) wovon der größte Teil mit 135,6 TWh (-7,1 % gegenüber 2008) auf das Marktgebiet Deutschland/Österreich entfiel. Im Jahresmittel betrug der Preis in diesem Handel für die Grundlast im deutsch/österreichischen Marktgebiet 38,85 Euro/MWh; das waren rund 40 % weniger als 2008 und im übrigen etwa

Die folgenden Aussagen beruhen weitgehend auf entsprechenden Pressemitteilungen der EEX. Zu weiteren Informationen über das Börsengeschehen vgl. die EEX-Homepage unter www.eex.de. Die folgenden Aussagen beruhen weitgehend auf entsprechenden Pressemitteilungen der EEX. Zu weiteren Informationen über das Börsengeschehen vgl. die EEX-Homepage unter www.eex.de.

ein Zehntel weniger als im französischen bzw. annähernd ein Fünftel weniger als im schweizerischen Marktgebiet.

Besonders positiv entwickelte sich der Handel im Intra-Day-Markt. Im Vergleich zu 2008 war das Handelsvolumen im Jahr 2009 mit insgesamt 6,7 TWh mehr als doppelt so hoch (2008: 3,0 TWh); daran war der Handel in Deutschland mit rund 85 % beteiligt. Zu der Entwicklung auf dem EEX-Spotmarkt Strom im Jahr 2009 vgl. auch die Abbildungen 18 und 19.

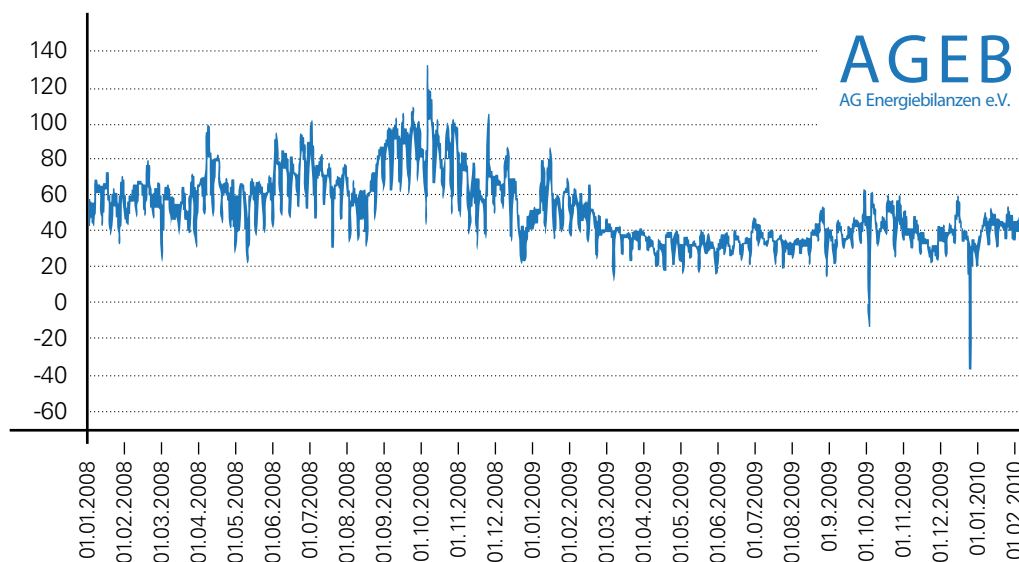
Das Handelsvolumen am Terminmarkt Strom der EEX Power Derivatives belief sich 2009 auf insgesamt 1.025 TWh (minus 12 % gegenüber dem Vorjahr mit 1.165 TWh). Im Terminhandelsvolumen sind 739,7 TWh aus dem OTC-Clearing enthalten (2008: 886,6 TWh). Per 30.12.2009 betrug das Open Interest 514,9 TWh.

Am Strom-Terminmarkt notierte am 28.12.2009 die Grundlast für das Jahr 2010 bei 44,36 Euro/MWh (Deutschland) sowie 47,82 Euro/MWh (Frankreich). Die Spitzenlast für das Jahr 2010 wurde mit 59,58 Euro/MWh (Deutschland) und 64,50 Euro/MWh (Frankreich) festgestellt. Abbildung 20 zeigt den Jahresverlauf der Phelix-Base- und der -Peak-Year-Futures für die Lieferzeit Januar 2012.

Abbildung 18

EEX-Spotmarkt von Januar 2008 bis Februar 2010

Phelix Day Base in EUR/MWh



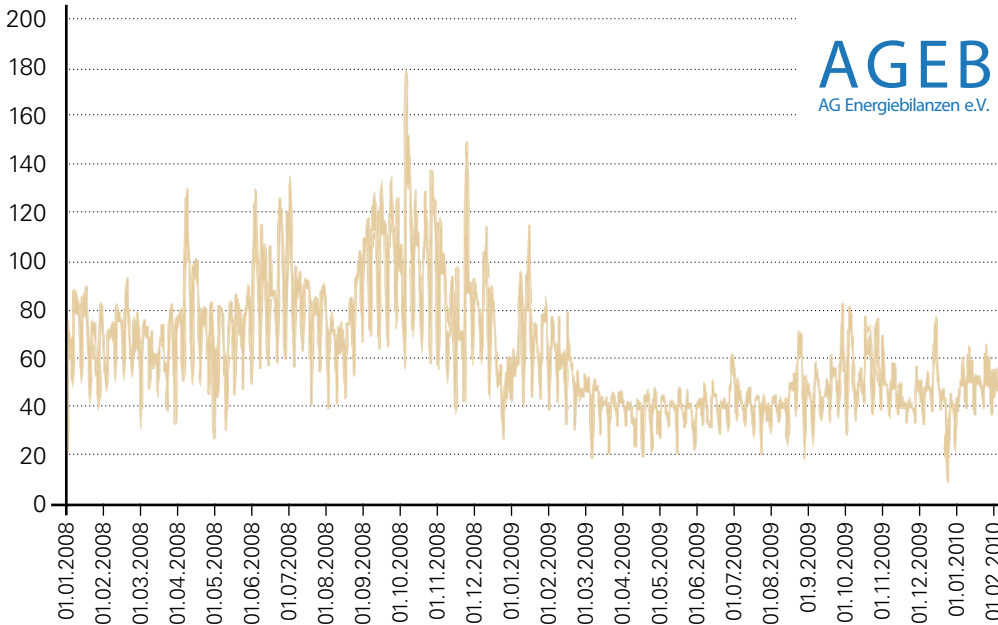
Quelle: EEX.



Abbildung 19

EEX-Spotmarkt von Januar 2008 bis Februar 2010

Phelix Day Peak in EUR/MWh

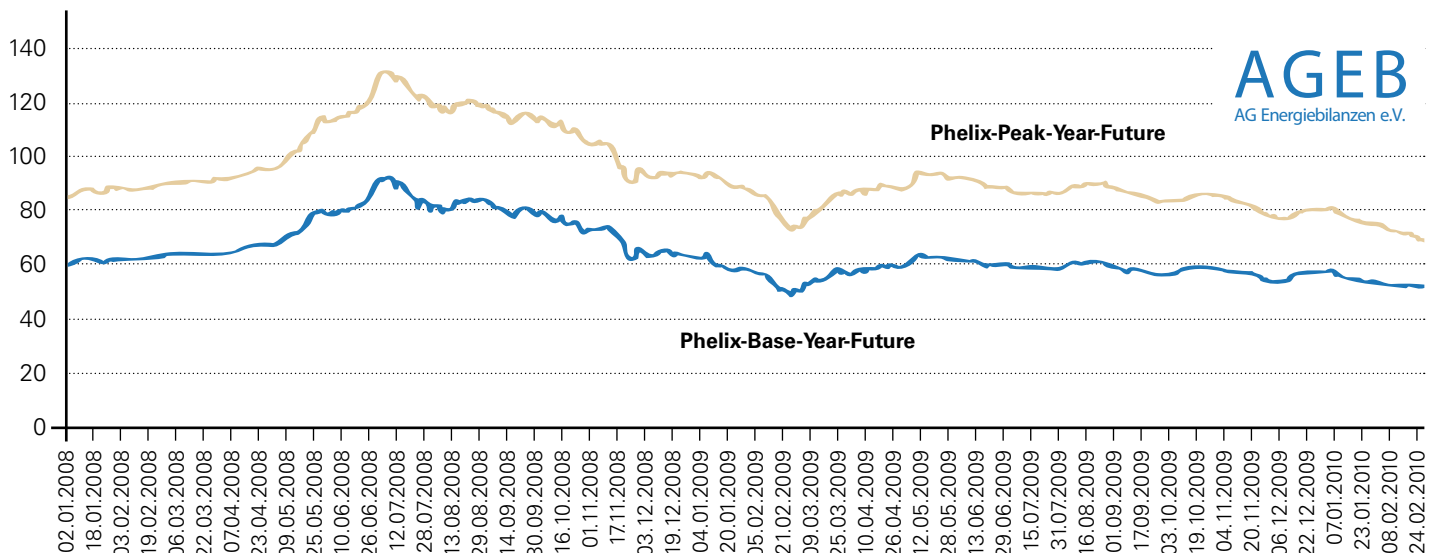


Quelle: EEX

Abbildung 20

EEX-Terminmarkt von Januar 2008 bis Februar 2010 mit Lieferzeit im Januar 2010

Phelix-Base- und Phelix-Peak-Year-Future in Euro/MWh



Quelle: EEX.

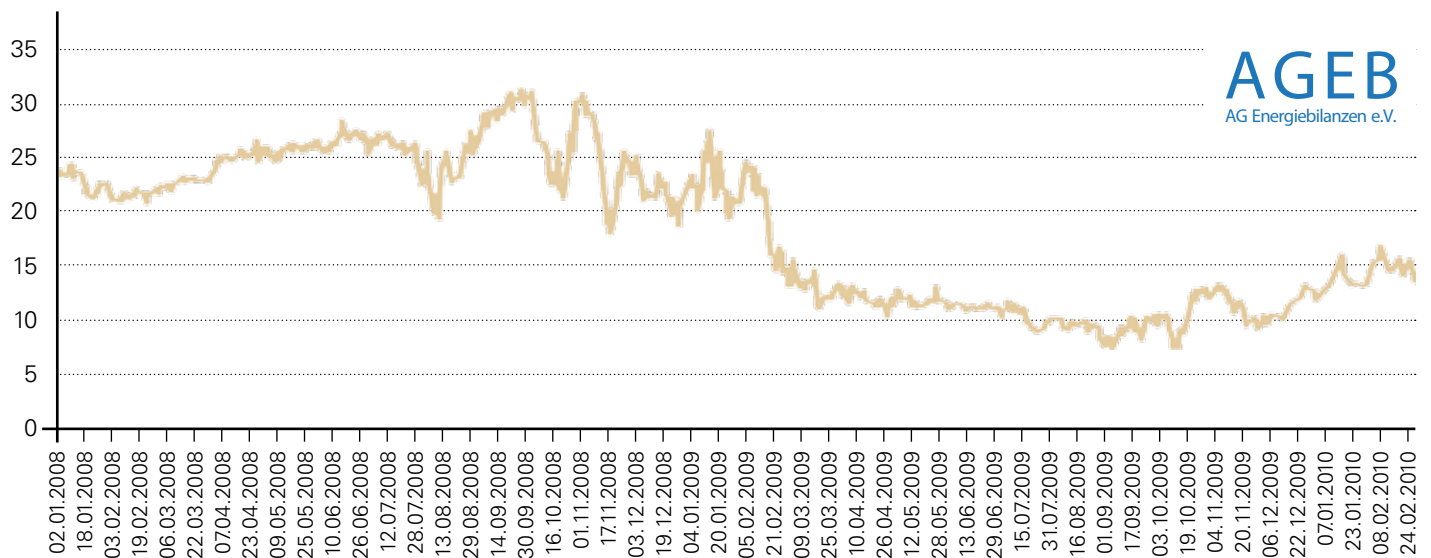
Seit Juli 2007 bietet die EEX den börslichen Handel mit Erdgas an. Das gehandelte Volumen am Spotmarkt für Erdgas (Marktgebiete Gaspool und NCG) betrug im Jahr 2009 rund 3.515 GWh; das bedeutet gegenüber 2008, als es nur 1.170 GWh waren, eine Verdreifachung. Am Terminmarkt für Erdgas (Marktgebiete Gaspool und NCG)

wurden im vergangenen Jahr mit rund 11.360 GWh dagegen rund 30 % weniger umgesetzt als 2008 (16.340 GWh). Die Abbildungen 21 und 22 zeigen die Day-ahead Preise sowie die der Futures im Jahresverlauf.

Abbildung 21

Day ahead prices Erdgas an der EEX 2008 bis Februar 2010

Settlement Price in Euro/MWh

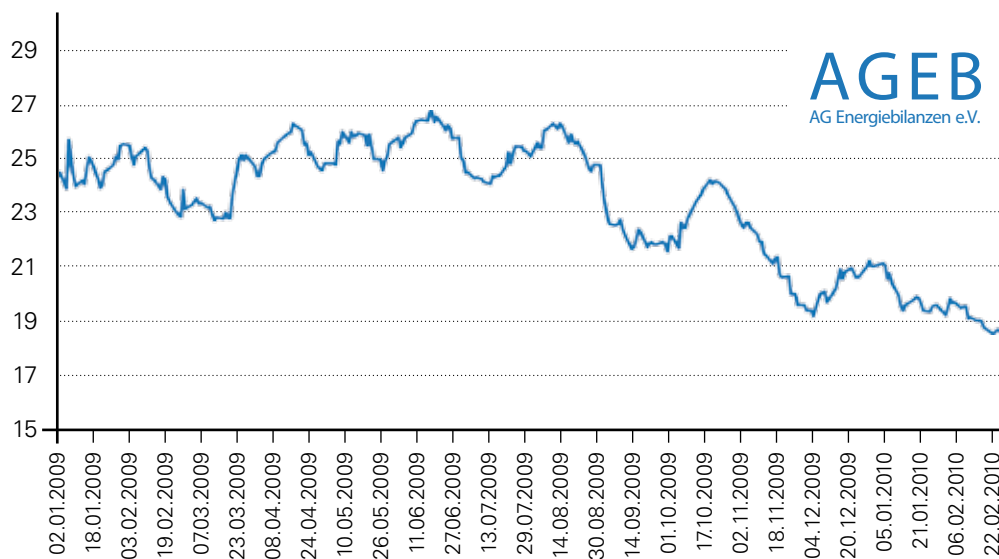


Quelle: EEX.

Abbildung 22

Natural-Gas-Year-Future an der EEX von Januar 2009 bis Februar 2010 für Lieferzeit im Januar 2010 im Marktgebiet NCG (NetConnectGermany)

Settlement Price in Euro/MWh



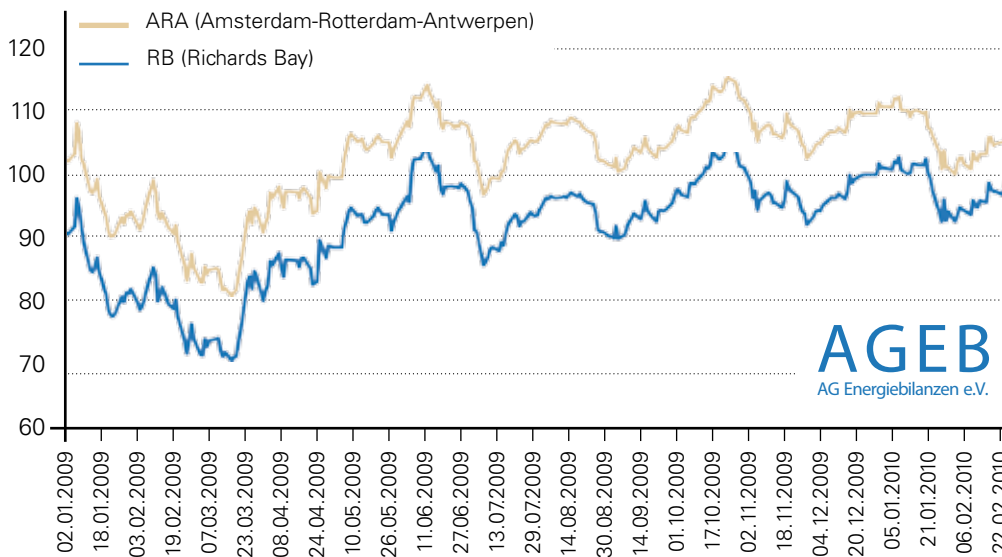
Quelle: EEX.

Einen Eindruck von der Entwicklung der an der EEX gehandelten Kohle-Futures gibt Abbildung 23. Ausgewiesen sind die „settlement prices“ für die Lieferperiode Januar 2012 bezogen auf die ARA- (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen) bzw. RB-(Richard Bay) Futures.

Abbildung 23

ARA- und RB-Year Futures an der EEX für die Lieferperiode Januar 2012

Settlement Price in \$/t



Quelle: EEX.

Am 16. Januar 2009 startete die EEX den Spothandel für CO₂-Emissionsberechtigungen (EUA) der zweiten Handelsperiode. Das am EEX Spotmarkt gehandelte Volumen betrug 2009 etwa 9,7 Mio. EUA. Das gehandelte Volumen am Terminmarkt für Emissionsrechte sank im Vergleich zum Vorjahr von etwa 77,6 Mio. EUA (2008) um rund 70 % auf knapp 23 Mio. EUA im Jahr 2009 auch dies ist ein Zeichen der wirtschaftlichen Krise und ihrer Auswirkungen auf den Bedarf an Emissionszertifikaten. Ein sogar noch etwas stärkerer Rückgang war im selben Zeitraum im Markt für CER-Futures (Certified Emission Reductions) zu verzeichnen: Wurden 2008 noch 2.440.000 CER umgesetzt, so waren es 2009 lediglich 649.000 CER (minus 73 %). Zu der Entwicklung der Zertifikatspreise auf dem Spot- und Terminmarkt siehe weiter oben die Abbildungen 16 und 17.

Es sei erwähnt, dass die EEX vom Bundesumweltministerium im November 2009 mit der Primärmarktaktion für europäische Emissionsberechtigungen (EUA) in Deutschland beauftragt worden ist. Mit der regelmäßigen Versteigerung wurde am 5. Januar 2010 begonnen. Die EEX führt die Versteigerungen der nicht kostenfrei zugeteilten Berechtigungen in einem regelmäßigen Turnus durch: Von Januar bis Oktober 2010 und 2011 werden wöchentlich 300.000 EUA am Spotmarkt und wöchentlich 570.000 EUA am Terminmarkt im Mid-December Kontrakt des laufenden Jahres versteigert. Die verbleibenden Mengen werden im November und Dezember am Spotmarkt versteigert. Insgesamt handelt es sich um 41 Millionen EUA für das Jahr 2010. Das sind 10 % der Gesamtmenge an ausgegebenen EUA in Deutschland.

Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energieträger umfassen eine breite Palette von Energiequellen, die neben der Wasser- und Windkraft eine Vielzahl weiterer erneuerbarer Energien enthält (Tabelle 12). Ihr Beitrag zum Primärenergieverbrauch wurde – in Zusammenarbeit und Abstimmung mit der „Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik“ beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – teilweise geschätzt. Im Ergebnis nahm der Verbrauch aller erneuerbaren Energieträger im Jahr 2009 gegenüber dem Vorjahr um rund 3 % auf 1.181 PJ (40,3 Mio. t SKE) zu, womit sich deren Anteil am Primärenergieverbrauch von 8,1 % im Jahr 2008 auf 8,9 % im Jahr 2009 erhöht hat.

Am Gesamtverbrauch der erneuerbaren Energien waren die Biomassen in ihren unterschiedlichen Erscheinungsformen 2009 mit rund 78 % beteiligt. Rund 45 % der insgesamt genutzten Biomasse entfielen auf den Strombereich, etwa 42 % gingen in den Wärmesektor und der Rest von 13 % in den Kraftstoffbereich. Der Anteil der Windenergie betrug 11,5 % (im Strombereich reichlich ein Fünftel) und derjenige der Wasserkraft knapp 6 % (im Strombereich nahezu 11 %). Der deutliche Rückgang der Stromerzeugung aus Wasserkraft und Windenergie im Jahr 2009 (jeweils mit einem Minus von fast 7 %) ist in erster Linie auf das geringere Wind- und Wasserdargebot, nicht aber auf rückläufige Kapazitäten zurückzuführen.

Mit 54 % beruhte der größte Teil des Beitrags der erneuerbaren Energien auf der Bereitstellung von elektrischer Energie, gefolgt von der Wärmebereitstellung mit einem Anteil von 36 % und der Bereitstellung von Kraftstoffen mit einem solchen von rund 10 %. Während Biomassen eindeutig bei der Wärmebereitstellung (mit 92 %) und erst recht bei den Kraftstoffen (100 %) dominieren, ist die Struktur bei der Strombereitstellung ausgeglichener; zwar entfallen auch hier reichlich drei Fünftel auf biogene Stoffe, doch steuert die Windenergie dazu immerhin schon gut ein Fünftel bei. Bisher von untergeordneter Bedeutung sind bei den erneuerbaren Energien die Solarthermie wie die Geothermie. Einen besonders kräftigen Zuwachs hatte die Photovoltaik mit rund zwei Fünftel zu verzeichnen. Erstmals wurde 2009 mehr als 1 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland in PV-Anlagen produziert.



Tabelle 12

Erneuerbare Energien in Deutschland 2008 und 2009 nach Verwendung und Energiequellen

	2008 ¹ Einsatz in Petajoule	2009 ¹	2008 ¹ Struktur in %	2009 ¹	Veränderungen 2008/2009 in %
Erneuerbare Energien insgesamt					
Wasserkraft	73	68	6,4	5,8	-6,9
Windenergie	146	136	12,7	11,5	-6,9
Photovoltaik	16	22	1,4	1,9	40,9
Biomasse	658	707	57,4	59,9	7,4
Abfall (biogener Anteil)	90	92	7,8	7,8	2,6
Solarthermie	15	17	1,3	1,4	14,3
Geothermie	17	17	1,4	1,4	2,3
Bio-Kraftstoffe	132	121	11,5	10,3	-8,1
Summe	1.147	1.181	100,0	100,0	3,0
Strom					
Wasserkraft	73	68	11,7	10,7	-6,9
Windenergie	146	136	23,4	21,3	-6,9
Photovoltaik	16	22	2,5	3,5	40,9
Biomasse	337	356	53,8	55,8	5,6
Abfall (biogener Anteil)	53	55	8,5	8,6	3,2
Geothermie	0	0	0,0	0,0	0,0
Summe Strom	625	638	100,0	100,0	2,0
Wärme					
Biomasse	322	351	82,6	83,1	9,0
Abfall (biogener Anteil)	36	37	9,2	8,8	2,8
Solarthermie	15	17	3,8	4,0	13,3
Geothermie	17	17	4,4	4,0	0,0
Summe Wärme	390	422	100,0	100,0	8,4
Kraftstoffe					
Summe Kraftstoffe	132	121	100,0	100,0	-8,1

Abweichungen in den Summen durch Rundungen.

¹ Angaben zum Teil vorläufig.

Quellen: AG Energiebilanzen e.V.; AGEE-Stat



Fazit

Im energiewirtschaftlichen Bereich war das Jahr 2009 entscheidend geprägt von den Einflüssen der wirtschaftlichen Krise auf Niveau und Struktur des Energieverbrauchs. Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt ging mit -5 % in einem in der Geschichte der Bundesrepublik Deutschland bisher unbekanntem Ausmaß zurück, und die Produktion in den besonders energieintensiven Industriebranchen, aber auch in solchen Bereichen wie Maschinenbau, Fahrzeugbau und Elektrotechnik brach förmlich ein. Vor diesem Hintergrund ist es nicht verwunderlich, dass der Primärenergieverbrauch mit 6 % und der Bruttostromverbrauch mit 5,2 % noch stärker sanken als das Bruttoinlandsprodukt. Berücksichtigt man die Temperatureinflüsse, also die im Jahresdurchschnitt 2009 im Vergleich zu 2008 niedrigeren Temperaturen, sowie die Lagerbestands Effekte (also der moderate Bestandsabbau beim leichten Heizöl), so dürfte der Primärenergieverbrauch im Jahre 2009 schätzungsweise um 5,5 % niedriger gewesen sein als 2008.

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität hat 2009, gemessen an den Ursprungswerten, mit einem Prozent nur wenig zugenommen; temperatur- und lagerbestandsbereinigt fällt ihr Anstieg mit 0,6 % sogar noch schwächer aus. Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2009 hat die bereinigte Energieproduktivität jahresdurchschnittlich um 1,8 % zugenommen. Vor dem Hintergrund dieses schwachen Produktivitätsanstiegs im vergangenen Jahr bleibt das von der Bundesregierung verfolgte Ziel, die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln, äußerst ambitioniert: Um dieses Ziel noch zu erreichen, müsste die Energieproduktivität von 2009 bis 2020 im jährlichen Durchschnitt immerhin um 3,3 % zulegen.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die sich Anfang dieses Jahrhunderts tendenziell noch verschlechtert hatte, konnte sich im Jahr 2009 mit 0,3 % verglichen mit dem langfristigen Durchschnitt von knapp 1 % (1990 bis 2009) nur stark unterdurchschnittlich verbessern.

Die Energiepreise, die Anfang 2009 im Vergleich zum Vorjahr noch kräftig gesunken waren, zeigten im späteren Jahresverlauf überwiegend eine wieder steigende Tendenz. Im Jahresdurchschnitt 2009 lagen sie aber immer noch deutlich unter dem Vorjahresniveau. So waren die Rohölimportpreise im Jahr 2009 um rund ein Drittel niedriger als 2008, wodurch sich die Ausgaben für Rohöl von knapp 51 Mrd. Euro um rund 19 Mrd. Euro auf etwa 32 Mrd. Euro verminderten. Die Grenzübergangspreise für Erdgas sanken 2009 um rund 22 %, und die Ausgaben für Erdgasimporte wurden um etwa 5,4 Mrd. Euro reduziert (von knapp 26 Mrd. Euro auf 20,5 Mrd. Euro). Gemessen am Erzeugerpreisindex verbilligten sich im Jahresdurchschnitt die Ölprodukte um fast ein Fünftel. Dagegen fiel der Preisrückgang beim Erdgas und beim Strom mit Raten im einstelligen Bereich merklich schwächer aus. Umgekehrt nahm der Erzeugerpreisindex für elektrischen Strom bei Abgabe an Haushalte sogar zu. Die CO₂-Zertifikatspreise verharrten 2009 angesichts der mit dem niedrigeren Energieverbrauch verbundenen fallenden CO₂-Emissionen in der Elektrizitätswirtschaft und in der Industrie auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau von meist deutlich unter 15 Euro/t CO₂.



Angesichts der Unsicherheiten hinsichtlich der weiteren gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen und der Veränderungen der Energiepreise, aber auch der energie- und umweltpolitischen Entscheidungen ist eine Einschätzung der Energieverbrauchsentwicklung im laufenden Jahr 2010 nur unter großen Einschränkungen möglich. Unabhängig davon dürften die ungewöhnlich niedrigen Wintertemperaturen in den heizungsabhängigen Bereichen einen wesentlichen Verbrauchsschub bewirkt haben. Wie weit sich dies über das Jahr gesehen auswirken wird, ist allerdings kaum abzusehen. Folgt man der Erwartung der Bundesregierung eines gesamtwirtschaftlichen Wachstums von 1,4 % im Jahresdurchschnitt 2010 und unterstellt insbesondere mit Blick auf die energieintensiven Wirtschaftszweige wieder eine Annäherung an das 2008er-Niveau, so dürfte alles in allem für das laufende Jahr wieder mit einem spürbaren Anstieg des Primärenergie- wie des Stromverbrauchs zu rechnen sein.



Redaktionsschluss 24. Februar 2010

Bearbeitet von: Hans-Joachim Ziesing (hziesing@ag-energiebilanzen.de)