AGEB
AG Energiebilanzen e.V.

# Energieverbrauch

## in Deutschland im Jahr 2011

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.

# Milde Witterung drückt Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 nach unten

Februar/2012

**Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.**

Mohrenstraße 58
10117 Berlin
hziesing@ag-energiebilanzen.de

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

**www.ag-energiebilanzen.de**

*Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2011 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen um 5,3 % gesunken. Insgesamt erreichte er ein Niveau von 13.374 Petajoule (PJ) beziehungsweise 456,3 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE); das sind 747 PJ oder 25,4 Mio. t SKE weniger als im Vorjahr. Damit erreichte der Primärenergieverbrauch im vereinigten Deutschland den bisher niedrigsten Wert, der selbst das krisenbedingt niedrige Verbrauchsniveau aus dem Jahr 2009 noch leicht unterschritt.*

*Zu diesem Rückgang konnte es vor allem wegen der im Vorjahresvergleich deutlich milderen Witterung kommen, die den Wärmebedarf in allen Sektoren deutlich nach unten gedrückt hat. Damit wurden auch die verbrauchssteigernden Wirkungen der gesamtwirtschaftlichen Leistung, die nach ersten Berechnungen des Statistischen Bundesamtes um rund 3 % zugelegt hatte, mehr als ausgeglichen. Bereinigt um den Temperatureinfluss verringert sich der Rückgang des Primärenergieverbrauchs auf lediglich noch 1,0 %. Eine weitere Ursache für die Senkung des Energieverbrauchs waren sicher auch die Reaktionen auf die erheblich gestiegenen Energiepreise und -kosten.*

*Hinzu kam ein rein statistischer Effekt [1], der sich im Jahr 2011 mit dem kräftigen Rückgang der Kernenergie auf der einen Seite sowie der deutlich gestiegenen Nutzung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien andererseits besonders stark auswirkte. Ohne diesen Effekt wäre der Primärenergieverbrauch „nur" um 3,8 % statt um 5,3 % gesunken. Zusammen mit den temperaturbereinigten Werten bewirkt der statistische Effekt einen mehr oder weniger unveränderten Primärenergieverbrauch.*

*Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2011 mit 8,8 % sprunghaft erhöht. Temperaturbereinigt sind es noch immer 4 % sowie bei zusätzlicher Einbeziehung des statistischen Effektes etwas mehr als 3 %. Damit wird der langfristige Trend noch immer spürbar übertroffen. Offenkundig haben auch die sehr hohen Energiepreise im Jahr 2011 zu einem sparsameren Umgang mit der Energie geführt.*

*Von allen fossilen Energieträgern ist der Erdgasverbrauch mit fast 13 % am stärksten zurück gegangen; trotz der positiven Konjunktureffekte sorgten vor allem die im Vergleich zum Vorjahr durchweg höheren Temperaturen in der Heizperiode für einen stark rückläufigen Absatz auf dem Wärmemarkt. Der Einsatz von Erdgas in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung stabilisierte sich im zweiten Halbjahr nach einem deutlichen Rückgang in der ersten Jahreshälfte; insgesamt blieb er unter dem Vorjahresniveau.*

*Gesunken ist auch der Mineralölverbrauch, der im Jahr 2011 um rund 3 % auf 4.549 PJ (155,2 Mio. t SKE) und damit auf das niedrigste Niveau seit 1990 fiel. Zuwächse ergaben sich ausschließlich beim Diesel, dessen Absatz konjunkturbedingt um 2 % stieg. Otto- und Flugkraftstoffe lagen dagegen leicht im Minus. Besonders stark stockte die Nachfrage nach Heizöl. Der Absatz an leichtem Heizöl war um 15 % niedriger als im Vorjahr, und beim schweren Heizöl gab es ein Minus von 3 %. Neben der milden Witterung sorgten insbesondere der kräftige Preisauftrieb im Jahresverlauf für Kaufzurückhaltung bei den Verbrauchern.*

**1**
Zu diesem statistischen Effekt vergleiche den Pressedienst der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Nr. 10/2011 vom 21.12.2011, Statistische Effekte des Kernenergieausstiegs, Einsparung von Primärenergie/ Erhöhung der Energieeffizienz.

*Beim Verbrauch von Steinkohle gab es 2011 ein leichtes Minus von 0,7 %. Insgesamt wurden 1.685 PJ (57,5 Mio. t SKE) verbraucht. Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken, auf den mehr als zwei Drittel des Gesamtverbrauchs entfallen, nahm um rund 2 % ab. Die Stahlindustrie hingegen steigerte ihren Bedarf um rund 4 %. Die Lieferungen an den Wärmemarkt waren witterungsbedingt rückläufig.*

*Anders als Gas, Öl und Steinkohle zeigte sich bei der Braunkohle ein Anstieg um etwa 3,3 % auf 1.562 PJ (53,3 Mio. t SKE). Der Zuwachs spiegelt die positive Entwicklung bei den Lieferungen an die Kraftwerke wider, an die rund 90 % der inländischen Braunkohlengewinnung gehen. Zuwächse gab es auch bei den Veredlungsprodukten.*

*Deutliche Veränderungen ergaben sich bei der Kernenergie, deren Beitrag zum Primärenergieverbrauch infolge des Ausstiegsbeschlusses im Jahresverlauf um fast ein Viertel auf 1.178 PJ (40,2 Mio. t SKE) abnahm.*

*Weiter zulegen konnten die erneuerbaren Energien, die mit einem Zuwachs von reichlich 6 % einen primärenergieäquivalenten Verbrauch im Jahr 2011 von 1.452 PJ (49,6 Mio. t SKE) aufwiesen. Damit erhöhten sie ihren Anteil am Energieaufkommen auf knapp 11 %. Besonders stark stiegen die Beiträge der Windkraft (+23 %) und der Photovoltaik (+63 %). Demgegenüber sanken die Beiträge der Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) um 7 % und der der Biokraftstoffe um 5 %.*

*Die 2010 und 2011 verabschiedeten energiepolitischen Beschlüsse zur Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie schlagen sich in der Primärenergiebilanz des Jahres 2011 erst in Form leicht geänderter Anteile nieder. Allerdings haben auch Witterung und Bestandseffekte Einfluss auf die Struktur des Primärenergieverbrauchs. Wichtigster Energieträger blieb auch 2011 das Mineralöl mit einem Anteil von 34 %. Es folgt das Erdgas, dessen Anteil aber um fast zwei Prozentpunkte auf 20,4 % zurückging. Stein- und Braunkohle erhöhten dagegen ihren Beitrag zum Energiemix auf 12,6 % bzw. auf 11,7 %. Die Kernenergie vermindert sich auf 8,8 %, nach fast 11 % im Vorjahr. Die Erneuerbaren erhöhen ihren Beitrag zum Energiemix von 9,7 % auf 10,9 %. Die sonstigen Energieträger trugen (einschließlich des Stromaustauschsaldos[2]) mit weniger als 2 % zur Deckung der Energienachfrage bei.*

*Gesunken ist auch der Bruttostromverbrauch, wenn auch mit einem Minus von 0,3 % deutlich schwächer als der Primärenergieverbrauch. Im Jahr 2011 betrug er reichlich 608 Mrd. kWh; das ist der niedrigste Wert seit 2005. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die sich in den vorausgegangenen zehn Jahren im jährlichen Mittel nur um 0,4 % verbessert hatte, nahm mit 3,3 % kräftig zu.*

*Die Bruttostromerzeugung fiel 2011 im Vergleich zum Vorjahr stärker als der Bruttostromverbrauch. Wenig überraschend sank die Stromerzeugung der Kernkraftwerke mit reichlich 23 % besonders stark, während auf der anderen Seite die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien fast 19 % zulegte. Mit Ausnahme der Braunkohle, deren Verstromung um knapp 5 % stieg, gab es bei allen übrigen Stromerzeugungsanlagen ein Minus.*

*Der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der gesamten Bruttostromerzeugung erhöhte sich von 16,4 % auf knapp 20 %. Hinter der Braunkohle (Anteil 2011: 24,9 %) rangieren die erneuerbaren Energien inzwischen an zweiter Stelle, noch vor der Steinkohle (18,6 %), der Kernenergie (17,6 %) und dem Erdgas (13,7 %).*

**2**
Die in diesem Bericht verwendeten Daten zum Stromaußenhandel beziehen sich grundsätzlich auf den physikalischen Stromaustausch mit dem Ausland.

*Wie in den Vorjahren gab es auch 2011 erneut einen Stromexportüberschuss, der allerdings mit 6,0 Mrd. kWh deutlich niedriger ausfiel als im Vorjahr mit 17,7 Mrd. kWh. Exportüberschüsse waren im Stromaustausch mit der Schweiz, Österreich, den Niederlanden, Polen und Luxemburg zu verzeichnen. Importüberschüsse konzentrieren sich traditionell auf Frankreich und Tschechien, wobei im Jahr 2011 lediglich der Importüberschuss aus Frankreich deutlich stieg (von 14,3 auf 20,2 Mrd. kWh), während derjenige aus Tschechien sogar zurückging (von 8,8 auf 7,5 Mrd. kWh). Leichte Importüberschüsse 2011 gab es aus Dänemark (2,1 Mrd. kWh) und aus Schweden (1,4 Mrd. kWh).*

*Die energiebedingten $CO_2$-Emissionen dürften im Jahr 2011 deutlich schwächer abgenommen haben als der Primärenergieverbrauch. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Anteil der emissionsverursachenden fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch, und zwar der des Mineralöls sowie insbesondere derjenige von Stein- und Braunkohle noch zugenommen hat, wobei der absolute Mineralöl- und Steinkohlenverbrauch allerdings rückläufig waren. Die energiebedingten $CO_2$-Emissionen dürften sich deshalb nur um 3,9 % reduziert haben; temperaturbereinigt kann sogar mit einem Anstieg um 0,8 % gerechnet werden.*

## Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2011 insgesamt 13.374 PJ oder 456,4 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr ging er damit um 5,3 % bzw. um 747 PJ/25,4 Mio. t SKE zurück (Tabelle 1). Dies war auch der niedrigste Primärenergieverbrauch im vereinigten Deutschland.

Tabelle 1

**Primärenergieverbrauch in Deutschland 2010 und 2011[1]**

| Energieträger | 2010 | 2011 | 2010 | 2011 | Veränderungen 2011 gegenüber 2010 | | | Anteile in % | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Petajoule (PJ) | | Mio. t SKE | | PJ | Mio. t SKE | % | 2010 | 2011 |
| **Mineralöl** | 4.689 | 4.549 | 160,0 | 155,2 | -140 | -4,8 | -3,0 | 33,2 | 34,0 |
| **Erdgas** | 3.139 | 2.733 | 107,1 | 93,3 | -406 | -13,9 | -12,9 | 22,2 | 20,4 |
| **Steinkohle** | 1.697 | 1.685 | 57,9 | 57,5 | -12 | -0,4 | -0,7 | 12,0 | 12,6 |
| **Braunkohle** | 1.511 | 1.562 | 51,6 | 53,3 | 51 | 1,7 | 3,3 | 10,7 | 11,7 |
| **Kernenergie** | 1.533 | 1.178 | 52,3 | 40,2 | -355 | -12,1 | -23,2 | 10,9 | 8,8 |
| **Erneuerbare Energien** | 1.366 | 1.452 | 46,6 | 49,6 | 86 | 3,0 | 6,3 | 9,7 | 10,9 |
| **Stromaustauschsaldo** | -64 | -22 | -2,2 | -0,7 | 42 | 1,5 | – | -0,5 | -0,2 |
| **Sonstige** | 250 | 236 | 8,5 | 8,1 | -14 | -0,4 | -5,5 | 1,8 | 1,8 |
| | | | | | | | | | |
| **Insgesamt** | **14.121** | **13.374** | **481,8** | **456,4** | **-747** | **-25,4** | **-5,3** | **100,0** | **100,0** |

1 Alle Angaben sind vorläufig.
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Anders als im Vorjahr wurde die Verbrauchsentwicklung im Jahr 2011 ganz wesentlich von der milden Witterung beeinflusst.

- Über das Jahr gerechnet waren die Gradtagzahlen 2011 um rund 20 % niedriger (also „wärmer") als 2010. Besonders die Monate April und Mai sowie September und Dezember waren ungewöhnlich warm (Abbildung 1).
- Auch der langjährige Durchschnitt wurde deutlich unterschritten, und zwar um rund 10 %.

Angesichts des hohen Anteils des temperaturabhängigen Wärmebedarfs an der Primärenergienachfrage gingen von der milderen Witterung erhebliche verbrauchsmindernde Effekte aus.

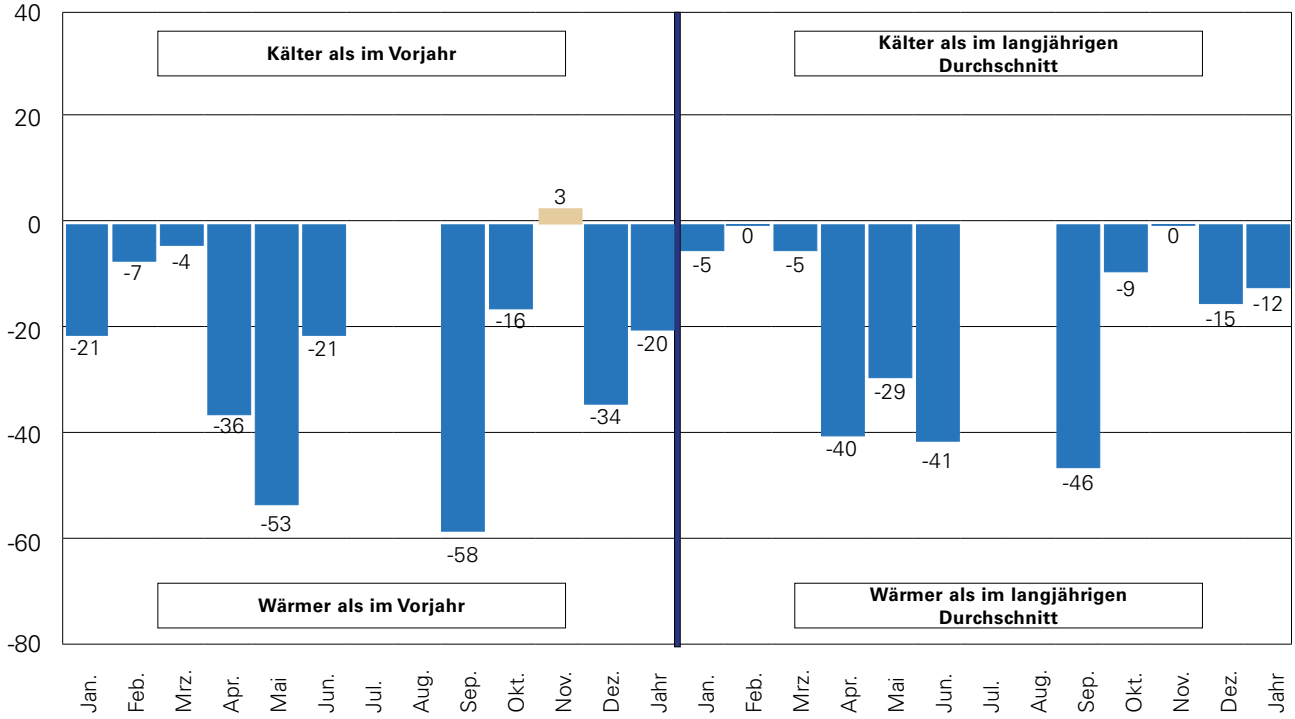
Verbrauchssteigernde Wirkungen gingen demgegenüber von der wirtschaftlichen Entwicklung aus:

- Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt war im Vergleich zum Vorjahr um 3 % höher.
- Die Produktion im verarbeitenden Gewerbe legte um 8,7 % zu (Abbildung 2). In vielen Wirtschaftszweigen wurden sogar zweistellige Zuwachsraten erzielt. Das gilt vor allem für weniger energieintensive Wirtschaftszweige wie die Herstellung von DV-Geräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen (20,6 %), den Fahrzeugbau (13,4 %), Maschinenbau (13,1 %) oder die Herstellung von Metallerzeugnissen (11,9 %). Umgekehrt sind die eher energieintensiven Bereiche unterdurchschnittlich gewachsen, z. B. die chemische Industrie mit 1,3 % oder die Metallerzeugung und -bearbeitung mit 7,5 %.

Abbildung 1

## Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland 2011 (16 Messstationen)*

**Veränderungen 2011 gegenüber Vorjahr und langjährigem Mittel (1970-2010)**

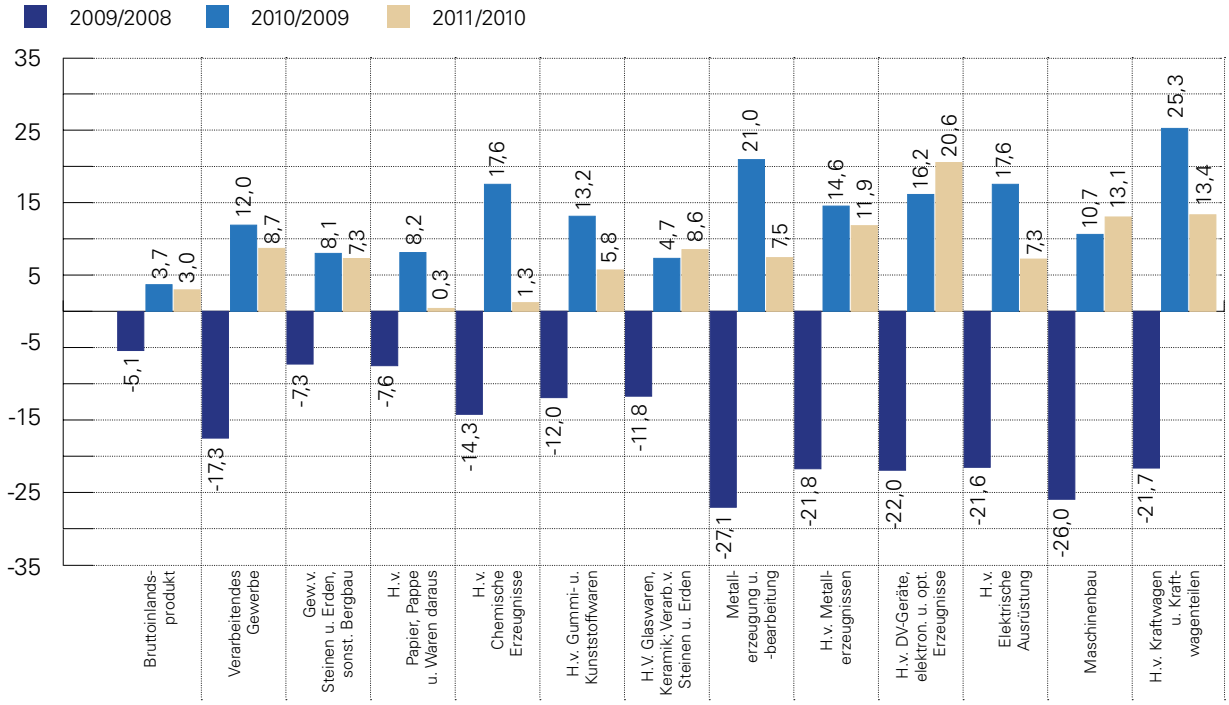



Quellen: Deutscher Wetterdienst. *) Wegen begrenzter Aussagefähigkeit ohne die Monate Juli und August.

Abbildung 2

## Produktionsindex im Produzierenden Gewerbe in Deutschland von 2009 bis 2011

**Veränderungen in %**

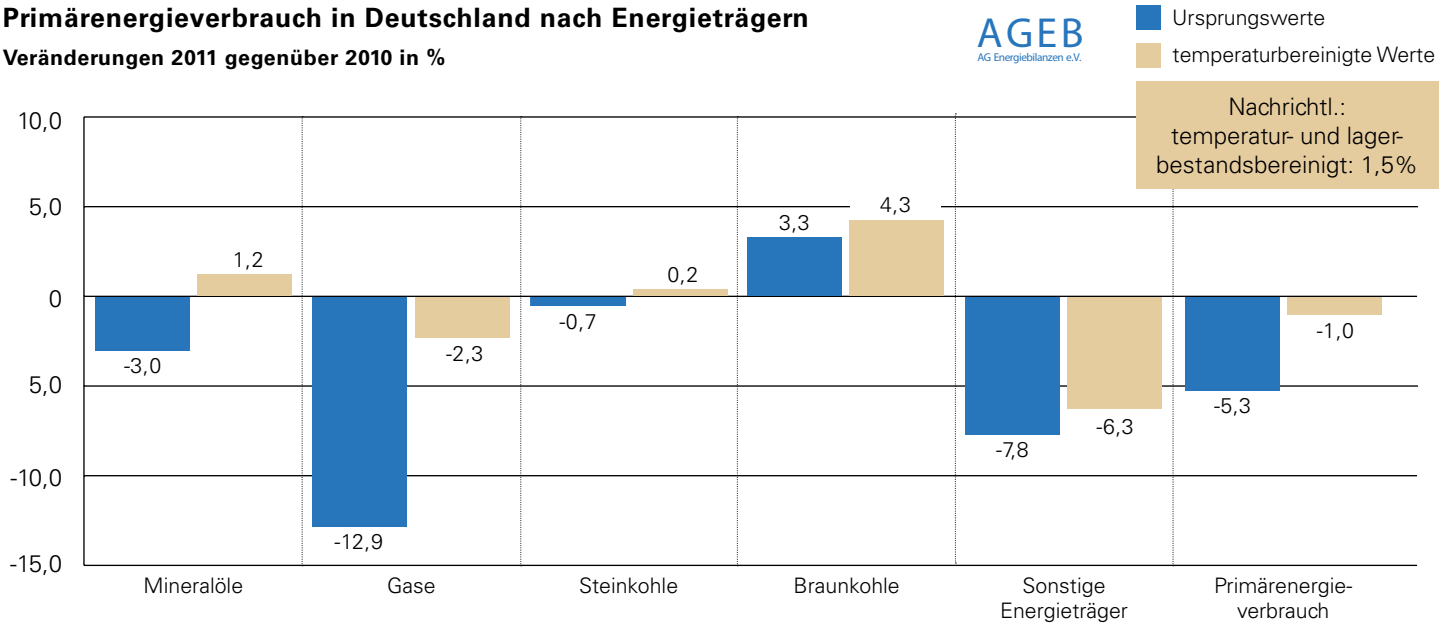



Quellen: Statistisches Bundesamt.

Berücksichtigt man den Einfluss der niedrigen Temperaturen auf die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs und unterstellt dabei Temperaturen wie im langjährigen Mittel, wäre der Primärenergieverbrauch unter sonst unveränderten Bedingungen nicht um 5,3 %, sondern nur um 1,0 % gesunken[3]. 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 2011 um 12,9 % niedriger war als im Vorjahr, deuten die temperaturbereinigten Werte auf eine Reduktion um rund 2 % hin. Beim Mineralölverbrauch schlägt sich der Temperatureinfluss in einem Zuwachs um 1,2 % nieder statt des (unbereinigten) Rückgangs um 3,0 %. Bei den anderen Energieträgern, deren Verbrauch weitaus weniger von den Witterungsverhältnissen abhängt, zeigen sich nur geringe Unterschiede zwischen den tatsächlichen und den (geschätzten) temperaturbereinigten Werten (Abbildung 3).

**3**
Zur Temperaturbereinigung des Energieverbrauchs vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Energienachfrage 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.

Abbildung 3
**Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern**
**Veränderungen 2011 gegenüber 2010 in %**




Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Deutscher Wetterdienst.

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 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 2011 um etwa 0,4 Mio. t (etwa 18 PJ) höher befüllt gewesen sein als Ende 2010. Demnach ist zwar der tat-

sächliche Heizölabsatz um diese Menge gestiegen, nicht aber der tatsächliche Heizölverbrauch, mit der Folge, dass der Ölverbrauch (gemessen an den jeweils unbereinigten Werten) um schätzungsweise 4,6 % niedriger ausgefallen wäre. Bereinigt man den Mineralölverbrauch neben dem Temperatureinfluss noch um die Lagerbestandsveränderung, dann hätte sich der Ölverbrauch um etwa 0,4 % vermindert (statt um 1,2 % zu steigen, sofern nur der Temperatureinfluss berücksichtigt würde). Für den gesamten Primärenergieverbrauch bedeutete die Einbeziehung des Temperatur- wie des Lagerbestandseffektes einen Rückgang um etwa 1,5 % im Vergleich zu 5,3 % bei den Ursprungswerten (Abbildung 3).

Die 2010 und 2011 verabschiedeten energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung zur Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie schlagen sich in der Primärenergiebilanz des Jahres 2011 erst in Form leicht geänderter Anteile nieder. Allerdings haben auch Witterung und Bestandseffekte Einfluss auf die Struktur des Primärenergieverbrauchs. Wichtigster Energieträger blieb auch 2011 das Mineralöl mit einem Anteil von 34 %. Es folgt das Erdgas, dessen Anteil aber um fast zwei Prozentpunkte auf 20,4 % zurückging. Stein- und Braunkohle erhöhten dagegen ihren Beitrag zum Energiemix auf 12,6 % bzw. auf 11,7 %. Am deutlichsten sind die Änderungen bei der Kernenergie, deren Verbrauchsanteil von fast 11 % im Jahr 2010 auf 8,8 % im Jahr 2011 fällt, sowie bei den erneuerbaren Energien, die ihren Beitrag zum Primärenergieverbrauch von 9,7 % (2010) auf 10,9 % (2011) steigern. Die sonstigen Energieträger trugen (einschließlich des Stromaustauschsaldos) mit weniger als 2 % zur Deckung der Energienachfrage bei.

Bei einem Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 3,0 % hat die Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft, gemessen an den Ursprungswerten, geradezu sprunghaft zugenommen, und zwar um 8,8 %. Bereinigt um den Temperatureinfluss ergibt sich noch immer eine ungewöhnlich hohe Steigerung von rund 4,0 % (Tabelle 2 und Abbildung 4).

Bei einer Bewertung dieser Entwicklung ist aber neben dem Temperatureinfluss zusätzlich noch ein statistischer Effekt zu berücksichtigen, der sich daraus ergibt, dass aufgrund internationaler Konventionen bei der Bilanzierung von Energieträgern ohne Heizwert nach der sogenannten Wirkungsgradmethode verfahren wird. Da Kernenergie keinen natürlichen Heizwert besitzt, wird der Wirkungsgrad der Anlagen nach dieser Methode auf 33 % festgelegt. Nach derselben Logik wird für die erneuerbaren Energien (Wasser, Wind,Photovoltaik) und den Stromaustauschsaldo mit dem Ausland ein Wirkungsgrad von 100 % angenommen. Verglichen mit der früher angewendeten sog. Substitutionsmethode hat dies zur Folge, dass sich bei der Kernenergie nunmehr ein höherer Primärenergieverbrauch, bei den genannten erneuerbaren Energien und dem Stromaustauschsaldo aber ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet. Der größte mögliche Einspareffekt ergibt sich also, wenn die Stromproduktion der Kernkraftwerke vollständig durch erneuerbare Energien und/oder Stromimporte ersetzt wird.

Der Ersatz von Kernenergiestrom führt also allein aus methodischen Gründen zu einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz. Diese rechnerische Erhöhung tritt ein, weil je Einheit Wirtschaftsleistung rechnerisch weniger Primärenergie eingesetzt wird. Die Stromintensität – berechnet als Verhältnis von Stromerzeugung und Wirtschaftsleistung – bleibt hingegen unverändert [4].

**4**
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 2011**

| | Einheit | 1990[1] | 1995 | 2000 | 2005 | 2009[1] | 2010[1] | 2011[1] | Jahresdurchschnittliche Veränderung in % 2010 bis 2011 | 1990 bis 2000 | 2000 bis 2011 | 1990 bis 2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Index 2005 = 100)** | Verkettete Volumen-angaben in Mrd. Euro | 1.800,1 | 1.969,0 | 2.159,2 | 2.224,4 | 2.284,5 | 2.368,8 | 2.439,8 | 3,0 | 1,8 | 1,1 | 1,5 |
| **Bevölkerung** | 1.000 | 79.433 | 81.678 | 82.212 | 82.469 | 81.902 | 81.777 | 81.740 | 0,0 | 0,3 | -0,1 | 0,1 |
| **Primärenergieverbrauch (unbereinigt)** | Petajoule | 14.905 | 14.269 | 14.401 | 14.537 | 13.428 | 14.121 | 13.374 | -5,3 | -0,3 | -0,7 | -0,5 |
| **Primärenergieverbrauch (temperaturbereinigt)** | Petajoule | 15.184 | 14.270 | 14.752 | 14.611 | 13.575 | 13.858 | 13.719 | -1,0 | -0,3 | -0,7 | -0,5 |
| **Primärenergieverbrauch (temperatur- und lager-bestandsbereinigt)** | Petajoule | 15.210 | 14.270 | 14.821 | 14.752 | 13.640 | 13.915 | 13.701 | -1,5 | -0,3 | -0,7 | -0,5 |
| **Bruttostromverbrauch** | Mrd. kWh | 550,7 | 541,6 | 579,6 | 612,1 | 578,1 | 610,4 | 608,5 | -0,3 | 0,5 | 0,4 | 0,5 |
| **Energieproduktivität (unbereinigt)** | Euro/GJ | 120,8 | 138,0 | 149,9 | 153,0 | 170,1 | 167,7 | 182,4 | 8,8 | 2,2 | 1,8 | 2,0 |
| **Energieproduktivität (temperaturbereinigt)** | Euro/GJ | 118,6 | 138,0 | 146,4 | 152,2 | 168,3 | 170,9 | 177,8 | 4,0 | 2,1 | 1,8 | 1,9 |
| **Energieproduktivität (temperatur- und lager-bestandsbereinigt)** | Euro/GJ | 118,3 | 138,0 | 145,7 | 150,8 | 167,5 | 170,2 | 178,1 | 4,6 | 2,1 | 1,8 | 2,0 |
| **Stromproduktivität** | Euro/kWh | 3,27 | 3,64 | 3,73 | 3,63 | 3,95 | 3,88 | 4,01 | 3,3 | 1,3 | 0,7 | 1,0 |

1 Vorläufige Angaben.

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

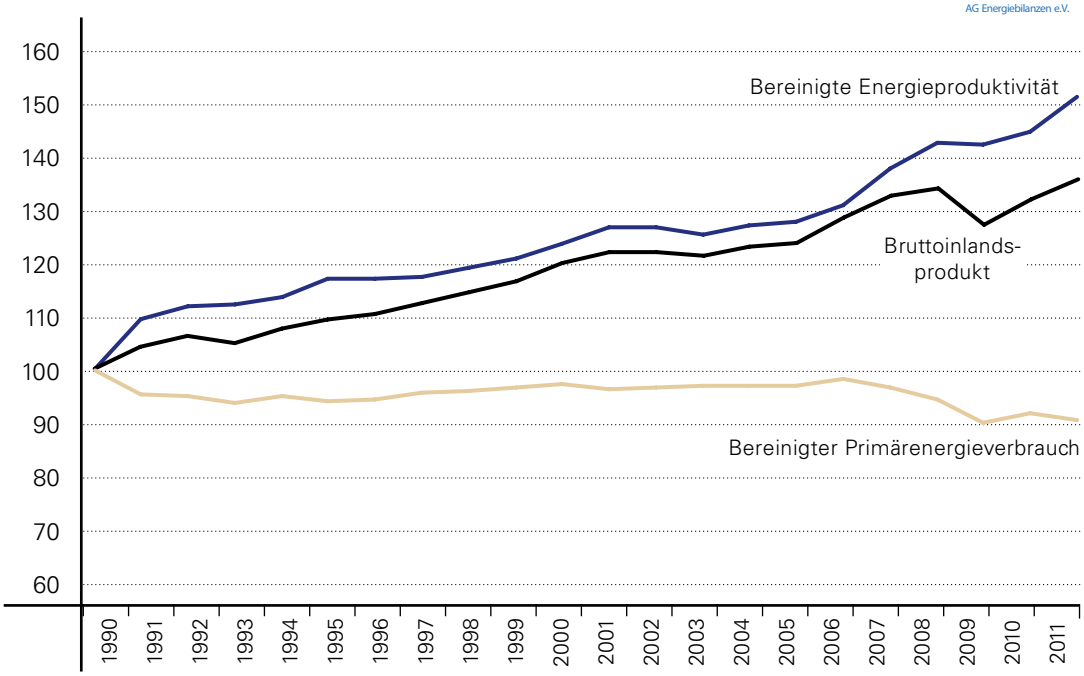
Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge wäre der Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 nicht um 5,3 %, sondern nur um 3,8 % gesunken; temperaturbereinigt hätte der Rückgang nicht 3,8 % betragen, sondern lediglich 0,1 %. In diesem Fall wäre der Primärenergieverbrauch praktisch unverändert geblieben.

Die Einbeziehung des statistischen Effektes wirkt sich natürlich unmittelbar auf die Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität (das Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt zum Niveau des Primärenergieverbrauchs) aus. So beträgt der Anstieg der Energieproduktivität gemessen an den Ursprungswerten 7,0 % (statt 8,8 %); auf der Grundlage der temperaturbereinigten Werte vermindert sich der Produktivitätsfortschritt von 4,0 % auf kaum mehr als 3 %. Immerhin ist das noch weit mehr als im Durchschnitt der vergangenen Jahre erreicht worden ist.

Abbildung 4

**Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2011**

**1990 = 100**



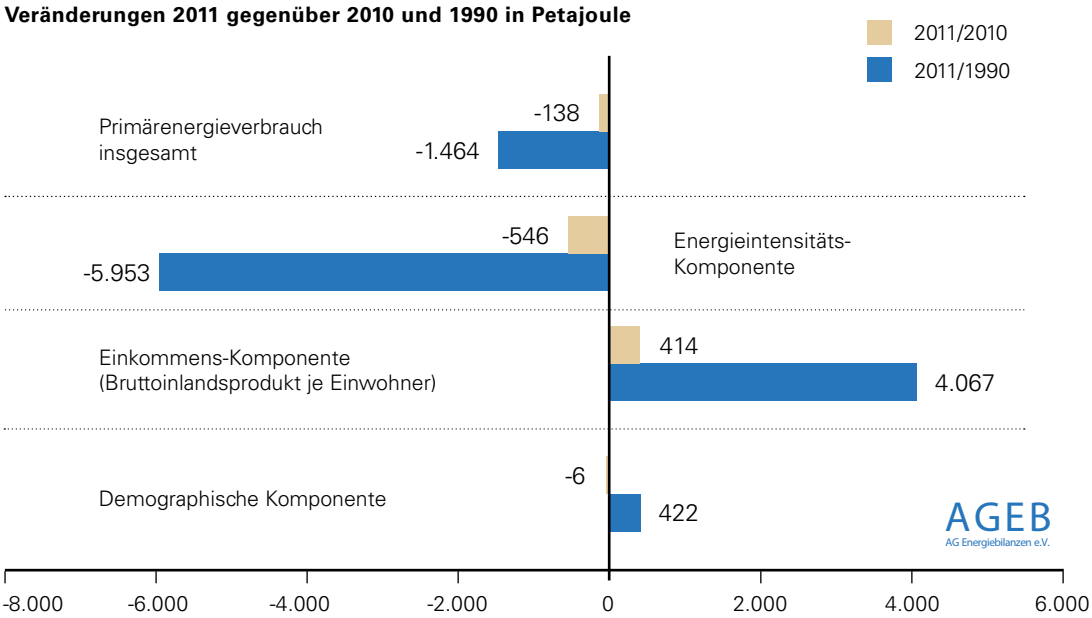

Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Mit Hilfe der Komponentenzerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs zeigen (Abbildung 5).

Abbildung 5

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

**Veränderungen 2011 gegenüber 2010 und 1990 in Petajoule**




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

Bei den Veränderungen von 2010 auf 2011 zeigt sich der starke Einfluss der gestiegenen Energieproduktivität (gemessen an der Energieintensität), die den verbrauchssteigernden Einfluss des Wirtschaftswachstums (hier gemessen an dem Bruttoinlandsprodukt je Einwohner) weit mehr als ausgeglichen hat. Dies gilt im Übrigen auch bei der Betrachtung der gesamten Periode von 1990 bis 2011. Gegenüber diesen beiden gegenläufigen Effekten spielt die demographische Komponente für den Energieverbrauch in Deutschland eine nachgeordnete Rolle. Zumindest gilt dies bei einer derart hochaggregierten Darstellung. Immerhin zeigt sich für die Gesamtperiode eine durchaus verbrauchssteigernde Wirkung. Das soll nicht bedeuten, dass z. B. die Altersstruktur der Bevölkerung, die Familien- und Haushaltsgrößen und ähnliche Faktoren keinen Einfluss auf Niveau und Struktur des Primärenergieverbrauchs haben.

## Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2011 erneut gestiegen, und zwar um 2,3 % auf 4.142 PJ oder 141,3 Mio. t SKE (Tabelle 3). Dieser Anstieg ist im Wesentlichen auf die erneuerbaren Energien mit ihrem Zuwachs um reichlich 6 % und auf die um knapp 4 % höhere Braunkohlengewinnung zurückzuführen. Geringfügig ist auch die einheimische Erdölförderung gestiegen, während die Erdgasgewinnung um etwas mehr als 5 % gesunken ist. Bedeutsamster einheimischer Energieträger ist die Braunkohle mit einem Anteil von 38,5 %. Mit einem Anteil von rund 35 % rangieren die erneuerbaren Energieträger nur wenig dahinter auf dem zweiten Platz, weit vor den anderen fossilen Energieträgern Erdgas, Steinkohlen und Erdöl.

Bezogen auf den deutlich reduzierten Primärenergieverbrauch hat sich der Anteil der Inlandsenergie spürbar vergrößert, und zwar von 28,7 % auf 31,0 %.

Tabelle 3

**Primärenergiegewinnung in Deutschland 2010 und 2011**

| | Gewinnung | | | | Veränderungen 2011 gegenüber 2010 | | Anteile | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2010 | 2011 | 2010 | 2011 | | | 2010 | 2011 |
| | PJ | | Mio. t SKE | | PJ | in % | in % | |
| **Mineralöl** | 108 | 115 | 3,7 | 3,9 | 7,1 | 6,6 | 2,7 | 2,8 |
| **Erdgas, Erdölgas** | 406 | 383 | 13,8 | 13,1 | -23 | -5,4 | 10,0 | 9,2 |
| **Steinkohle** | 387 | 360 | 13,2 | 12,3 | -26 | -6,8 | 9,5 | 8,7 |
| **Braunkohle** | 1.535 | 1.595 | 52,4 | 54,4 | 61 | 3,9 | 37,9 | 38,5 |
| **Erneuerbare Energien** | 1.366 | 1.452 | 46,6 | 49,6 | 86 | 6,3 | 33,7 | 35,1 |
| **Übrige Energieträger** | 250 | 236 | 8,5 | 8,1 | -14 | -5,5 | 6,2 | 5,7 |
| **Insgesamt** | **4.051** | **4.142** | **138,2** | **141,3** | **91** | **2,3** | **100,0** | **100,0** |
| **Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch** | | | **–** | **–** | **–** | **–** | **28,7** | **31,0** |

Angaben teilweise geschätzt; Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

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

## Mineralöl

In Deutschland wurden im Jahr 2011 nach vorläufigen Schätzungen 155,2 Mio. t SKE Mineralöl verbraucht. Das waren 3 % weniger als 2010. Das ist der geringste Ölverbrauch im vereinigten Deutschland. Dazu beigetragen haben u.a. die seit 2004 steigenden Beimischungen an Bio-Kraftstoffen, die unter regenerativen Energien ausgewiesen werden. Verbrauchsmindernd haben sich auch die weitere Ölverteuerung, die wärmere Witterung und der geringere Eigenverbrauch der Raffinerien ausgewirkt. Der Rückgang wäre noch höher ausgefallen, wenn nicht die robuste Konjunktur eine zusätzliche bzw. stabile Nachfrage für wichtige Ölprodukte induziert hätte.

Die Absatzentwicklung für die Hauptprodukte war im Jahr 2011 wegen dieser gegenläufigen Tendenzen nicht einheitlich (Tabelle 4):

- Die Verkehrskonjunktur bewirkte 2011 steigende Verkehrsleistungen, u.a. im Straßenverkehr, die zu einem um 0,7 Mio. t auf 32,8 Mio. t (+2,1 %) zunehmenden Dieselabsatz führten. Dagegen verminderte sich die Nachfrage nach Benzin geringfügig (-0,5 %) auf 19,5 Mio. t. Im Vergleich zu 2001 bedeutet dies allerdings einen Verbrauchsrückgang von 8 Mio. t oder 30 % zu verzeichnen.
- Auch im Flugverkehr gab es 2011 einen erneuten Zuwachs der Verkehrsleistungen. Dennoch waren die Ablieferungen an Flugkraftstoff mit rund 3,5 Mio.t um etwa 3 % geringer als 2010.
- Die Nachfrage nach leichtem und schwerem Heizöl war um 15 % bzw. 3 % niedriger als 2010. Zum starken Rückgang des Verbrauchs von leichtem Heizöl haben die deutlich wärmere Witterung, aber auch die Verteuerung der Heizölpreise um rund ein Viertel beigetragen. Schweres Heizöl war 2011 um fast ein Drittel teurer als 2010; eine kurzfristige Substitution im Wärme- und Kraftwerkssektor war die Folge.
- Bei insgesamt stabilisierter Konjunktur in der Petrochemie auf hohem Niveau wurden 2011 etwas weniger Rohbenzin (-1,1 %) und Flüssiggas (-2,4 %) bezogen als 2010.

Die Umstrukturierung der Ölversorgung Deutschlands setzte sich 2011 fort. Mit der Schließung einer Großraffinerie (mit einer Jahreskapazität von 13,5 Mio. t) ging u.a. ein Rückgang des Rohöleinsatz in Deutschland um etwa 2 % auf 94 Mio. t einher. Da aber der Output der Weiterverarbeitungsanlagen noch um über 7 % gesteigert wurde, fiel die gesamte Raffinerieerzeugung an Ölprodukten mit etwa 104 Mio. t nur geringfügig niedriger aus als 2010.

Wegen des geringeren Ölverbrauchs drosselte die deutsche Ölwirtschaft die Importe von Mineralölprodukten um rund 2,5 Mio. t bzw. um gut 7 % und steigerte zugleich ihre Exporte um 0,8 Mio. t bzw. um 4,4 %. Rechnerisch verminderte sich deshalb der Importsaldo von 17,3 Mio. t (2010) auf 14,0 Mio. t (2011). Die Importe von Mineralölprodukten leisteten insoweit im Jahr 2011 einen geringeren Beitrag zur Ölversorgung Deutschlands als 2010.

Die wichtigsten Lieferländer für Rohöl waren erneut Russland (Anteil rund 39 %), gefolgt von Großbritannien, Norwegen, Kasachstan, Nigeria und Aserbaidschan mit einem Anteil von zusammen etwa 40 % (Tabelle 5).

Nach Fördergebieten untergliedert sank der Importanteil der OPEC insgesamt von 18 % auf 15 %; die geringeren Bezüge aus Libyen (von 7,3 auf 2,8 Mio. t) konnten nur teilweise durch höhere Lieferungen aus Angola, Saudi-Arabien und Algerien ausgeglichen werden. Auch der Nordsee-Anteil war wegen der reduzierten Importe aus

Tabelle 4

## Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2010 und 2011

| | | 2010[1] | 2011[1] | Veränderung in % |
|---|---|---|---|---|
| | | Mio. t | | |
| **Verbrauch insgesamt** | | 109,8 | 106,5 | -3,0 |
| **Eigenverbrauch und Verluste[2]** | | 6,7 | 6,3 | -6,0 |
| **Inlandsverbrauch** | | 103,1 | 100,2 | -2,8 |
| **davon:** | **Ottokraftstoff** | 19,6 | 19,5 | -0,5 |
| | **Dieselkraftstoff** | 32,1 | 32,8 | 2,1 |
| | **Flugkraftstoffe** | 8,5 | 8,3 | -2,7 |
| | **Heizöl, leicht** | 21,0 | 17,8 | -15,0 |
| | **Heizöl, schwer[3]** | 5,3 | 5,1 | -3,2 |
| | **Rohbenzin** | 16,6 | 16,4 | -1,1 |
| | **Flüssiggas** | 3,2 | 3,1 | -2,4 |
| | **Schmierstoffe** | 1,0 | 1,1 | 5,2 |
| | **Sonstige Produkte** | 5,6 | 6,0 | 7,1 |
| | **Recycling (abzüglich)** | -6,4 | -6,4 | -0,1 |
| | **Bio-Kraftstoffe[4] (abzüglich)** | -3,4 | -3,5 | 2,6 |
| **Aufkommen insgesamt** | | 109,8 | 106,5 | -3,0 |
| **Raffinerieerzeugung** | | 104,9 | 103,8 | -1,0 |
| **aus:** | **Rohöleinsatz** | 95,4 | 93,6 | -1,9 |
| | **Produkteneinsatz** | 9,5 | 10,2 | 7,4 |
| **Außenhandel Produkte (Saldo)** | | 17,3 | 14,0 | -19,1 |
| | **Einfuhr** | 35,3 | 32,8 | -7,1 |
| | **Ausfuhr** | 18,0 | 18,8 | 4,4 |
| **Ausgleich [(Saldo (Bunker, Differenzen)]** | | -12,4 | -11,3 | |
| **Raffineriekapazität** | | 117,6 | 104,1 | -11,5 |
| **Auslastung der Raffineriekapazität in %** | | 81,1 | 89,9 | 10,9 |
| **Primärenergieverbrauch von Mineralöl (Mio. t SKE)** | | 160,0 | 155,2 | -3,0 |

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

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

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Großbritannien, Norwegen und Dänemark mit knapp 24 % im Jahr 2011 geringer als mit fast 26 % im Vorjahr. Mehr als jede zweite Tonne der deutschen Rohölimporte stammte 2011 aus den Ländern der ehemaligen UdSSR (Anteil 51 %).

Die internationalen Ölpreise, die Ende 2008 auf einen Tiefstand gesunken waren, sind 2011, also nun schon im dritten Jahr, weiter deutlich gestiegen. So wurde die Rohölsorte Brent UK (Nordsee) im Jahresmittel 2011 mit über 111 $ je barrel notiert, das sind etwa 40 % mehr als 2010 (79 $ je barrel).

Die Rohölimportpreise frei deutscher Grenze waren im Jahr 2011 mit 592 €/t um rund ein Drittel höher als 2010 mit 445 €/t. Dieser im Vergleich zu den Veränderungen der Weltmarktpreise schwächere Anstieg erklärt sich vor allem aus der tendenzielle Verbesserung des Wechselkurses des Euro gegenüber dem in US-Dollar fakturierten

Erdöls (Abbildung 6). Angesichts dieser Entwicklungen mussten die deutschen Raffinerien ihre Ausgaben für die (geringeren) Rohölimporte von 41,6 Mrd. € (2010) auf geschätzte 53,6 Mrd. € (2011) erhöhen.

Tabelle 5

**Rohölimporte Deutschlands 2010 und 2011 nach Herkunftsländern**

| | 2010 | 2011[1] | 2010 | 2011[1] |
|---|---|---|---|---|
| | Mio. t | | Anteile in % | |
| **Wichtige Lieferländer** | | | | |
| **Russland** | 33,9 | 35,3 | 36,3 | 39,0 |
| **Großbritannien** | 13,1 | 12,7 | 14,0 | 14,0 |
| **Norwegen** | 8,8 | 7,4 | 9,4 | 8,2 |
| **Kasachstan** | 8,1 | 7,3 | 8,7 | 8,1 |
| **Nigeria** | 3,9 | 5,4 | 4,2 | 6,0 |
| **Aserbaidschan** | 3,7 | 3,1 | 4,0 | 3,4 |
| **Libyen** | 7,3 | 2,8 | 7,8 | 3,1 |
| **Algerien** | 1,0 | 2,8 | 1,1 | 3,1 |
| **Syrien** | 2,7 | 1,6 | 2,9 | 1,8 |
| **Ägypten** | 1,1 | 1,5 | 1,2 | 1,7 |
| **Übrige Länder** | 9,7 | 10,6 | 10,4 | 11,7 |
| **Förderregionen** | **93,3** | **90,5** | **100,0** | **100,0** |
| **OPEC** | 16,6 | 13,7 | 17,8 | 15,1 |
| **Nordsee[1]** | 23,9 | 21,3 | 25,6 | 23,5 |
| **Ehemalige GUS** | 45,9 | 45,9 | 49,2 | 50,7 |
| **Sonstige** | 6,9 | 9,6 | 7,4 | 10,6 |
| **Insgesamt** | **93,3** | **90,5** | **100,0** | **100,0** |

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

1 Vorläufige Angaben.

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

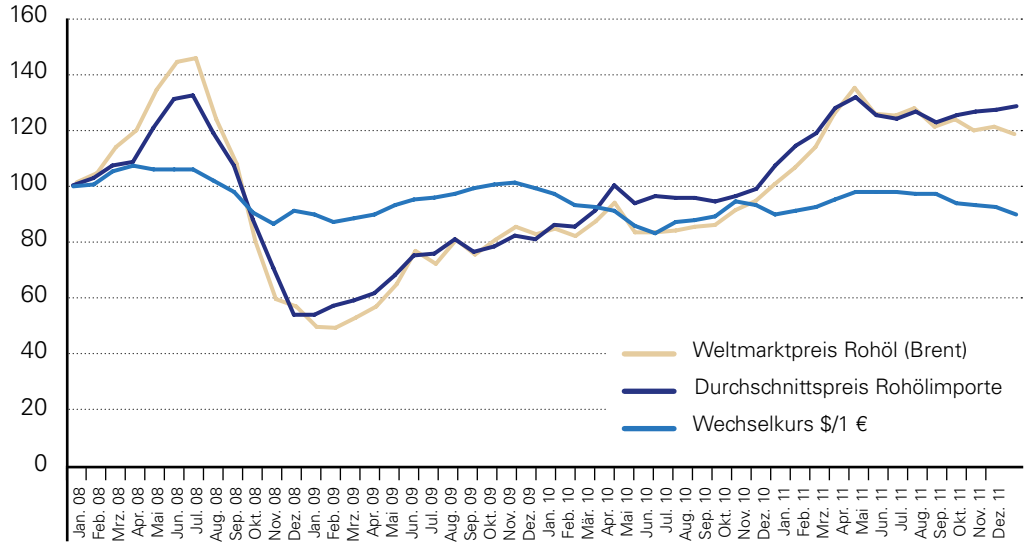
Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den höheren Rohölkosten und der internationalen Verteuerung für Produkte. Für Kraftstoffe (Super und Diesel) und Heizöle (leichtes und schweres Heizöl) mussten die Verbraucher im Jahr 2011 die höchsten Preise seit Gründung der Bundesrepublik bezahlen. Wegen des unterschiedlichen Steueranteils war der Anstieg der jahresdurchschnittlichen Preise allerdings nicht einheitlich: So nahm der Preis für Super-Benzin im Jahresdurchschnitt „nur" um 9,8 % zu, während die Preise für Diesel um 15,9 %, für leichtes Heizöl um 24,8 % sowie derjenige für schweres Heizöl um 29,6 % anzogen. Immerhin waren die Preise Ende 2011 ähnlich hoch (beim Super-Benzin) bzw. niedriger als zur bisherigen Preisspitze im Juli 2008 (Abbildung 7).

Gemessen am Erzeugerpreis-Index verteuerten sich die Mineralölerzeugnisse im Durchschnitt des Jahres 2011 in Deutschland insgesamt im Vergleich zum Vorjahr um knapp 17 %; mit der gleichen Rate hatten sich die Preise für Mineralölerzeugnisse auch schon im Jahr 2010 gegenüber 2009 erhöht.

Abbildung 6

**Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)[1], Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte[2] und Wechselkurse von Januar 2008 bis Dezember 2011**

**Januar 2008 = 100**



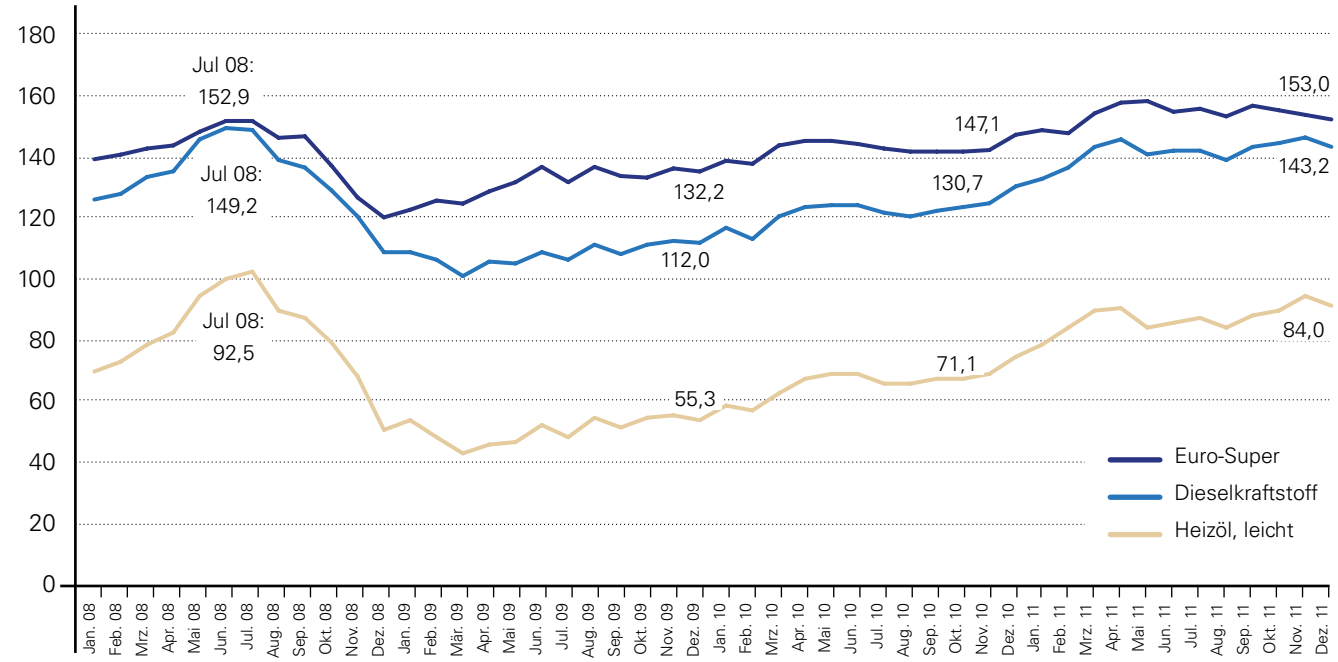

1 Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel.
2 Ursprungswerte in Euro je Tonne.

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

Abbildung 7

**Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2008 bis 2011**

**Cent je Liter**




Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Statistisches Bundesamt.

## Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland sank 2011 im Vergleich zu 2010 um knapp 13 % auf 2.733 PJ. Trotz positiver Konjunktureffekte sorgten die im Vergleich zum Vorjahr durchweg höheren Temperaturen in der Heizperiode für einen stark rückläufigen Absatz auf dem Wärmemarkt. Der Einsatz von Erdgas in den Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung stabilisierte sich nach einem deutlichen Rückgang in der ersten Jahreshälfte ab Sommer auf Vorjahresniveau. Ab Ende des dritten Quartals war auch hier wieder u. a. aufgrund der milden Witterung ein deutlicher Rückgang zu beobachten.

Die Durchschnittstemperatur lag mit 9,7 Grad Celsius über dem Mittel der letzten zehn Jahre und wich insbesondere stark vom Vorjahr ab (2010: 8,0 Grad Celsius). Temperaturbereinigt ging der Erdgasverbrauch in Deutschland 2011 nach Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen um rund 2 % im Vergleich zu 2010 zurück.

Bei der Verwendung von Erdgas in den einzelnen Sektoren stellen sich bisher folgende Entwicklungen dar:

1. Die bereits erwähnten milden Temperaturen während der gesamten Heizperiode führten zu einem Absatzeinbruch im Wärmemarkt. Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen (HuK-Sektor) sank um 25 %. Der Bestand an Erdgasheizungen nahm leicht zu. Insgesamt waren per Jahresende 2011 rund 18,8 Mio. Wohnungen oder fast die Hälfte des Bestands mit einer Erdgasheizung ausgestattet. Im Neubaumarkt lag die Erdgasheizung bei einem Marktanteil von knapp 50 % – bei einem Anstieg der zum Neubau genehmigten Wohneinheiten insgesamt um ein Fünftel im Vergleich zu 2010.
2. Im Zuge der weiterhin positiven konjunkturellen Entwicklung wuchs die Erdgasnachfrage der Industrie um schätzungsweise 1 %.
3. Nach einer deutlichen Abschwächung der Nutzung von Erdgas in den Kraftwerken der Stromversorger zur Strom- und Wärmeerzeugung im ersten Halbjahr 2011 stabilisierte sich der Erdgasverbrauch der Kraftwerke im zweiten Halbjahr ungefähr auf Vorjahresniveau. Insgesamt ging der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung um 5 % zurück. Infolge des Rückgangs der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland betrug der Erdgasanteil am Energieträgermix der Stromerzeugung wie im Vorjahr 14 %.

Der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch ging im Jahr 2011 um fast zwei Prozentpunkte auf 20,4 % zurück; 2010 waren es noch 22,2 %.

Das Erdgasaufkommen in Deutschland nahm 2011 gegenüber dem Vorjahr um reichlich 4 % auf 1.062 Mrd. kWh ab. Es setzte sich wie 2010 aus 11 % deutscher Förderung und 89 % Einfuhren zusammen (Tabelle 6).

Die inländische Förderung (einschließlich Einspeisungen von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas) verminderte sich um gut 5 % auf 118 Mrd. kWh. Die Erdgasimporte Deutschlands gingen um 4 % zurück. Wichtigstes Lieferland blieb Russland mit einem leicht gestiegenen Anteil am Erdgasaufkommen Deutschlands von 31 % (2010: 29 %). Der Anteil Norwegens belief sich wie im Vorjahr auf 28 %. Der niederländische Anteil sank von 22 % im Jahr 2010 auf 21 %. Die restlichen 9 % verteilten sich auf Dänemark, Großbritannien und andere Länder (2010: 10 %). Insgesamt stammten gut zwei Drittel des Erdgasaufkommens in Deutschland aus Westeuropa.

Tabelle 6

**Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2010 und 2011**

| | Einheit | 2010[1] | 2011[1] | Veränderung in % |
|---|---|---|---|---|
| **Inländische Förderung** | Mrd. kWh | 125 | 118 | -5,4 |
| **Einfuhr** | Mrd. kWh | 985 | 943 | -4,2 |
| **Summe Erdgasaufkommen** | Mrd. kWh | 1.109 | 1.062 | -4,3 |
| **Ausfuhr** | Mrd. kWh | 183 | 200 | 9,1 |
| **Speichersaldo [2]** | Mrd. kWh | 41 | -20 | |
| **Primärenergieverbrauch von Erdgas** | Mrd. kWh<br>Petajoule<br>Mio. t SKE | 967<br>3.139<br>107,1 | 842<br>2.733<br>93,3 | -12,9 |
| **Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsländern** | | | | |
| **Inländische Förderung** | % | 11 | 11 | |
| **Russland** | % | 29 | 31 | |
| **Norwegen** | % | 28 | 28 | |
| **Niederlande** | % | 22 | 21 | |
| **Großbritannien/Dänemark, sonst.** | % | 10 | 9 | |

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

1 Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt. 2 Minus = Einspeicherung

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

Die Gaslieferungen deutscher Unternehmen in das Ausland stiegen um gut 9 %.

Während im deutlich kühleren Vorjahr per Saldo 41 Mrd. kWh Erdgas aus den Untergrundspeichern entnommen wurden, gab es per Saldo 2011 Einspeicherungen von rund 20 Mrd. kWh.

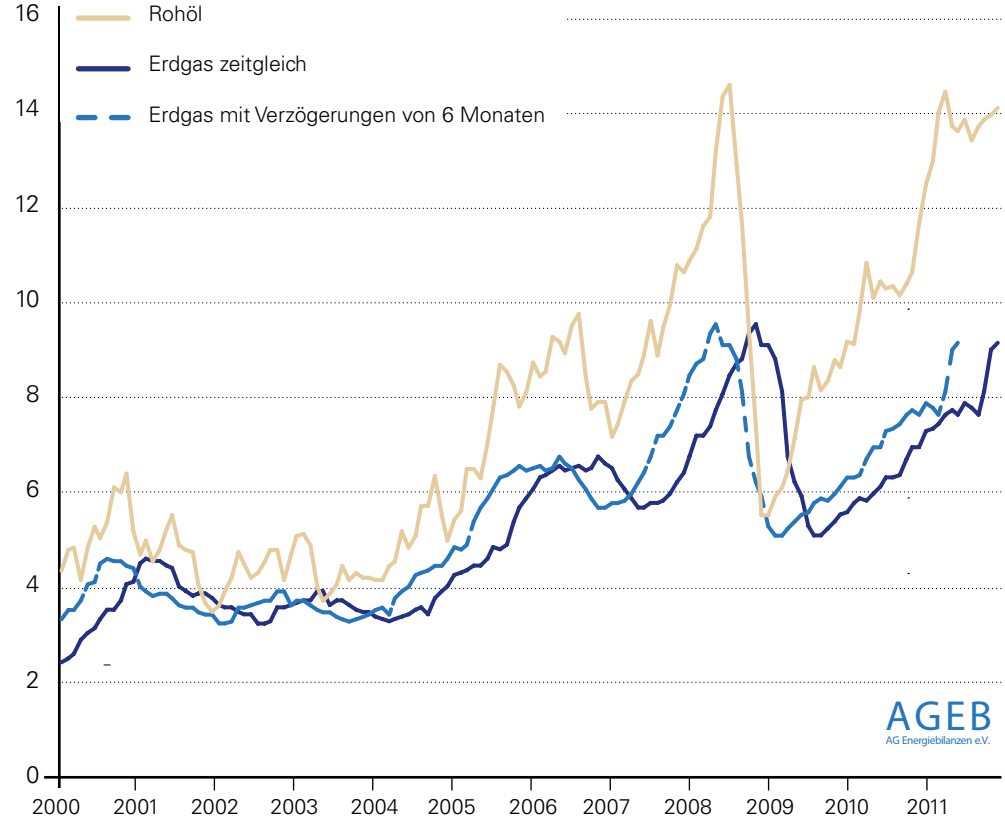
Die Entwicklung der Importpreise für Erdgas folgt schon wegen der (noch immer vergleichsweise) engen Ölpreisbindung weitgehend derjenigen für Rohöl (Abbildung 8). Dies allerdings mit einer mehr oder weniger langen zeitlichen Verschiebung. So gingen die Importpreise für Erdgas seit Ende 2008 bis zum August 2009 zunächst kräftig zurück, nahmen nach ihrem Tiefpunkt im Juli 2009 fast durchgängig bis Ende 2011 wieder spürbar zu. Insgesamt waren die Importpreise für Erdgas im Jahr 2011 um reichlich ein Viertel höher als im Vorjahr.

Der Entwicklung der Importpreise folgten mehr oder weniger ausgeprägt auch die inländischen Abgabepreise (Abbildung 9).

Abbildung 8

**Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas in Deutschland 2000 bis 2011**

**Grenzübergangspreise in Euro je Gigajoule**

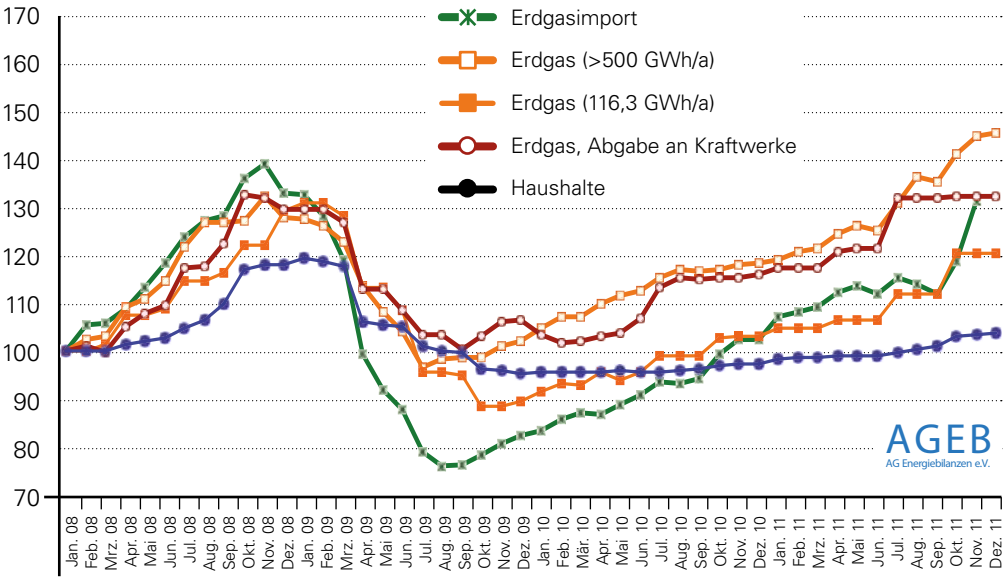



Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Abbildung 9

**Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2008 bis 2011**

**Januar 2008 = 100**




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

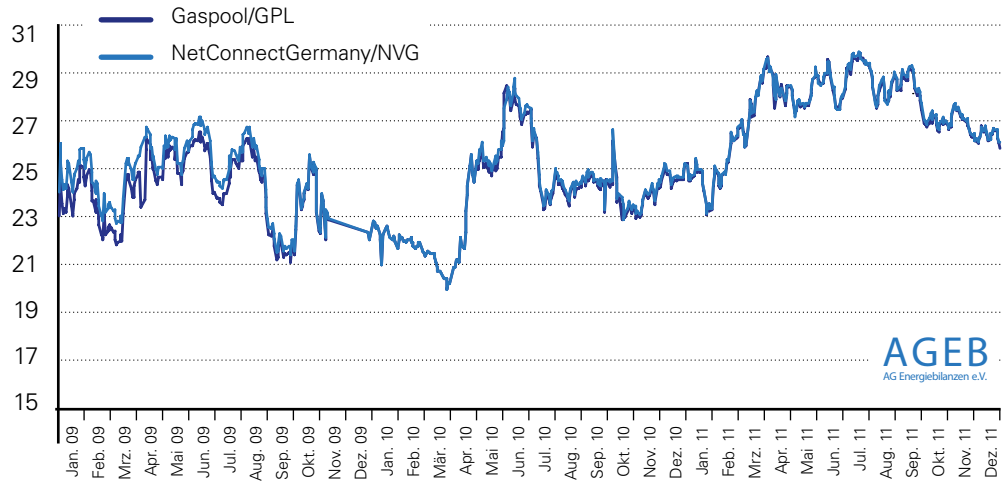
Gemessen am Index der Erzeugerpreise (Inlandsabsatz) haben sich die Erdgaspreise für alle Verbrauchergruppen im Jahr 2011 kräftig erhöht. Im Dezember 2011 waren die Gaspreise für industrielle Abnehmer mit einer Jahresabgabe von 116,3 Mio. kWh um reichlich 17 % und für jene mit 500 Mio. kWh und mehr um fast 24 % höher als im Dezember 2010; im Jahresdurchschnitt fiel der Preisanstieg allerdings niedriger aus, bei den erstgenannten Industrieverbrauchern betrug er etwas mehr als 14 % und bei den industriellen Abnehmern mit einer Abgabe von 500 Mio. kWh und reichlich 16 %. Bei den Haushalten waren die Preise im Dezember 2011 um 6,8 % höher als im Dezember 2010, im Jahresvergleich waren es 4,5 % mehr; ähnlich sah die Situation beim Handel und Gewerbe aus. Bei den Kraftwerken waren die Erzeugerpreise für die Erdgasabgabe im Jahresvergleich um 15,6 % und im Vergleich der Dezembermonate um 14,5 % höher.

Interessant ist auch ein Blick auf die Erwartungen der künftigen Erdgaspreise durch die Marktteilnehmer, die in den an der Termin-Börse (EEX) gehandelten Futures zum Ausdruck kommen. Abbildung 10 stellt die Entwicklung der Futures für die Lieferzeit Januar 2014 mit den Notierungen seit Anfang 2009 dar. Dabei zeigt sich ein sehr heterogenes Bild. War zu Beginn der Betrachtungsperiode bis zum Frühjahr 2010 eher eine bis auf unter 21 Euro/MWh fallende Preistendenz zu erkennen, wurde sie vorübergehend durch einen kräftigen Anstieg bis auf fast 28 Euro/MWh abgelöst. Nach einem abermaligen Rückgang bewegten sich die Preise vom Frühjahr bis zum Spätherbst 2011 in einem Preiskorridor von 27 bis 29 Euro/kWh, der Ende 2011 allerdings wieder nach unten tendierte. Insoweit ist eine einheitliche Linie kaum auszumachen.

Abbildung 10

**Natural-Gas-Year-Future an der EEX 2009 bis 2011 für Lieferzeit Januar 2014**

**Settlement Price in Euro/MWh**




Quelle: EEX

## Steinkohle

Der Steinkohlenverbrauch, der im Jahr zuvor noch den kräftigsten Anstieg aller Primärenergieträger verzeichnete, verminderte sich nach den vorläufigen Berechnungen 2011 leicht um 0,7 % auf 57,5 Mio. t SKE (entsprechend 1.685 PJ). Dies bedeutet nahezu eine Stabilisierung auf dem Vorjahresniveau. Der Verbrauch lag damit weiter deutlich über dem „Jahrhunderttief" des Krisenjahres 2009 (50,1 Mio. t SKE). Das Verbrauchsniveau der Vorkrisenjahre (61,4 Mio. t SKE in 2008 und 68,8 Mio. t SKE in 2007) wurde aber erneut beträchtlich unterschritten. Gleichwohl leistete die Steinkohle mit einem Anteil von 12,6 % am Primärenergieverbrauch 2011 den drittgrößten Versorgungsbeitrag im Energiemix, wie bisher hinter Mineralöl und Erdgas, aber vor den Beiträgen der Braunkohle und der erneuerbaren Energien.

Während der Kokskohlen- und Koksverbrauch der Stahlindustrie in Deutschland 2011 konjunkturbedingt um 4,3 % auf 17,1 Mio. t SKE zunahm, verringerte sich der Einsatz von Kraftwerkskohle, auf den mehr als zwei Drittel des Gesamtverbrauchs an Steinkohle in Deutschland entfallen, um 2,5 % auf 39,0 Mio. t SKE. Im Wärmemarkt wurde ein leichter Rückgang von 1,5 auf 1,4 Mio. t SKE verzeichnet (Tabelle 7).

Tabelle 7

**Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2010 und 2011**

| | Einheit | 2010 | 2011[1] | Veränderung in % |
|---|---|---|---|---|
| **Primärenergieverbrauch** | Mio. t SKE | 57,9 | 57,5 | -0,7 |
| **Kraftwerke** | Mio. t SKE | 40,0 | 39,0 | -2,5 |
| **Stahlindustrie** | Mio. t SKE | 16,4 | 17,1 | 4,3 |
| **Wärmemarkt** | Mio. t SKE | 1,5 | 1,4 | -6,7 |
| **Einfuhr von Steinkohle und Koks** | Mio. t SKE | 46,4 | 47,5 | 2,4 |
| **Steinkohlenförderung** | Mio. t SKE | 13,2 | 12,3 | -6,8 |
| **Gesamtabsatz aus inländ. Aufkommen [2,3]** | Mio. t SKE | 14,7 | 13,0 | -11,6 |

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

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

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Die inländische Eisen- und Stahlindustrie, die ihre Produktion besonders in den ersten drei Quartalen des Jahres 2011 erheblich steigern konnte, bevor es im vierten Quartal auch durch die Zuspitzung der Euro-Krise und der damit verbundenen unsicheren gesamtwirtschaftlichen Situation zu einer konjunkturellen Eintrübung kam, erhöhte die Roheisenerzeugung im Gesamtjahr 2011 um 1,5 % auf 29,0 Mio. t. Dabei gab es einen leichten Anstieg der Kokseinsatzrate um 0,8 % auf 368 kg/t Roheisen.

Die Strom- und Wärmeerzeugung aus Steinkohle lag 2011 mit 114,5 Mrd. kWh um 2,2 % unter dem Vorjahreswert, was fast genau dem Rückgang der Stromerzeugung insgesamt entspricht. Dabei gab es in der öffentlichen Versorgung aber nur einen leichten Rückgang um 0,7 %, während die Industriekraftwerke ihren Steinkohlenverbrauch um 20,0 % drosselten. Für die Steinkohlenverstromung macht sich der Vorrang der Einspeisung der expandierenden erneuerbaren Energien an dieser Stelle besonders bemerkbar. Von dem 2011 eingeleiteten beschleunigten Ausstieg aus der

Nutzung der Kernenergie hat die Steinkohle dagegen nicht mit einem Zuwachs in der Stromerzeugung profitieren können. Auch im Energiemix der Stromerzeugung belegte die Steinkohle 2011 den dritten Rang, zwar jetzt vor der Kernkraft, aber hier hinter der Braunkohle und nun auch hinter den erneuerbaren Energien.

Auf der Aufkommensseite des deutschen Steinkohlenmarktes haben die Steinkohlenimporte ihren Vormarsch 2011 fortgesetzt und sich um 2,4 % auf 47,5 Mio. t SKE erhöht. Nach den vorliegenden Daten für die ersten elf Monate (Abbildung 8) war erneut Russland das anteilsmäßig (24 %) bedeutendste Lieferland für die Steinkohlenimporte nach Deutschland, allerdings inzwischen dicht gefolgt von den gestiegenen Importen aus Kolumbien (ebenfalls 24 %). Danach kamen die Lieferungen aus den USA (19 %), aus Australien (10 %) sowie 2011 deutlich rückläufig aus Polen (9 %).

Tabelle 8

**Deutsche Steinkohleneinfuhren nach Lieferländern**
**(Januar bis November)**

| | 2010 | 2011 | 2010 | 2011 | Veränderung in % |
|---|---|---|---|---|---|
| | Mio. t | | Anteile in % | | |
| **Russland** | 10,4 | 9,1 | 28,0 | 24,4 | -13 |
| **Kolumbien** | 7,0 | 9,0 | 18,9 | 24,1 | 29 |
| **USA** | 5,3 | 7,0 | 14,3 | 18,8 | 32 |
| **Australien** | 3,6 | 3,6 | 9,7 | 9,7 | 0 |
| **Polen** | 5,2 | 3,3 | 14,0 | 8,8 | -37 |
| **Südafrika** | 2,9 | 2,5 | 7,8 | 6,7 | -14 |
| **Kanada** | 1,1 | 1,6 | 3,0 | 4,3 | 45 |
| **Sonstige Drittländer** | 1,5 | 1,0 | 4,0 | 2,7 | -33 |
| **Übrige EU-Länder** | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 100 |
| **Gesamteinfuhren** | **37,1** | **37,3** | **100,0** | **100,0** | **1** |

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.
Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Statistisches Bundesamt

Die heimische Steinkohlenförderung ging im Unterschied zu den Importen im Rahmen des politisch vorgezeichneten Anpassungsprozesses planmäßig um weitere 6,8 % auf 12,3 Mio. t SKE zurück. Mit der im Juli 2011 in Kraft getretenen Streichung der Revisionsklausel des Steinkohlefinanzierungsgesetzes ist zugleich der Auslauf des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland bis Ende 2018 definitiv festgeschrieben worden. Zum Ende des Jahres 2011 waren noch fünf Steinkohlenbergwerke in Deutschland in Betrieb. Beschlossen worden sind 2011 aber bereits die beiden nächsten Stilllegungen, nämlich des Bergwerks Saar zur Jahresmitte 2012 sowie jene des Bergwerks West (bei Kamp-Lintfort im Ruhrrevier) zum Jahreswechsel 2012/2013.

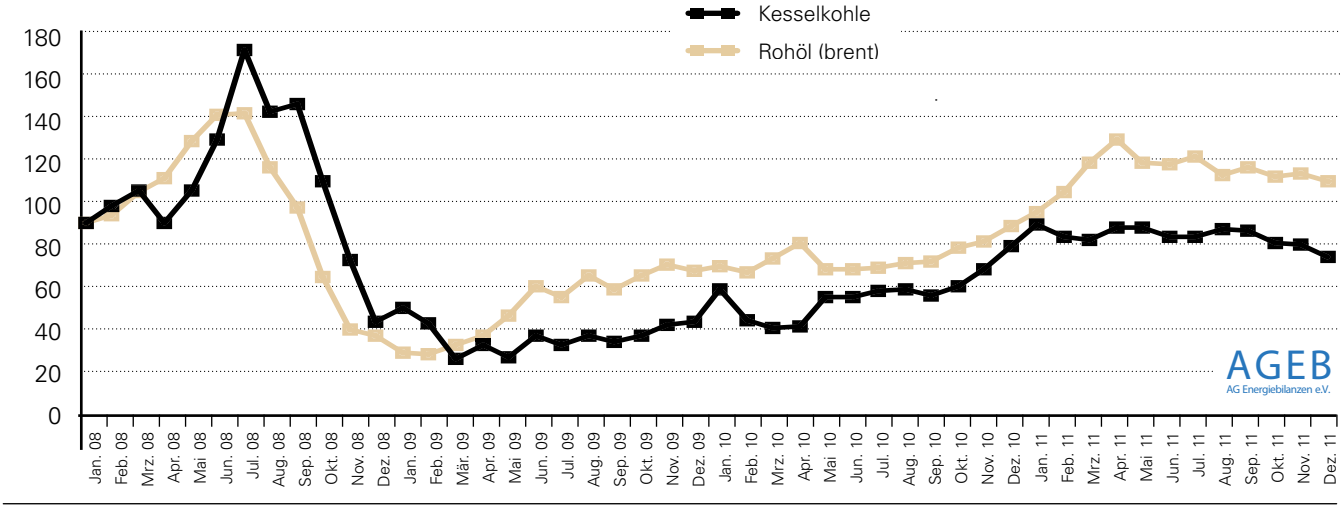
Bei der Entwicklung der Weltmarktpreise für Steinkohlen gab es 2011 divergierende Tendenzen. Die Preise für Kesselkohle, die schon seit 2009 eine kontinuierliche Aufwärtstendenz zeigten und sodann im Herbst 2010 relativ kräftig anzogen, stiegen zu Jahresbeginn 2011 noch einmal an und verharrten daraufhin fast das ganze Jahr hinweg mit nur geringen Ausschlägen auf einem Niveau von umgerechnet etwas über

100 €/t SKE, bevor sie zum Jahresende etwas nachgaben. Dabei zeigt sich zwischen der Entwicklung der Preise für Kesselkohle und den Weltmarktpreisen für Rohöl ein recht enger Zusammenhang (Abbildung 11).

Abbildung 11

**Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) und Kesselkohle 2008 bis 2011**

**Januar 2008 = 100**



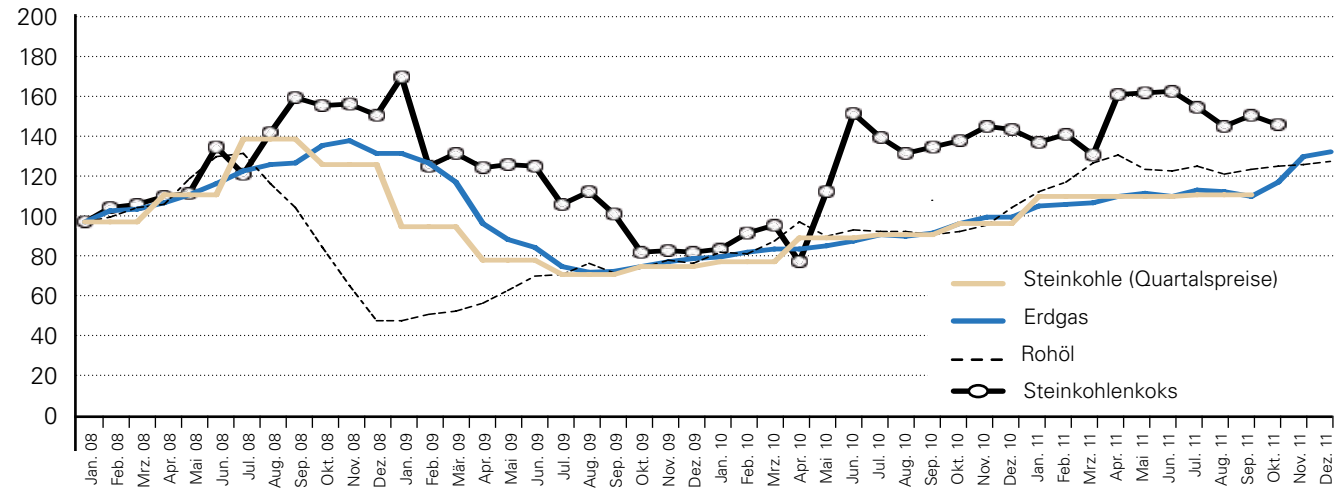

Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Mineralölwirtschaftsverband

Entsprechend der Preise für Kesselkohle entwickelte sich der (auch für die Berechnung der Subventionen für die deutsche Steinkohle maßgebliche) BAFA-Preis für Kraftwerkskohlenimporte. Er lag im dritten Quartal 2011 bei 106,22 €/t SKE. (Zum Vergleich: Der Durchschnittswert 2010 hatte noch 85,33 €/t SKE betragen.)

Abbildung 12

**Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas, Steinkohle/-koks in Deutschland 2008 bis 2011**

**Januar 2008 = 100**




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

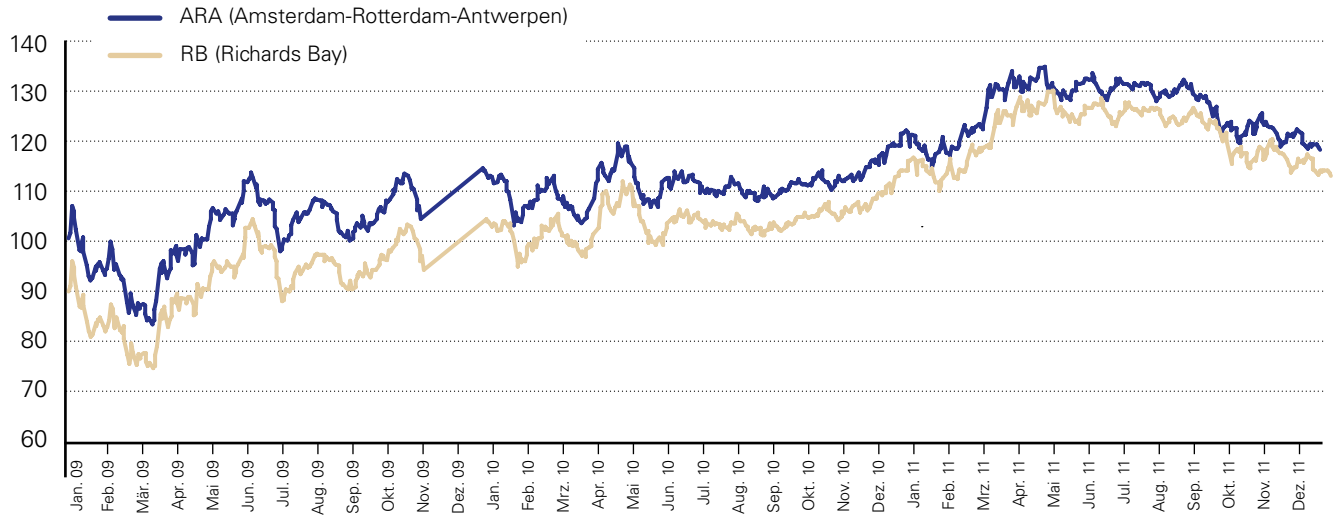
Bei den Kokskohlenpreisen gab es zum Jahresbeginn 2011 vor allem wegen der unwetterbedingten Produktionsstörungen in Australien eine recht kräftige Steigerung, die je nach Provenienz ihren Höhepunkt im Frühjahr oder Sommer erreichte. Seither herrschen aber wieder eher fallende Tendenzen vor. Dies gilt zum Teil auch für die Kokspreise (Abbildung 12, die zugleich die Grenzübergangswerte für Steinkohlen/-koks denjenigen für Rohöl und Erdgas gegenüberstellt).

Ein Blick auf die an der Börse gehandelten Futures zeigt seit Anfang 2009 bis Mitte 2011 eine vergleichsweise stetige Aufwärtsentwicklung, die erst im Spätsommer 2011 umkippt und deutlich nach unten weist (Abbildung 13).

Abbildung 13

**Kohle-Futures an der EEX 2009 und 2011 für die Lieferperiode Januar 2013**

**Settlement Price in US-$/t**




Quelle: EEX

## Braunkohle

Mit umgerechnet 53,3 Mio. t SKE (1.562 PJ) war der Primärenergieverbrauch von Braunkohle im Jahr 2011 um 3,3 % höher als im Vorjahr, damit deckte sie knapp 12 % des gesamten inländischen Energiebedarfs. Braunkohle blieb damit weiterhin der wichtigste heimische Energieträger, inzwischen aber unmittelbar gefolgt von den erneuerbaren Energien (Tabelle 9).

Die Förderung der deutschen Braunkohlenindustrie nahm im vergangenen Jahr deutlich zu, blieb aber in der Größenordnung der Vorjahre. Mit 176,5 Millionen Tonnen (Mio. t) war sie um 4,2 % höher als im Vorjahr. Die Produktion in den vier deutschen Braunkohlenrevieren entwickelte sich unterschiedlich. Im Rheinland lag die Produktion bei knapp 96 Mio. t (+5,4 %) und in der Lausitz bei nahezu 60 Mio. t (+5,5 %). Im Unterschied zu diesen beiden Revieren ging die Förderung in Helmstedt um fast 18 % auf gut 1,6 Mio. t und in Mitteldeutschland um knapp 3 % auf 19,5 Mio. t zurück. Die Entwicklung in den einzelnen Revieren korrespondiert direkt mit der jährlich schwankenden Verfügbarkeit der jeweiligen bergbaunahen Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (+3,6 %). Der Absatz an die industrielle Kraftwirtschaft sank dagegen um rund 5 %.

Tabelle 9

## Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2010 und 2011

| | Einheit | 2010 | 2011[1] | Veränderung in % |
|---|---|---|---|---|
| **Rohbraunkohlenförderung im Inland nach Revieren** | | | | |
| **Rheinland** | Mio. t | 90,7 | 95,6 | 5,4 |
| **Lausitz** | Mio. t | 56,7 | 59,8 | 5,5 |
| **Mitteldeutschland** | Mio. t | 20,0 | 19,5 | -2,7 |
| **Helmstedt** | Mio. t | 2,0 | 1,6 | -17,9 |
| **Förderung insgesamt** | **Mio. t** | **169,4** | **176,5** | **4,2** |
| | **Mio. t SKE** | **52,4** | **54,4** | **3,9** |
| | **PJ** | **1.535** | **1.595** | **3,9** |
| **Verwendung inländischer Braunkohle** | | | | |
| **Absatz insgesamt** | Mio. t | 152,7 | 158,2 | 3,6 |
| **an Kraftwerke der allg. Versorgung** | Mio. t | 151,9 | 157,4 | 3,6 |
| **an sonstige Abnehmer** | Mio. t | 0,8 | 0,8 | 2,2 |
| **Einsatz zur Veredlung** | Mio. t | 14,1 | 15,5 | 10,0 |
| **Einsatz in Grubenkraftwerken** | Mio. t | 2,7 | 2,6 | -0,7 |
| **Bestandsveränderung** | Mio. t | -0,1 | 0,2 | - |
| **Verwendung insgesamt** | **Mio. t** | **169,4** | **176,5** | **4,2** |
| **Veredlungsprodukte aus inländischer Förderung** | | | | |
| **Brikett** | 1.000 t | 2.024 | 2.136 | 5,5 |
| **Staub** | 1.000 t | 3.632 | 4.093 | 12,7 |
| **Wirbelschichtkohle** | 1.000 t | 415 | 518 | 24,9 |
| **Koks** | 1.000 t | 176 | 171 | -2,7 |
| **Einfuhr von** | | | | |
| **Sonstige Produkte** | 1.000 t | 44 | 68 | 52,9 |
| **Brikett** | 1.000 t | 59 | 0 | -100,0 |
| **Insgesamt** | 1.000 t SKE | 72 | 53 | -26,4 |
| **Ausfuhr von** | | | | |
| **Brikett** | 1.000 t | 497 | 496 | -0,3 |
| **Staub** | 1.000 t | 699 | 816 | 16,7 |
| **Koks** | 1.000 t | 55 | 61 | 9,3 |
| **Insgesamt** | 1.000 t SKE | 909 | 1.003 | 10,3 |
| **Außenhandelssaldo** | 1.000 t SKE | -837 | -950 | 13,5 |
| **Primärenergieverbrauch von Braunkohle** | **Mio. t SKE** | **51,6** | **53,3** | **3,3** |
| | **PJ** | **1.511** | **1.562** | **3,3** |

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

1 Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Der Heizwert der geförderten Kohlen war im Durchschnitt insgesamt niedriger als im Vorjahr, der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag mit 54,5 Mio. t SKE (1.597 PJ) um etwa 4,0 % über dem Vorjahresergebnis.

Die deutsche Braunkohlenindustrie hat auch im Jahr 2011 mehr als 90 % ihrer Produktion für die Erzeugung von Strom und Fernwärme an die Kraftwerke der allgemeinen und industriellen Versorgung geliefert. Die gesamte Stromerzeugung aus Braunkohle lag mit 153 Mrd. kWh um knapp 5 % über dem Vorjahresergebnis. Da die Stromerzeugung jedoch insgesamt deutlich zurückging, ist der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung um mehr als einen Prozentpunkt auf fast 25 % gestiegen. Jede vierte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland erzeugt wird, stammt damit aus Braunkohle.

Einen Zuwachs bei der Produktion verzeichneten die meisten Veredlungsprodukte aus Braunkohle. Die Herstellung von Wirbelschichtkohle nahm um ein Viertel auf 0,5 Mio. t zu. Ebenfalls zulegen konnten Staub (+13 %) und Briketts (+6 %). Die Nachfrage nach Koks blieb dagegen um 3 % unter dem Vorjahresergebnis (Tabelle 9).

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2011 mit 3,25 Mio. t SKE beinahe 5 % mehr Braunkohle als im Jahr zuvor. In der Industrie nahm der Braunkohleneinsatz um etwa 12 % zu, bei den privaten Haushalten und im Bereich von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen war dagegen witterungsbedingt ein Rückgang von nahezu 16 % zu verzeichnen (Tabelle 10).

Tabelle 10

**Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2010 und 2011**
**In 1.000 t SKE**

| | | 2010 | 2011[1] | Veränd. in % |
|---|---|---|---|---|
| **Gewinnung Inland** | | 52.365 | 54.432 | 3,9 |
| **+** | **Einfuhr** | 72 | 53 | 3,9 |
| **=** | **Aufkommen** | 52.437 | 54.485 | -26,4 |
| **+/–** | **Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: –)** | 43 | -185 | – |
| **–** | **Ausfuhr** | 909 | 1.003 | 10,3 |
| **=** | **Primärenergieverbrauch** | 51.571 | 53.297 | 3,3 |
| **–** | **Einsatz in Kraftwerken** | 47.753 | 49.201 | 3,0 |
| **–** | **Sonst. Umwandlungseinsatz** | 4.500 | 5.014 | 11,4 |
| **+** | **Umwandlungsausstoß** | 4.576 | 5.031 | 11,4 |
| **–** | **Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch** | 796 | 863 | 9,9 |
| **=** | **Endenergieverbrauch** | 3.098 | 3.250 | 4,9 |
| | **davon: Industrie** | 2.322 | 2.594 | 11,7 |
| | **Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate** | 776 | 656 | -15,5 |
| | **darunter: Haushalte** | 776 | 656 | -15,5 |

1 Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2011 in der deutschen Braunkohlenindustrie mit 22.770 knapp über dem Vorjahresniveau. In dieser Zahl sind über 1.600 Auszubildende und knapp 6.000 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohlenunternehmen arbeiten. In allen Revieren blieb die Mitarbeiterzahl weitgehend unverändert. Im Rheinland lag die Zahl der Mitarbeiter bei 11.600. In Mitteldeutschland blieb die Beschäftigung mit rund 2.500 Arbeitsplätzen etwa konstant. Für die Lausitz weist die Beschäftigtenstatistik gut 8.100 Mitarbeiter aus. Im Revier Helmstedt sind mehr als 500 Mitarbeiter für die Braunkohle tätig. Insgesamt hängen in Deutschland rund 86.000 Arbeitsplätze am Braunkohlenbergbau und an der Stromerzeugung aus Braunkohle.

## Elektrizitätswirtschaft

In Deutschland wurden 2011 brutto 614,5 Mrd. kWh Strom erzeugt. Im Vergleich zum Vorjahr ging die Stromerzeugung damit um 13,6 Mrd. kWh – das entspricht 2,2 % – zurück. Hauptursache war die Abschaltung von acht Kernkraftwerken infolge des Moratoriums im ersten Quartal 2011. Bei leicht gesunkenem Verbrauch wurde dieser Rückgang kompensiert durch eine günstige Erzeugungssituation bei den erneuerbaren Energien, einen Mehreinsatz von Braunkohle sowie einer starken Reduzierung des Stromaustauschüberschusses (Tabelle 11).

Die Beiträge der einzelnen Energieträger entwickelten sich über das Jahr 2011 gesehen sehr unterschiedlich. Nachdem die Kernkraftwerke mit einem Plus im ersten Quartal gestartet waren, ergab sich nach dem Moratorium im März ein Minus, das Ende 2011 im Vergleich zum Vorjahr 23 % betrug. Insgesamt erzeugten die neun am Netz verbliebenen Kernkraftwerke 108,0 Mrd. kWh; das entspricht einem Anteil von 17,6 % an der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Zum Zeitpunkt des Moratoriums gingen von insgesamt 20.477 MW Kernkraftleistung (netto) 8.409 MW außer Betrieb. Per Jahresende waren somit 12.068 MW Kernkraftleistung (netto) am Netz.

Zuwächse verzeichnete hingegen die Stromerzeugung der Braunkohlenkraftwerke. Sie erzeugten 2011 mit 153,0 Mrd. kWh fast 5 % mehr Strom als im Jahr zuvor. Der Beitrag der Braunkohlenkraftwerke zur Bruttostromerzeugung betrug damit rund ein Viertel. Braunkohle war somit 2011 der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix. Am 31. Dezember 2011 waren Braunkohlenkraftwerke mit einer Netto-Leistung von 19.977 MW am Netz.

Die Steinkohlenkraftwerke produzierten 2011 mit 114,5 Mrd. kWh 2,5 Mrd. kWh weniger als im Vorjahr. Das entspricht im Vergleich mit 2010 einem Rückgang von 2,2 %. Der Anteil der Steinkohle am Energieträgermix der deutschen Stromversorgung entsprach im Berichtsjahr 18,7 %.

Der Einsatz von Erdgas in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung stabilisierte sich im zweiten Halbjahr nach einem deutlichen Rückgang in der ersten Jahreshälfte; insgesamt blieb er unter dem Vorjahresniveau. Im Jahr 2011 wurden 84 Mrd. kWh Strom aus Erdgas erzeugt; ein Minus von 3,2 %. Der Anteil dieses Energieträgers an der Stromerzeugung betrug 13,7 %.

Den größten Zuwachs konnte die Stromerzeugung aus Windenergie vermelden. Mit 46,5 Mrd. kWh wurden 2011 knapp 9 Mrd. kWh Strom mehr erzeugt als im Vorjahr. Das entspricht einem Anstieg um knapp ein Viertel. Insbesondere der Ertrag des Monats Dezember ist hervorzuheben: Im letzten Monat des Jahres 2011 wurde gut ein Sechstel der Jahresproduktion in die Netze eingespeist. Der Beitrag der Windkraft zum deutschen Strommix betrug 7,6 %. Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg 2011 um etwa 1.870 MW auf 29.075 MW. Insgesamt waren zum Jahresende etwa 22.300 Windenergieanlagen in Betrieb.

Tabelle 11

## Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2011 nach Energieträgern

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2008 | 2009 | 2010[1] | 2011[1] | 2010 bis 2011 | 1990 bis 2000 | 2000 bis 2011 | 1990 bis 2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Bruttostromerzeugung/Außenhandel und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh | | | | | | | | Jahresdurchschn. Veränderung in % | | | |
| **Braunkohle** | 170,9 | 142,6 | 148,3 | 154,1 | 150,6 | 145,6 | 145,9 | 153,0 | 4,9 | -1,4 | 0,3 | -0,5 |
| **Kernenergie** | 152,5 | 154,1 | 169,6 | 163,0 | 148,8 | 134,9 | 140,6 | 108,0 | -23,2 | 1,1 | -4,0 | -1,6 |
| **Steinkohle** | 140,8 | 147,1 | 143,1 | 134,1 | 124,6 | 107,9 | 117,0 | 114,5 | -2,2 | 0,2 | -2,0 | -1,0 |
| **Erdgas [2]** | 35,9 | 41,1 | 49,2 | 71,0 | 86,7 | 78,8 | 86,8 | 84,0 | -3,2 | 3,2 | 5,0 | 4,1 |
| **Mineralöl [3]** | 10,8 | 9,1 | 5,9 | 11,6 | 9,2 | 9,6 | 8,4 | 7,0 | -16,3 | -5,9 | 1,6 | -2,1 |
| **Erneuerbare** | 19,7 | 25,1 | 37,9 | 63,2 | 92,4 | 94,1 | 102,8 | 122,0 | 18,7 | 6,8 | 11,2 | 9,1 |
| **Sonstige** | 19,3 | 17,7 | 22,6 | 23,6 | 24,7 | 21,5 | 26,7 | 26,0 | -2,7 | 1,6 | 1,3 | 1,4 |
| **Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisungen insgesamt [4]** | **549,9** | **536,8** | **576,6** | **620,6** | **637,1** | **592,4** | **628,1** | **614,5** | -2,2 | 0,5 | 0,6 | 0,5 |
| **Stromimport** | 31,9 | 39,7 | 45,1 | 53,4 | 40,2 | 40,6 | 42,2 | 50,0 | 18,6 | 3,5 | 0,9 | 2,2 |
| **Stromexport** | 31,1 | 34,9 | 42,1 | 61,9 | 62,7 | 54,9 | 59,9 | 56,0 | -6,4 | 3,1 | 2,6 | 2,8 |
| **Stromimportsaldo** | 0,8 | 4,8 | 3,1 | -8,5 | -22,4 | -14,3 | -17,7 | -6,0 | | | | |
| **Bruttostromverbrauch [5]** | **550,7** | **541,6** | **579,6** | **612,1** | **614,6** | **578,1** | **610,4** | **608,5** | **-0,3** | **0,5** | **0,4** | **0,5** |
| | Struktur der Bruttostromerzeugung in % | | | | | | | | | | | |
| **Braunkohle** | 31,1 | 26,6 | 25,7 | 24,8 | 23,6 | 24,6 | 23,2 | 24,9 | | | | |
| **Kernenergie** | 27,7 | 28,7 | 29,4 | 26,3 | 23,4 | 22,8 | 22,4 | 17,6 | | | | |
| **Steinkohle** | 25,6 | 27,4 | 24,8 | 21,6 | 19,6 | 18,2 | 18,6 | 18,6 | | | | |
| **Erdgas [2]** | 6,5 | 7,7 | 8,5 | 11,4 | 13,6 | 13,3 | 13,8 | 13,7 | | | | |
| **Mineralöl [3]** | 2,0 | 1,7 | 1,0 | 1,9 | 1,5 | 1,6 | 1,3 | 1,1 | | | | |
| **Erneuerbare** | 3,6 | 4,7 | 6,6 | 10,2 | 14,5 | 15,9 | 16,4 | 19,9 | | | | |
| **Sonstige** | 3,5 | 3,3 | 3,9 | 3,8 | 3,9 | 3,6 | 4,3 | 4,2 | | | | |
| **Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisungen insgesamt [4]** | **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 Ab 2009 zzgl. des in Mikro-BHKW aus Erdgas geschätzt erzeugten Stroms.
3 Einschließlich DK, Flüssiggas und Raffineriegas.
4 Einspeisungen Dritter ins Netz der allgemeinen Versorgung (Netto-Werte).
5 Einschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch der Kraftwerke.

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

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse wurden 2011 rund 32,0 Mrd. kWh Strom gewonnen. Der Beitrag der Biomasse verstromenden Kraftwerke an der Stromerzeugung betrug 5,2 %. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden im Jahr 2011 in Deutschland 37,0 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert. Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeuger betrug damit insgesamt 6,0 %.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik erhöhte sich 2011 um 7,3 Mrd. kWh oder um 63 % auf 19,0 Mrd. kWh. Damit trug die Photovoltaik mit 3,1 % zur Bruttostromerzeugung in Deutschland bei. Hauptursache für den deutlichen Anstieg war neben einer leicht überdurchschnittlichen Sonnenscheindauer vor allem die erneut hohe Zubaurate: Im Jahr 2011 wurden rund 7.500 MWp Photovoltaik-Leistung zugebaut, am Jahresende waren damit 24.990 MWp installiert.

Die Stromerzeugung in Wasserkraftwerken sank 2011 um 6,9 % auf 19,5 Mrd. kWh. Damit lag der Anteil der Laufwasser- und Speicherkraftwerke am Strommix bei 3,2 %. Hauptursache waren die fast das ganze Jahr über zu geringen Niederschläge. Insbesondere die geringe Stromerzeugung im extrem trockenen November konnte durch die sehr großen Niederschlagsmengen des Dezembers nicht kompensiert werden.

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 122,0 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien produziert. Verglichen mit 2010 lag dieses Ergebnis mit einem Zuwachs von fast einem Fünftel deutlich über dem Vorjahreswert. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Deckung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs belief sich 2011 auf gut 20 % (2010: 16,8 %).

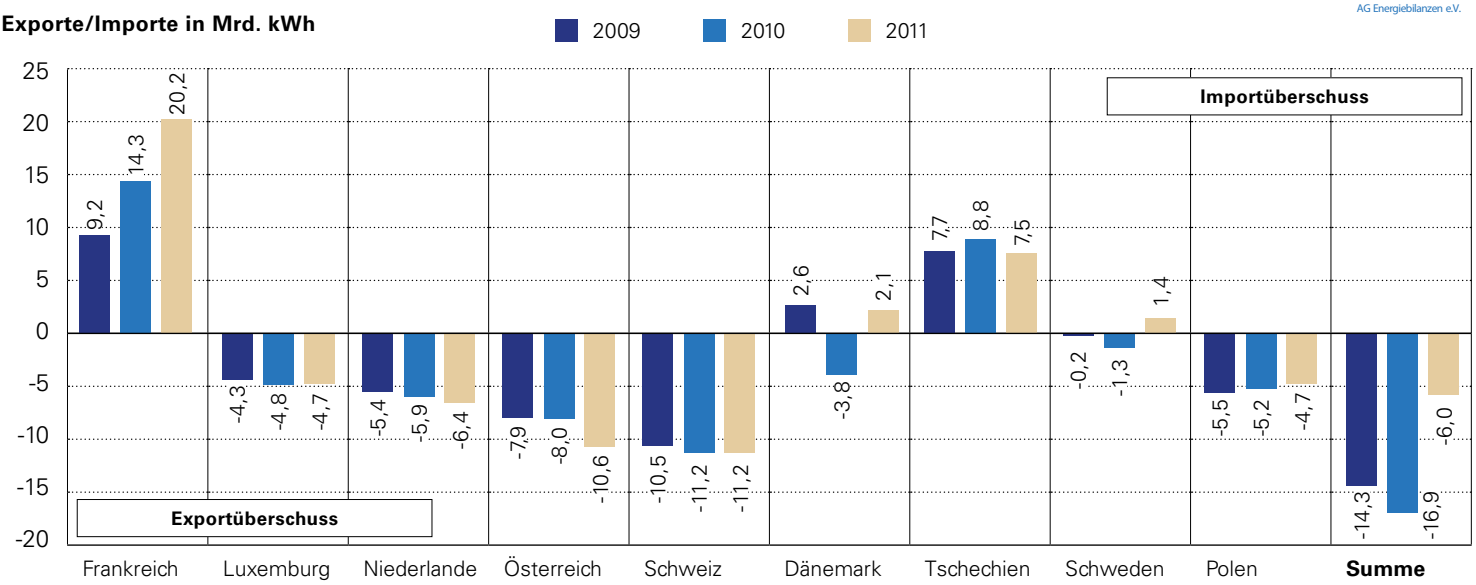
Aus deutschen Pumpspeicherwerken wurde im Jahr 2011 mit 5,6 Mrd. kWh 12,5 % weniger Strom bereitgestellt als 2010.

Nach acht Jahren mit einem Ausfuhrüberschuss im Stromaustausch mit den Nachbarländern gingen die Ausfuhren nach dem Kernkraftmoratorium im März deutlich zurück, während die Zuflüsse aus dem Ausland stiegen (Abbildung 14).

Abbildung 14

**Stromaustauschsaldo Deutschland nach Partnerländern 2009 bis 2011**

**Exporte/Importe in Mrd. kWh**



Wurde im ersten Quartal noch ein ähnlich hoher Ausfuhrüberschuss wie im Vorjahr konstatiert, waren im zweiten und dritten Quartal hohe Einfuhrüberschüsse zu verzeichnen. Das vierte Quartal, in dem seit vielen Jahren die höchsten Ausfuhrüberschüsse zu beobachten waren, wies zwar weiterhin einen Ausfuhrüberschuss auf, allerdings auf einem vergleichsweise viel geringeren Niveau. Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 56,0 Mrd. kWh ins Ausland (2010: 59,9 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland rund 50,0 Mrd. kWh (2010: 42,2 Mrd. kWh). Der Saldo 2011 lag mit einem Ausfuhrüberschuss von 6,0 Mrd. kWh damit deutlich unter dem Niveau des Vorjahres (2010: 17,7 Mrd. kWh).

Die Veränderungen in der Strombilanz der Jahre von 2000 bis 2011 sind der Tabelle 12 zu entnehmen.

Tabelle 12

**Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2000 bis 2011**

| | 2000 | 2005 | 2008 | 2009 | 2010[1] | 2011[1] | Veränderungen 2010/2011 | Veränderungen 2000/2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Mrd. kWh | | | | | | % | |
| **Brutto-Erzeugung** | **576,5** | **620,6** | **637,1** | **592,4** | **628,1** | **614,5** | **-2,2** | **6,6** |
| **Kraftwerkseigenverbrauch** | -38,1 | -39,0 | -38,3 | -35,6 | -36,7 | -35,2 | -4,2 | -7,5 |
| **Nettostromerzeugung** | **538,5** | **581,6** | **598,8** | **556,8** | **591,4** | **579,3** | **-2,0** | **7,6** |
| **Einfuhr** | 45,1 | 53,4 | 40,2 | 40,6 | 42,2 | 50,0 | 18,6 | 10,8 |
| **Ausfuhr** | 42,1 | 61,9 | 62,7 | 54,9 | 59,9 | 56,0 | -6,4 | 33,2 |
| **Nettostromaufkommen für Inland** | **541,6** | **573,1** | **576,3** | **542,4** | **573,7** | **573,3** | **-0,1** | **5,9** |
| **Pumpstromverbrauch** | 6,0 | 9,5 | 7,9 | 7,6 | 8,6 | 7,5 | -13,0 | 24,1 |
| **Netzverluste und Nichterfasstes** | 34,1 | 29,4 | 30,0 | 25,0 | 23,9 | 25,0 | 4,4 | -26,7 |
| **Netto-Stromverbrauch** | **501,4** | **534,2** | **538,4** | **509,8** | **541,1** | **540,8** | **-0,1** | **7,8** |
| **davon:** | | | | | | | | |
| **Bergbau u. Verarbeitendes Gewerbe** | 239,1 | 249,7 | 252,4 | 226,6 | 250,2 | 251,7 | 0,6 | 5,3 |
| **Verkehr** | 15,9 | 16,2 | 16,5 | 15,9 | 16,7 | 16,7 | 0,0 | 5,0 |
| **Öffentliche Einrichtungen** | 40,1 | 44,6 | 46,0 | 45,8 | 47,0 | 47,0 | 0,0 | 17,2 |
| **Landwirtschaft** | 7,5 | 8,3 | 8,7 | 8,6 | 9,0 | 9,0 | 0,0 | 19,9 |
| **Haushalte** | 130,5 | 141,3 | 139,5 | 139,2 | 141,7 | 139,7 | -1,4 | 7,0 |
| **Handel und Gewerbe** | 68,3 | 74,1 | 75,3 | 73,7 | 76,5 | 76,7 | 0,3 | 12,4 |
| **Brutto-Inlandsstromverbrauch** | **579,6** | **612,1** | **614,6** | **578,1** | **610,4** | **608,5** | **-0,3** | **5,0** |

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt. 1 Angaben z.T. vorläufig und geschätzt.

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

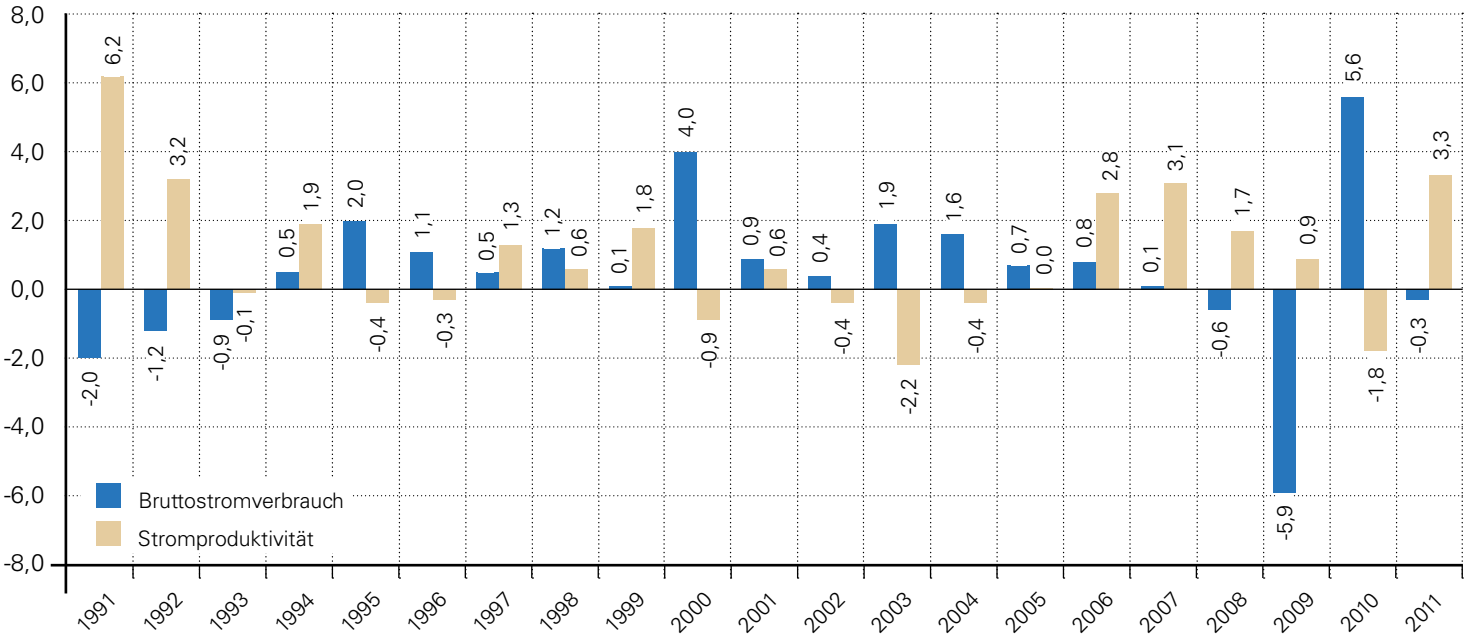
Der Stromverbrauch von Industrie, Handel und Gewerbe stieg von 327 Mrd. kWh im Jahr 2010 leicht auf 328 Mrd. kWh im Berichtsjahr (+0,5 %). Diesem durch die vergleichsweise gute konjunkturelle Lage in den ersten drei Quartalen beeinflussten Anstieg stand ein Rückgang des Stromverbrauchs der privaten Haushalte um 1,4 % auf knapp 140 Mrd. kWh gegenüber. Dieser Rückgang ist vor allen Dingen auf die im Vergleich zum Vorjahr deutlich mildere Witterung zurückzuführen: Während der Wintermonate war der Heizbedarf gering. Der Verbrauch in den übrigen Sektoren öffentliche Einrichtungen, Verkehr und Landwirtschaft blieb auf Vorjahresniveau. Insgesamt sank der Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2011 geringfügig um -0,3 % auf 608,5 Mrd. kWh.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2011 aufgrund des deutlichen Wirtschaftswachstums bei leicht rückläufigem Stromverbrauch deutlich um 3,3 % im Vergleich zum Vorjahr (Abbildungen 15 und 16). Über den Zeitraum 1990 bis 2011 betrug der Produktivitätsanstieg im Jahresdurchschnitt rund ein Prozent.

Abbildung 15

**Veränderungen des Bruttostromverbrauch und der Stromproduktivität von 1991 bis 2011**

**Veränderungen gegenüber Vorjahr in %**



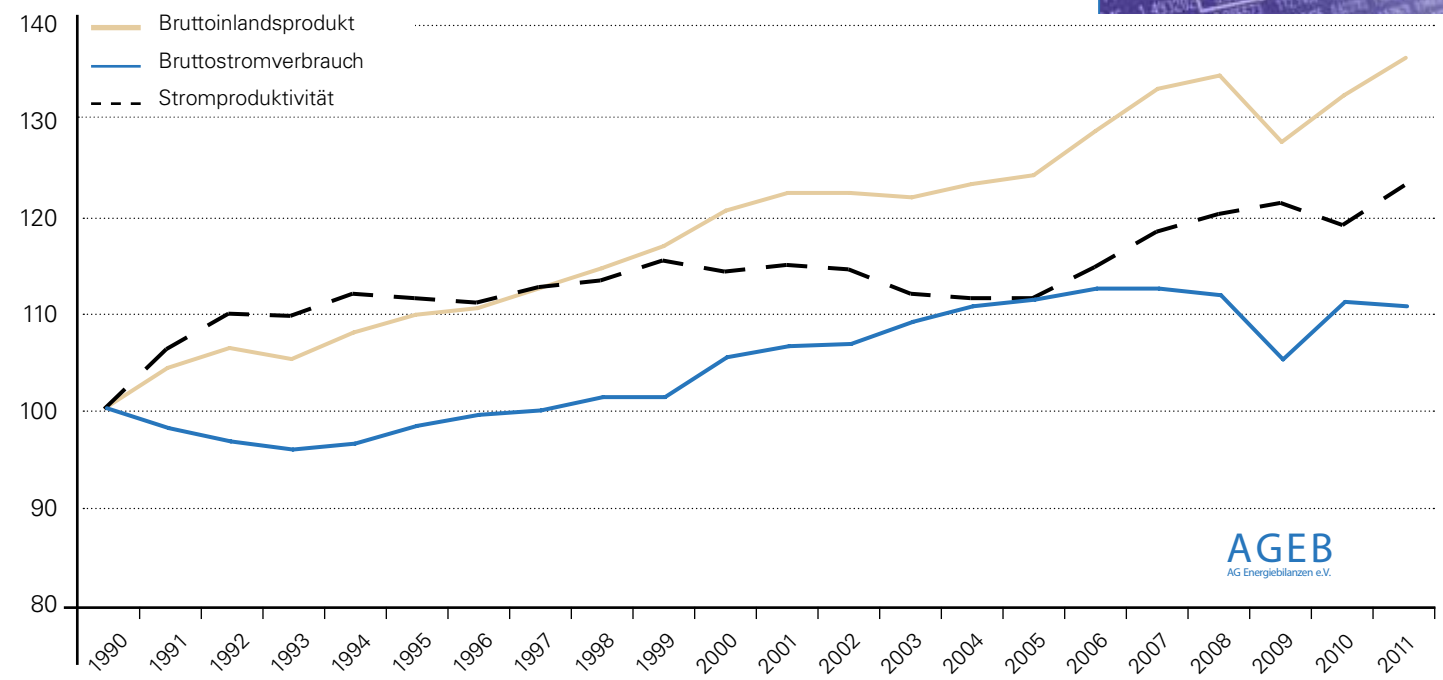

Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Eine Analyse des Einflusses der unterschiedlichen Komponenten für die Veränderungen des Stromverbrauchs von 1990 bzw. 2010 bis 2011 zeigt, dass hier fast ausschließlich der Effekt der gestiegenen Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) den „leichten" Rückgang des Bruttostromverbrauchs bewirkt hat. Insofern konnte der verbrauchserhöhende Einkommenseffekt mehr als ausgeglichen werden (Abbildung 17).

Abbildung 16

**Bruttoinlandsprodukt**[1], Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität[2] **in Deutschland 1990 bis 2011**

**1990 = 100**



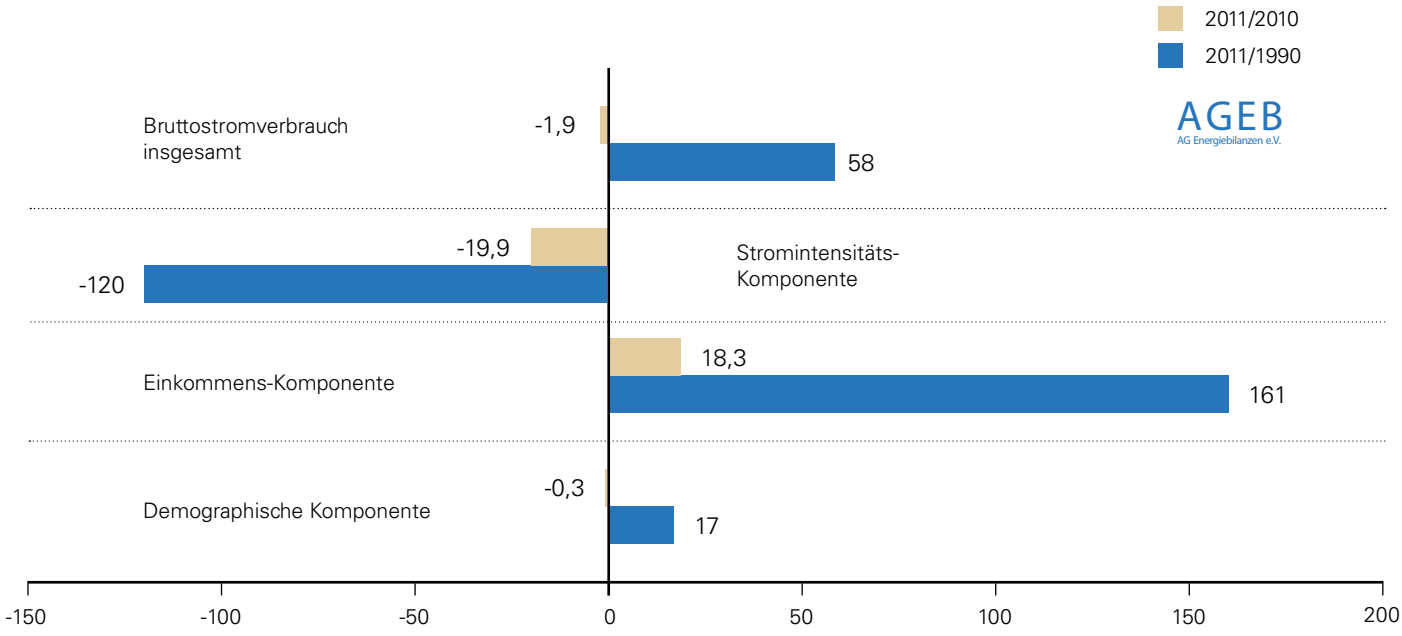

1 Preisbereinigt
2 Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch.

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

Abbildung 17

**Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland**

**Veränderungen 2011 gegenüber 2010 und 1990 in Mrd. kWh**




Quellen: Statistisches Bundesamt; AG Energiebilanzen e.V.; Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Das Bild ändert sich, wenn die gesamte Periode von 1990 bis 2011 betrachtet wird. In diesem Fall übertrifft der den Stromverbrauch stimulierende Einkommenseffekt den verbrauchsmindernden Stromintensitätseffekt sehr deutlich mit der Folge eines im Ergebnis um 58 TWh höheren Stromverbrauchs.

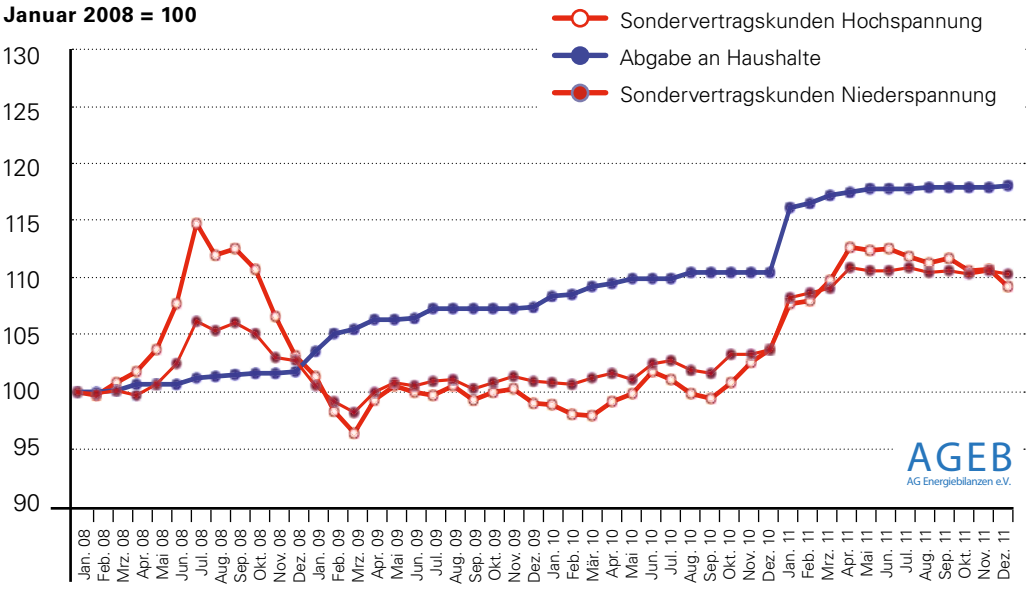
Die Strompreise für Industriekunden (Vertragsneuabschlüsse) verzeichneten im Jahresdurchschnitt 2011 im Vergleich zu 2010 einen Anstieg um 17 %. Dabei stiegen die Staatslasten erneut stark. Ihr Anteil am Industriestrompreis betrug 2011 ohne Stromsteuer 29 % (2010: 20 %). Der Anteil der Stromversorgung, also für Erzeugung, Transport und Vertrieb stieg leicht um 3 %, lag aber immer noch niedriger als 1998 zu Beginn der Liberalisierung.

Auch die Strompreise für die Haushalte stiegen 2011, und zwar um 6,5 %. Insbesondere wirkte sich die von 2,05 Cent auf 3,53 Cent/kWh gestiegene EEG-Umlage (inkl. MWSt. 4,20 Cent/kWh) preissteigernd aus. Der Anteil der staatlich verursachten Steuern und Abgaben (Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, Stromsteuer) erreichte damit den Höchststand von 45 % (2010: 41 %). Gegenüber 1998 haben sich die Steuern und Abgaben am Strompreis nahezu verdreifacht. Der Strompreis ohne die staatlich verursachten Lasten sank im Jahr 2011 leicht um 0,6 und lag damit um 7 % über dem Wert von 1998.

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung der Erzeugerpreisindizes für Sondervertragskunden wie für Haushalte in den Jahren 2008 bis 2011. Auch hieraus geht eine im Grundsatz steigende Entwicklung hervor, die allerdings bei den Sondervertragskunden seit Mitte 2011 eher eine stabile oder gar rückläufige Tendenz aufweist. Bei den Haushalten ist indes, wenn auch abgeschwächt, eine weitere Preissteigerung zu erkennen.

Abbildung 18

**Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland 2008 bis 2011**




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

Verfolgt man die Entwicklung der Strompreise am Terminmarkt – in Abbildung 19 als Beispiel für die Lieferzeit Januar 2014 – so zeigt sich innerhalb des Betrachtungszeitraumes von Anfang 2008 bis Ende 2011 seit Mitte 2008 eine recht eindeutige Preissenkungstendenz mit zuletzt leichter Stabilisierung.

Abbildung 19

**EEX-Terminmarkt für Strom von 2008 bis 2011 mit Lieferzeit im Januar 2014**

**Phelix-Base- und Phelix-Peakload-Year-Future in EUR/MWh**

Quelle: EEX

Dabei ist der Preisrückgang von Mitte 2008 bis Ende 2011 beachtlich: Bewegten sich beispielsweise die Base-Year Futures Mitte 2008 in einer Größenordnung von 90 bis fast 100 Euro/MWh, so lagen sie Ende 2011 eher zwischen 50 und 55 Euro/MWh.

Für die Elektrizitätswirtschaft ist die Entwicklung der Zertifikatspreise für $CO_2$, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, bedeutungsvoll (Abbildungen 20 und 21).

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 hatte, kam es schon Ende April 2006 zu einem deutlichen Preisverfall, der sich im Jahr 2007 fortsetzte und zu Preisen nahe Null führte.

Mit Beginn der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 schienen sich die Bedingungen für die Emissionshandelsteilnehmer zu verschärfen. 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 $CO_2$.

Mit der immer offenkundiger werdenden und schließlich 2009 voll ausbrechenden wirtschaftlichen Krise und des damit verbundenen Rückgangs des Energieeinsatzes in Kraftwerken und Industrie kam es zu einer kräftigen Reduktion der $CO_2$-Emissionen und damit zu einem erheblich verminderten Zertifikatsbedarf. Letztlich bewirkte dies einen starken Druck auf die Zertifikatspreise. Von Ende 2008 bis Mitte 2011 bewegten sich die Zertifikatspreise meist in einer Größenordnung von 13 bis 16 Euro/t $CO_2$; seither ist es wieder zu einem deutlichen Preisverfall bis auf weniger als 7 Euro/ t $CO_2$ gekommen.

Offensichtlich sind die mit dem Emissionshandel intendierten Knappheitssignale nur noch wenig wirksam. Einen ähnlichen Verlauf wie die Spotpreise nahmen im Übrigen auch die $CO_2$-Zertifikatspreise auf dem Terminmarkt mit der Lieferperiode im Dezember 2013. Auch hier bewegen sich die Preise nach einem zwischenzeitlichen Anstieg Anfang 2011 wieder deutlich unterhalb von 15 Euro/t $CO_2$ (Abbildung 21).

Abbildung 20

**$CO_2$-Zertifikatspreise an der EEX auf dem Spotmarkt von 2008 bis 2011**

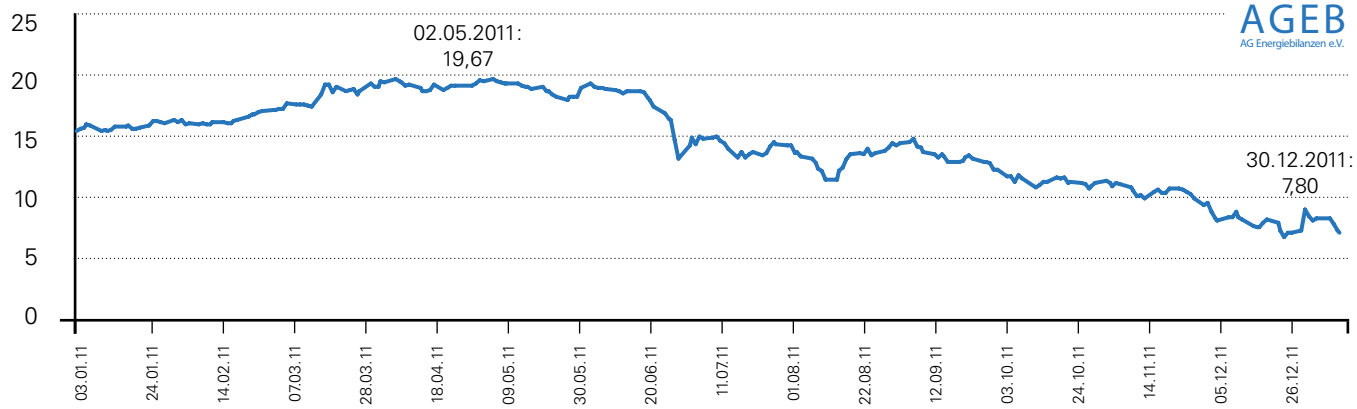
**Settlement prices in Euro/EU Allowances (EUR/EUA)**

Quelle: EEX

Abbildung 21

**$CO_2$-Zertifikatspreise an der EEX auf dem Terminmarkt 2011 für die Lieferperiode Dezember 2013**

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




Quelle: EEX

## Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energieträger umfassen eine breite Palette von Energiequellen, die neben der Wasser- und Windkraft eine Vielzahl weiterer erneuerbarer Energien enthält (Tabelle 13). Ihr Beitrag zum Primärenergieverbrauch wurde – in Zusammenarbeit und Abstimmung mit der „Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik" beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – teilweise geschätzt.

Tabelle 13

**Erneuerbare Energien in Deutschland 2010 und 2011 nach Verwendung und Energiequellen**

| | 2010[1] | 2011[1] | 2010[1] | 2011[1] | Veränderungen |
|---|---|---|---|---|---|
| | Einsatz in Petajoule | | Struktur in % | | 2010/2011 in % |
| | | | **Erneuerbare Energien insgesamt** | | |
| **Wasserkraft** | 75 | 70 | 5,5 | 4,8 | -6,9 |
| **Windenergie** | 136 | 167 | 10,0 | 11,5 | 23,0 |
| **Photovoltaik** | 42 | 68 | 3,1 | 4,7 | 62,6 |
| **Biomasse** | 849 | 881 | 62,2 | 60,6 | 3,7 |
| **Müll (biogener Anteil)** | 97 | 101 | 7,1 | 7,0 | 5,0 |
| **Solarthermie** | 19 | 20 | 1,4 | 1,4 | 7,6 |
| **Geothermie** | 20 | 23 | 1,5 | 1,6 | 13,1 |
| **Bio-Kraftstoffe** | 128 | 121 | 9,3 | 8,3 | -5,0 |
| **Summe** | **1.365,7** | **1.452,2** | **100,0** | **100,0** | **6,3** |
| | | | **Strom** | | |
| **Wasserkraft** | 75 | 70 | 10,4 | 8,6 | -6,9 |
| **Windenergie** | 136 | 167 | 18,7 | 20,4 | 23,0 |
| **Photovoltaik** | 42 | 68 | 5,8 | 8,4 | 62,6 |
| **Biomasse** | 421 | 459 | 58,0 | 56,0 | 9,0 |
| **Müll (biogener Anteil)** | 52 | 54 | 7,1 | 6,6 | 5,0 |
| **Geothermie** | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | – |
| **Summe Strom** | **726** | **819** | **100,0** | **100,0** | **12,8** |
| | | | **Wärme** | | |
| **Biomasse** | 428 | 422 | 83,7 | 82,4 | -1,5 |
| **Abfall (biogener Anteil)** | 45 | 47 | 8,8 | 9,2 | 5,0 |
| **Solarthermie** | 19 | 20 | 3,7 | 3,9 | 7,6 |
| **Geothermie** | 20 | 23 | 3,9 | 4,4 | 13,3 |
| **Summe Wärme** | **512** | **512** | **100,0** | **100,0** | **0,0** |
| | | | **Kraftstoffe** | | |
| **Summe Kraftstoffe** | **128** | **121** | **100,0** | **100,0** | **-5,0** |

1 Angaben zum Teil vorläufig.

Abweichungen in den Summen durch Rundungen.

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

Im Ergebnis nahm der Verbrauch aller erneuerbaren Energieträger im Jahr 2011 gegenüber dem Vorjahr um 6,3 % auf 1.452 PJ (49,6 Mio. t SKE) zu, womit sich deren Anteil am Primärenergieverbrauch von 9,7 % im Jahr 2010 auf 10,9 % im Jahr 2011 erhöht hat.

Im Hinblick auf die Nutzungszwecke lässt sich feststellen, dass die Nutzung der erneuerbaren Energien nur im Bereich der Stromerzeugung erneut kräftig gestiegen ist (+6,7 %), während sie bei der Wärmeerzeugung – wohl auch temperaturbeeinflusst – stagnierte und bei den Kraftstoffen sogar zurückging (-5,0 %).

Bei den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung gab es sehr starke Steigerungen bei der Photovoltaik (+63 %) und bei der Windenergie (+23 %). Aber auch die Biomasse legte reichlich zu. Dagegen wurde weniger Strom aus Wasserkraft erzeugt (7 %). Nach wie vor dominierte die Biomasse bei der Stromerzeugung (mit einem Anteil von 56 % im Jahr 2011) wie bei allen Nutzungsformen zusammengenommen (knapp 61 %). An zweiter Stelle rangiert jeweils die Windenergie mit einem Anteil von 20,4 % bei der Stromerzeugung sowie 11,5 % gesamthaft. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik hat inzwischen die Größenordnung des Beitrags der Wasserkraft erreicht. Bisher von untergeordneter Bedeutung sind bei den erneuerbaren Energien noch immer die Solarthermie und die Geothermie.

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen ist nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Mitgliedstaaten und in der Europäischen Union (EU) insgesamt erklärtes Ziel der Umwelt- und Klimaschutzpolitik. Die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (vom 23. April 2009) sieht als verbindliches Ziel für die EU insgesamt vor, den Anteil erneuerbarer Quellen am Energieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu steigern bzw. im Verkehrssektor einen Anteil regenerativer Energiequellen in Höhe von mindestens 10 % zu erreichen.

Für die einzelnen Mitgliedsstaaten legt die EU-Richtlinie differenzierte nationale Zielwerte fest. In Deutschland soll der Anteil erneuerbarer Energiequellen am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18 % erhöht werden. Neben diesem Ziel strebt die Bundesregierung an, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2020 auf 35 % zu steigern.

Zur Berechnung der anvisierten Zielerreichungsgrade enthält die EU-Richtlinie konkrete Vorgaben. Insbesondere werden als Bezugswerte zur Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien nicht die in der nationalen oder internationalen Energiestatistik gebräuchlichen Kennziffern wie der Primär- oder Endenergieverbrauch herangezogen, sondern der sog. „Bruttoendenergieverbrauch“ (oder Gesamtenergieverbrauch).

Um genauere, quantitativ belastbare Aussagen über die Entwicklung dieser Bezugsgröße bzw. die damit verbundenen Beiträge zur Erfüllung der Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien zu gewinnen, hat die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, ermöglicht durch einen entsprechenden Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, das EEFA-Forschungsinstitut (EEFA GmbH & Co. KG) beauftragt, die Entwicklung des „Bruttoendenergieverbrauchs“ nach den Vorgaben der o.g. Richtlinie 2009/28/EG aus der nationalen Energiestatistik abzuleiten. Die empirische Analyse umfasst den ex-post Zeitraum von 2005 bis 2010.

In Tabelle 14 sind die entsprechenden Ergebnisse zum Bruttoendenergieverbrauch und seiner Komponenten zusammengefasst und dazu der gesamte Verbrauch erneuerbarer Energien in diesen beiden Jahren in Beziehung gesetzt worden. Daraus ergibt sich für diese Periode ein stark steigender Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch: Waren es 2005 erst wenig mehr als 8 %, so hat sich der Anteil bis 2010 auf fast 15 % erhöht. Für 2011 kann nach Schätzungen der EEFA GmbH mit einem Anteil in einer Größenordnung von 16 % gerechnet werden. Deutschland ist damit dem im Rahmen der EU vereinbarten Ziel von 18 % im Jahr 2020 wieder einen Schritt näher gekommen. Ähnliches gilt im Hinblick auf den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, der inzwischen eine Größenordnung von rund 20 % erreicht hat – immerhin eine Anteilsverdoppelung seit 2005.

Tabelle 14

**Schätzung des Bruttoendenergieverbrauchs in Deutschland nach EU-Richtlinie 2009/28/EG und Anteile der erneuerbaren Energien in den Jahren 2005 bis 2010**

| | 2005 | 2008 | 2009 | 2010[1] |
|---|---|---|---|---|
| | | Petajoule | | |
| **Endenergieverbrauch (lt. Energiebilanz)** | 9.239 | 9.098 | 8.692 | 9.060 |
| **Fackel- und Leitungsverluste (Strom)** | 106 | 108 | 90 | 87 |
| **Fackel- und Leitungsverluste (Wärme)** | 39 | 37 | 37 | 37 |
| **Eigenverbrauch der Kraftwerke und Heizkraftwerke (Strom)** | 141 | 138 | 128 | 143 |
| **Eigenverbrauch der Kraftwerke und Heizkraftwerke (Wärme)** | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Bruttoendenergieverbrauch** | **9.524** | **9.382** | **8.947** | **9.327** |
| **Summe Erneuerbare Energieträger** | **769** | **1.147** | **1.201** | **1.366** |
| **Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch** | **8,1%** | **12,2%** | **13,4%** | **14,6%** |

1 Vorläufige Schätzungen

Quelle: EEFA, November 2011; AG Energiebilanzen; AGEE-Stat

## $CO_2$-Emissionen

Eine genauere Ermittlung der Entwicklung der Kohlendioxidemissionen ist gegenwärtig noch nicht möglich. Eine grobe Abschätzung auf der Grundlage der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach emissionshaltigen und emissionsfreien Energieträgern führt zu dem Ergebnis, dass die energiebedingten $CO_2$-Emissionen gemessen an den Ursprungswerten um fast 4 % gesunken sind. Unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses wäre allerdings statt mit einem solchen Rückgang mit einem Anstieg um etwa 0,8 % zu rechnen.

Die im Vergleich zum Primärenergieverbrauch ungünstigere Einschätzung der Entwicklung bei den $CO_2$-Emissionen ist eine Folge der tendenziellen Erhöhung des Anteils der emissionsverursachenden Energieträger am Energieverbrauch, speziell der Braunkohle.

Nach Schätzung des Bundesverbandes der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) betrugen im Jahr 2011 die spezifischen $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung (d. h. ohne Stromerzeugungsanlagen der Industrie) 0,51 kg $CO_2$/kWh netto: sie sind damit gegenüber dem Vorjahr (0,49 kg $CO_2$/kWh netto) um etwa 4 % gestiegen. Ein derartiger Anstieg der spezifischen Emissionen war seit der Wiedervereinigung in vergleichbarer Höhe nur im Jahr 2007 zu beobachten, in dem ebenfalls aufgrund der Abschaltung einiger Kernkraftwerke ein allerdings nicht ganz so ausgeprägter Rückgang der Erzeugung aus Kernenergie zu verzeichnen war. Die vergleichsweise $CO_2$-intensive Stromerzeugung aus Braunkohle übertraf das Vorjahresniveau und auch der relative Erzeugungsanteil der Braunkohlenkraftwerke an der insgesamt gesunkenen Stromproduktion nahm auf 25 % zu. Der erhebliche Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und die Änderungen im Stromexportsaldo trugen aber dazu bei, den Rückgang der $CO_2$-freien Stromproduktion aus den Kernkraftwerken aufzufangen.

## Fazit

Die energiewirtschaftliche Entwicklung im Jahr 2011 war entscheidend geprägt von den verbrauchserhöhenden Einflüssen der vergleichsweise robusten gesamtwirtschaftlichen Aufwärtsentwicklung einerseits und der verbrauchsmindernden Wirkung der erheblich milderen Witterung andererseits. Trotz des vergleichsweise starken Wirtschaftswachstums von 3 % nahmen der Primärenergieverbrauch um reichlich 5 % und der Bruttostromverbrauch um 0,3 % ab. Berücksichtigt man allerdings die Temperatureinflüsse, also die im Jahresdurchschnitt 2011 im Vergleich zu 2010 deutlich höheren Temperaturen, so dürfte der Primärenergieverbrauch im Jahre 2011 allerdings „nur“ um 1 % niedriger gewesen sein als 2010.

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität ist vor dem Hintergrund dieser Zahlen im Jahr 2011 gemessen an den Ursprungswerten sprunghaft um 8,8 % gestiegen; temperaturbereinigt war es immer noch ein Plus um rund 4,0 %. Eine höhere Zunahme hatte es seit 1990 nur in den Jahren 1991 mit 8,9 % und 2007 mit 6,7 % gegeben. Im gesamten Zeitraum von 1990 bis 2011 hat die Zunahme der bereinigten Energieproduktivität jahresdurchschnittlich 1,9 % betragen.

Bei einer Bewertung dieser Entwicklung ist aber neben dem Temperatureinfluss zusätzlich noch ein statistischer Effekt zu berücksichtigen, der sich daraus ergibt, dass bei der Bilanzierung von Energieträgern ohne Heizwert nach der international üblichen sogenannten Wirkungsgradmethode und nicht mehr wie früher nach der sog. Substitutionsmethode verfahren wird, nach der sich bei der Kernenergie ein höherer Primärenergieverbrauch, bei erneuerbaren Energien und dem Stromaußenhandel aber ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet. Eine sinkende Kernenergiestromerzeugung zusammen mit einem steigenden Einsatz erneuerbarer Energien führt dann allein aus methodischen Gründen zu einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz[5]. Berücksichtigt man dies, wäre der Primärenergieverbrauch temperaturbereinigt nicht um 1 % gesunken sondern praktisch konstant geblieben, und die temperaturbereinigte Energieproduktivität wäre statt um rund 4 % um etwa 3 % gestiegen.

**5**
Zu diesem statistischen Effekt vergleiche den Pressedienst der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Nr. 10/2011 vom 21.12.2011, Statistische Effekte des Kernenergieausstiegs, Einsparung von Primärenergie/ Erhöhung der Energieeffizienz.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die sich Anfang dieses Jahrhunderts tendenziell verschlechtert hatte und auch 2010 zurückgegangen war, erhöhte sich 2011 mit 3,3 % ebenfalls überdurchschnittlich stark. Langfristig – also von 1990 bis 2011 – verbesserte sich die Stromproduktivität durchschnittlich um rund 1,0 %.

Zu der Verbesserung dürfte auch beigetragen haben, dass die Energie- und Stromverbraucher angesichts der hohen Energiepreise sparsamer mit der Energie umgegangen sind. So mussten die Verbraucher für Kraftstoffe (Super und Diesel) und Heizöle (leichtes und schweres Heizöl) im Jahr 2011 die höchsten Preise seit Gründung der Bundesrepublik bezahlen. Gemessen am Index der Erzeugerpreise (Inlandsabsatz) haben sich auch die Erdgaspreise für alle Verbrauchergruppen im Jahr 2011 kräftig erhöht. Bei der elektrischen Energie ist im Grundsatz ebenfalls eine steigende Entwicklung zu verzeichnen, die allerdings bei den Sondervertragskunden seit Mitte 2011 eher eine stabile oder gar rückläufige Tendenz aufweist, während bei den Haushalten eine weitere Preissteigerung zu erkennen ist. Die an der Börse gehandelten längerfristigen Terminkontrakte lassen bei der elektrischen Energie indes eine stark sinkende Tendenz erkennen. Offensichtlich rechnen die Marktteilnehmer mit keinen, die Preise treibenden Verknappungen auf dem Strommarkt.

Im Unterschied zu den Energiepreisen zeigt sich bisher bei den $CO_2$-Zertifikatspreisen ein deutlicher Rückgang: Nach einer längeren Periode, in der die Zertifikatspreise um etwa 15 Euro/t $CO_2$ schwankten, haben sie sich bis Ende 2011 mit weniger als 7 Euro/t $CO_2$ mehr als halbiert. Auch die Futures für die Lieferzeit 2013 (also im ersten Jahr der bevorstehenden nächsten Handelsperiode) weisen eher sinkende Preistendenzen auf.

Mit dem fallenden Primärenergieverbrauch haben sich die $CO_2$-Emissionen, wenn auch mit einem Minus von knapp 4 % abgeschwächt, vermindert. Allerdings kehrt sich bei den temperaturbereinigten Werten das Bild um, denn danach kommt es zu einer Zunahme um 0,8 %.

Trotz des bei vergleichsweise hohem gesamtwirtschaftlichen Wachstums auch temperaturbereinigt recht starken Rückgangs des Energieverbrauchs und der daraus resultierenden deutlichen Verbesserung der Energieproduktivität, sollte daraus noch nicht auf eine langfristige Tendenzumkehr geschlossen werden. Bisher ist es noch zu früh zu beurteilen, ob sich mit der energiewirtschaftlichen Entwicklung im Jahr 2011 schon die von der Bundesregierung angestrebte Energiewende angedeutet hat, zumal es temperaturbereinigt noch zu einem kleinen Anstieg der $CO_2$-Emissionen gekommen ist. Eine Rückkehr auf den bisherigen längerfristigen Produktivitätspfad sollte nicht vorschnell ausgeschlossen werden.

Bei einem für das laufende Jahr von der Bundesregierung erwarteten Wirtschaftswachstum von weniger als einem Prozent könnte der Primärenergieverbrauch – zumindest temperaturbereinigt wohl abermals zurückgehen. Allerdings ist eine solche Projektion angesichts der eher gestiegenen Unsicherheit der Entwicklungen auf den internationalen Energiemärkten mit ihren Auswirkungen auf die Energiepreise und die wirtschaftlichen Perspektiven nur mit großen Vorbehalten möglich. Auch wird abzuwarten sein, ob und in welchem Ausmaß die im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung umgesetzten oder noch umzusetzenden Maßnahmen Wirkung zeigen.

**Redaktionsschluss**
18. Februar 2011

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