



Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2015

Leichte Erhöhung des Energieverbrauchs im Jahr 2015 durch kühlere Witterung und gute Konjunktur

Inhalt

Leichte Erhöhung des Energieverbrauchs im Jahr 2015 durch kühlere Witterung und gute Konjunktur	2
Primärenergieverbrauch insgesamt	4
Primärenergiegewinnung in Deutschland	12
Mineralöl	13
Erdgas	17
Steinkohle	22
Braunkohle	26
Elektrizitätswirtschaft	28
Erneuerbare Energien	38
CO ₂ -Emissionen	40
Fazit	41

Stand: März 2016

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

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

Leichte Erhöhung des Energieverbrauchs im Jahr 2015 durch kühlere Witterung und gute Konjunktur

Der Energieverbrauch in Deutschland erreichte 2015 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) eine Höhe von 13.306 Petajoule (PJ) oder 454,0 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Das entspricht einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 1,1 %.

Der Zuwachs geht im Wesentlichen auf die gegenüber dem sehr milden Vorjahr etwas kühlere Witterung und den damit verbundenen höheren Heizenergiebedarf zurück. Der Verbrauchszuwachs infolge der positiven Konjunktorentwicklung (+ 1,7 %) sowie durch den Bevölkerungszuwachs (+ 1 Mio. Menschen) wurde nach Abschätzung der AG Energiebilanzen durch Zugewinne bei der Energieeffizienz ausgeglichen. Bereinigt um den Witterungseffekt wäre der Energieverbrauch im vergangenen Jahr um schätzungsweise um 0,4 % gesunken.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2015 im Vergleich zum Vorjahr wieder kräftig abgeschwächt: War die Energieproduktivität 2014 um fast 7 % höher als 2013, verbesserte sie sich 2015 lediglich um 0,5 %. Temperaturbereinigt bewegte sie sich mit gut 2 % aber wieder auf dem längerfristigen Trend (1990 bis 2014: knapp 2 %).

Mit Ausnahme der erneuerbaren Energien und (vor allem temperaturbedingt) des Erdgases nahm der Verbrauch aller übrigen Energieträger mehr oder weniger kräftig ab. Entsprechend der nuklearen Stromerzeugung verminderte sich die Nutzung der Kernenergie mit 5,5 % am stärksten; ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch sank dadurch auf 7,5 %. Der Verbrauch an Steinkohlen sank 2015. Nach dem deutlichen Rückgang im Vorjahr (- 6,3 %) fiel die Minderung 2015 mit 0,7 % spürbar schwächer aus. Ähnliches gilt auch für die Braunkohle, deren Einsatz 2015 um 0,3 % sank gegenüber -3,4 % im Vorjahr. Nicht viel anders verlief die Entwicklung beim Mineralöl mit seinem im Jahr 2015 nahezu unveränderten Verbrauch, der im Vorjahr noch um 2,4 % gesunken war. Dabei entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich: Während der Verbrauch von

Dieselmotoren vornehmlich infolge der höheren Nachfrage aus den Bereichen Verkehr und Bauwirtschaft erneut deutlich stieg (+3,7 %), wurde wegen des rückläufigen Bestands an Fahrzeugen mit Benzinmotoren weniger Ottokraftstoff (-1,5 %) eingesetzt; praktisch unverändert blieb der Verbrauch von Flugkraftstoffen. Den stärksten Rückgang erfuhr das vornehmlich in der Chemie verwendete Rohbenzin (-6,3 %). Trotz der 2015 gegenüber dem Vorjahr kühleren Witterung und trotz der sinkenden Ölpreise wurde weniger leichtes Heizöl als im Vorjahr abgesetzt (-0,5 %). Der erwartete Absatzanstieg blieb offenkundig deshalb aus, weil die Verbraucher ihren Mehrbedarf überwiegend aus den Ölbeständen gedeckt haben.

Insgesamt sank zwar der Anteil des Mineralöls am Primärenergieverbrauch leicht, doch blieb das Öl mit 4.511 PJ oder knapp 34 % der nach wie vor wichtigste Primärenergieträger. Es folgten das Erdgas, dessen Verbrauch 2015 weitgehend temperaturbedingt um 5 % zulegen, mit gut 21 %, die Steinkohle mit 12,7 % und knapp dahinter mit 12,5 % die erneuerbaren Energien an vierter Stelle. Die Braunkohle war mit 11,8 % und die Kernenergie mit 7,5 % am gesamten Primärenergieverbrauch beteiligt.

Die erneuerbaren Energien erhöhten 2015 ihren Beitrag um insgesamt rund 10 % auf knapp 1.670 PJ. Während die Nutzung der Biomasse um rund 3 % zunahm, hielt die Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) ihren Beitrag etwa auf Vorjahreshöhe. Den bei weitem stärksten Zuwachs gab es bei der Windenergie (an Land und auf See) mit einem Plus von 53 % gegenüber dem Vorjahr. Bei der Solarenergie (Photovoltaik und Solarthermie) fiel der Anstieg mit 6 % wegen der verhaltenen Expansion der Photovoltaik erheblich schwächer aus als in den Vorjahren. Bei den Biokraftstoffen gab es sogar einen Rückgang um 6 %.

Etwas stärker als der Primärenergieverbrauch ist der Bruttostromverbrauch gestiegen: Mit rund 600 Mrd. kWh war er im Jahr 2015 um 1,3 % höher als im Vorjahr. Dabei wurde der bisherige Höchstwert von knapp 622 Mrd. kWh im Jahr 2007 noch um 3,5 % unterschritten.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die sich in den Jahren von 1990 bis 2014 im jährlichen Mittel um gut 1 % verbessert hatte, nahm 2015 allerdings nur noch um 0,4 % zu, weit unterhalb des langfristigen Trends.

Im Vergleich zum Bruttostromverbrauch ist die Bruttostromerzeugung 2015 mit fast 4 % (plus 24 Mrd. kWh) erheblich stärker gestiegen. Dies war eine ausschließliche Folge der um reichlich 33 Mrd. kWh bzw. um 20 % höheren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Fast man die sehr unterschiedlichen erneuerbaren Energien zusammen, so bauten sie mit einem Erzeugungsanteil von etwa 196 Mrd. kWh oder rund 30 % ihre Spitzenposition bei der Stromerzeugung weiter aus. Aus allen anderen Energieträgern wurde 2015 weniger Strom erzeugt als 2014. Die stärksten Rückgänge zeigten sich bei der Kernenergie (-5,5 %), beim Mineralöl (-4,6 %) sowie beim Erdgas (-2,5 %). Die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle ging mit jeweils 0,5 % nur leicht zurück. Nach den erneuerbaren Energien bleiben Braunkohle (Anteil 2015: 23,8 %) und Steinkohle (18,1 %) die wichtigsten Energieträger. Die Kernenergie folgt bei einem Anteil von 14,1 % nur an vierter Stelle, allerdings noch vor dem Erdgas, das seine Position auch 2015 verschlechterte.

Da die Bruttostromerzeugung wesentlich stärker gestiegen ist als der Bruttostromverbrauch, haben sich die hohen Überschüsse beim Stromaustausch mit dem Ausland¹ im Jahr 2015 erneut auf ein Rekordniveau von fast 52 Mrd. kWh erhöht. Besonders hohe Exportüberschüsse waren wieder im Austausch mit den Niederlanden (23,8 Mrd. kWh), Österreich (13,8 Mrd. kWh), der Schweiz (11,7 Mrd. kWh) und Polen (10,6 Mrd. kWh) zu verzeichnen.

Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren sich traditionell auf Frankreich, wobei sich der Einfuhrüberschuss aus Frankreich von 14,0 Mrd. kWh 2014 auf 9,9 Mrd. kWh im Jahr 2015 verminderte. Auch der Einfuhrüberschuss aus Tschechien ging von 3,2 Mrd. kWh auf nur noch 0,3 Mrd. kWh zurück. Dagegen gab es leicht steigende Einfuhrüberschüsse aus Dänemark (2,4 Mrd. kWh) und Schweden (1,8 Mrd. kWh).

Eine umfassendere Ermittlung der Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2015 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann aber eine grobe Abschätzung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf Grundlage der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach emissionshaltigen und emissionsfreien Energieträgern vorgenommen werden. Da sich die Struktur des Energieverbrauchs weiter zugunsten der emissionsfreien bzw. emissionsarmen Energieträgern verschoben hat, dürften die CO₂-Emissionen auf Basis der Ursprungswerte etwas weniger stark (0,6 %) als der Verbrauch gestiegen sein bzw. umgekehrt unter Berücksichtigung der Temperatureinflüsse etwas stärker (-0,8 %) zurückgegangen sein. Sofern sich bei den prozessbedingten CO₂-Emissionen wie bei den übrigen Treibhausgasemissionen keine grundlegend anderen Entwicklungen vollzogen haben und die Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2015 in der genannten Größenordnung zurückgegangen sind, dürfte Deutschland gemessen an den temperaturbereinigten Werten wiederum den angestrebten Pfad rückläufiger Emissionen verfehlt haben. Zur Erreichung des nationalen Ziels einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % im Vergleich zu 1990 wäre nämlich bezogen auf die Emissionswerte im Jahr 2014 bis 2020 im Jahr 2015 eine Minderung um reichlich 3 % erforderlich gewesen.

¹ Die in diesem Bericht verwendeten Daten zum Stromaußenhandel beziehen sich grundsätzlich auf den physikalischen Stromaustausch mit dem Ausland.

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2015 insgesamt 13.306 PJ oder 454 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 1,1 % bzw. um 149 PJ/5,1 Mio. t SKE ab (Tabelle 1).

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2014 und 2015 ¹⁾

Energieträger	2014	2015	2014	2015	Veränderungen 2015 geg. 2014			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2014	2015
Mineralöl	4.516	4.511	154,1	153,9	-5	-0,2	-0,1	34,3	33,9
Erdgas	2.679	2.812	91,4	95,9	133	4,5	5,0	20,4	21,1
Steinkohle	1.703	1.691	58,1	57,7	-12	-0,4	-0,7	12,9	12,7
Braunkohle	1.572	1.567	53,6	53,5	-5	-0,1	-0,3	11,9	11,8
Kernenergie	1.060	1.001	36,2	34,2	-58	-2,0	-5,5	8,1	7,5
Erneuerbare Energien	1.519	1.669	51,8	56,9	150	5,1	9,9	11,5	12,5
Stromaustauschsaldo	-128	-186	-4,4	-6,4	-58	-2,0	-	-1,0	-1,4
Sonstige	237	242	8,1	8,3	5	0,2	2,1	1,8	1,8
Insgesamt	13.157	13.306	448,9	454,0	149	5,1	1,1	100,0	100,0

1) Alle Angaben sind vorläufig, Abweichungen in den Summen durch Rundungen

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs ist außer auf die vergleichsweise positive konjunkturelle Entwicklung im Jahr 2015 wesentlich auf die im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung zurückzuführen:

- Über das Jahr gerechnet waren die Gradtagzahlen 2015 um knapp 9 % höher (also „kälter“) als 2014. Besonders die Monate Februar, März und April wie auch der September und Oktober waren beträchtlich kühler als die entsprechenden Vorjahresmonate (Abbildung 1).

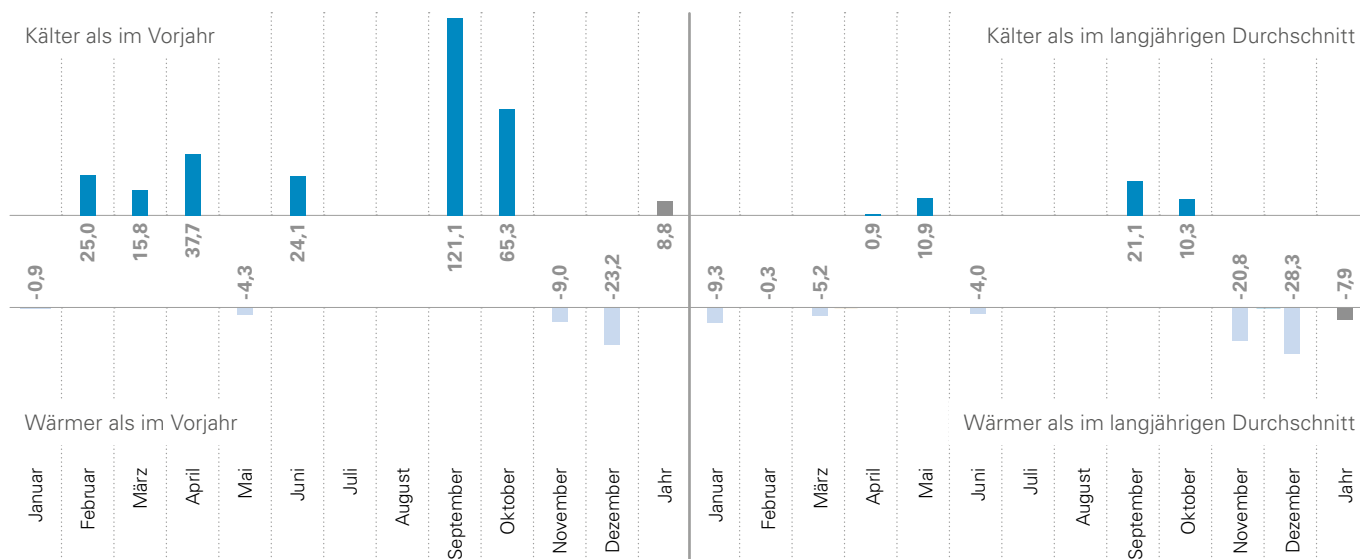
- Im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt war 2015 mit knapp 8 % geringeren Gradtagzahlen noch immer „wärmer“. Das Jahr 2015 gehörte in Deutschland zu einem der wärmsten Jahre seit Beginn der Messungen im Jahr 1881.

Angesichts des hohen Anteils des temperaturabhängigen Wärmebedarfs am Energieverbrauch gingen vor allem bei den privaten Haushalten und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen von der im Vorjahresvergleich kühleren Witterung unmittelbar verbrauchssteigernde Effekte aus.

Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland 2015 (16 Messstationen)*

Veränderungen 2015 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1980-2015) in %



Quelle: Deutscher Wetterdienst

*) Wegen begrenzter Aussagefähigkeit ohne die Monate Juli und August

Auch die wirtschaftliche Entwicklung wirkte in der Tendenz eher verbrauchssteigernd, wenn auch sektoral sehr differenziert:

- So ist das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2015 im Vergleich zum Vorjahr immerhin um 1,7 % gestiegen,
- Die Produktion im produzierenden wie im verarbeitenden Gewerbe wies mit jeweils 1,1 % allerdings ein spürbares schwächeres Wachstum auf. Das gilt auch für so energieintensive Bereiche wie die Herstellung von chemischen Erzeugnissen mit einem Produktionsminus von 0,4 % oder für die Herstellung von Glas, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden mit einem Plus von 0,1 %. Auch die Metallherzeugung und -bearbeitung wies mit 0,2 % nur ein geringes Wachstum auf.

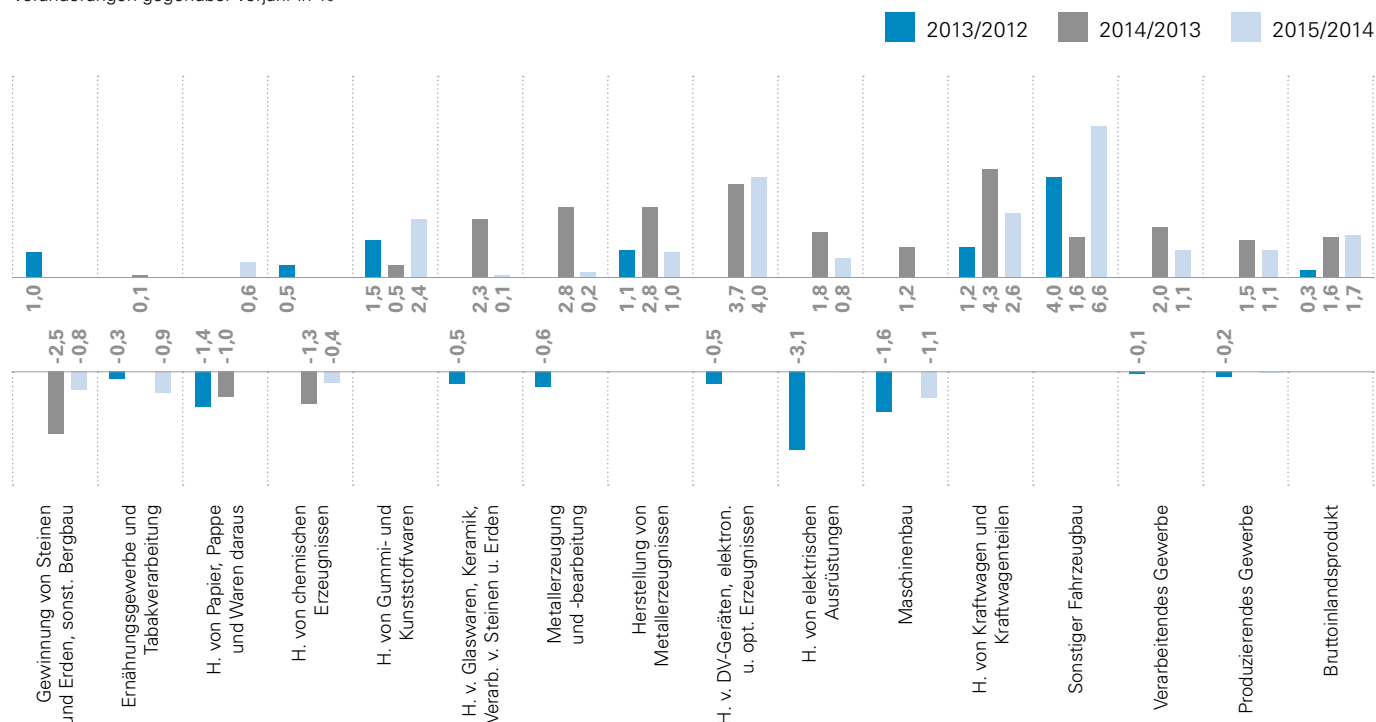
Im Maschinenbau, wenn auch weniger energieintensiv, war sogar ein Produktionsrückgang um reichlich 1 % zu verzeichnen. Ein starkes Wachstum gab es dagegen beim Fahrzeugbau sowie bei der Herstellung von DV-Geräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen. Abbildung 2 zeigt die jährlichen Veränderungsrate der Produktionsindizes von 2012 bis 2015 für wichtige 14 Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes.

- Vor dem genannten Hintergrund ist zu vermuten, dass der Großteil des Energieverbrauchszuwachses wesentlich wohl außerhalb des verarbeitenden Gewerbes entstanden ist. Dazu dürfte neben dem tertiären Sektor vor allem der (sektorübergreifende) Bereich der Gebäudeheizung sowie partiell angesichts des insgesamt gestiegenen Kraftstoffverbrauchs auch der Verkehrssektor beigetragen haben.

Abbildung 2

Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2012 bis 2015

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %



Quelle: 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 1,1 % gestiegen, sondern um etwa 0,4 % gesunken.² Dabei wirkte sich der Temperatureffekt bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich aus. Er beeinflusst vor allem den Verbrauch der Energieträger Erdgas und Mineralöl, die einen hohen Anteil am (von den Außentemperaturen abhängigen) Wärme- markt haben. Während der Erdgasverbrauch auf Basis

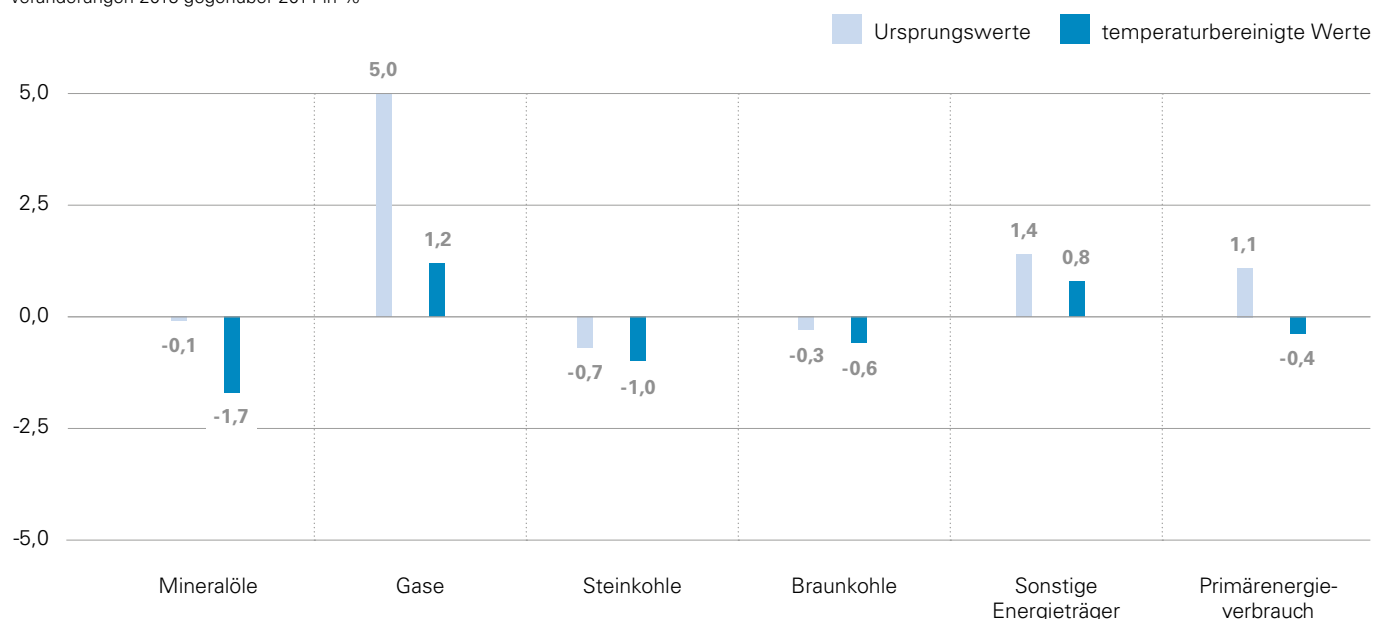
der Ursprungswerte im Jahre 2015 um 5 % höher war als im Vorjahr, deuten die temperaturbereinigten Werte auf eine Zunahme um lediglich rund 1 % hin. Beim Mineralölverbrauch schlägt sich der Temperatureinfluss in einem Rückgang um fast 2 % nieder, statt der praktisch unveränderten Ursprungswerte. Bei den anderen Energieträgern, deren Verbrauch weitaus weniger von der Witterung abhängt, zeigen sich nur geringe Unterschiede zwischen den tatsächlichen und den (geschätzten) temperaturbereinigten Werten (Abbildung 3).

² 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 2015 gegenüber 2014 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 vereinfachend 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 2015 noch so gut gefüllt gewesen sein, dass die Verbraucher teilweise statt auf Zukäufe hierauf zurückgegriffen haben. Entsprechend höher wäre im Jahr 2015 wohl der tatsächliche Heizölverbrauch im Vergleich zum Heizölabsatz ausgefallen. Der Lagerbestandsabbau dürfte dazu geführt haben, dass der temperaturbereinigte Primärenergieverbrauch nicht gesunken (minus 0,4 %), sondern eher noch leicht um 0,4 % gestiegen ist. (Tabelle 2).³

³ Wegen der vergleichsweise sehr hohen Unsicherheiten bei der Berücksichtigung des Lagerbestandseffektes beschränken sich die weiteren Darlegungen auf die temperaturbereinigten Werte.

Tabelle 2

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2015

	Einheit	1990 ¹⁾	1995	2000	2005	2010	2013	2014 ²⁾	2015 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %			
										2014 bis 2015	1990 bis 2000	2000 bis 2015	1990 bis 2015
Brutto-Inlandsprodukt (preisbereinigt, 2010 = 100)	Verkettete Volumenangaben in Mrd.Euro	1.959,1	2.145,1	2.358,7	2.426,5	2.580,1	2.693,3	2.736,4	2.782,6	1,7	1,9	1,1	1,4
Bevölkerung ³⁾	1.000	79,5	81,3	81,5	81,3	80,3	80,6	81,0	81,6	0,7	0,2	0,0	0,1
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	14.269	14.401	14.558	14.217	13.822	13.157	13.306	1,1	-0,3	-0,5	-0,5
Primärenergieverbrauch (temperaturbereinigt)	Petajoule	15.125	14.218	14.702	14.582	13.909	13.776	13.576	13.524	-0,4	-0,3	-0,6	-0,4
Primärenergieverbrauch (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)	Petajoule	15.152	14.218	14.771	14.723	13.966	13.797	13.487	13.542	0,4	-0,3	-0,6	-0,5
Bruttostromverbrauch	Mrd. kWh	550,7	541,6	579,6	614,1	615,4	604,9	592,2	600,0	1,3	0,5	0,2	0,3
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	150,3	163,8	166,7	181,5	194,9	208,0	209,1	0,6	2,2	1,6	1,9
Energieproduktivität (temperaturbereinigt)	Euro/GJ	129,5	150,9	160,4	166,4	185,5	195,5	201,6	205,7	2,1	2,2	1,7	1,9
Energieproduktivität (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)	Euro/GJ	129,3	150,9	159,7	164,8	184,7	195,2	202,9	205,5	1,3	2,1	1,7	1,9
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,56	3,96	4,07	3,95	4,19	4,45	4,62	4,64	0,4	1,4	0,9	1,1

1) Angaben z.T. geschätzt

2) Vorläufige Angaben

3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebnis zum Stichtag 9. Mai 2011: 80 219 695 Einwohner).

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

Die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung zur fortgesetzten Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie schlagen sich auch in den Veränderungen der Struktur des Primärenergieverbrauchs nieder. Wichtigster Energieträger blieb auch 2015 das Mineralöl mit einem Anteil von reichlich einem Drittel. Es folgte das Erdgas mit einem leicht auf 21,1 % gestiegenen Anteil (2014: 20,4 %). Geringfügig sinkende Anteile gab es bei der Steinkohle (von 12,9 % auf 12,7 %) und bei der Braunkohle (von 11,9 % auf 11,8 %). Deutlicher ist der Anteil der Kernenergie zurückgegangen, und zwar von

8,1 % auf 7,5 %. Hierzu hat auch die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld Ende Juni 2015 beigetragen. Die erneuerbaren Energien konnten dagegen abermals einen Sprung nach oben machen und sich mit 12,5 % im Jahr 2015 noch vor der Braunkohle und nur wenig hinter der Steinkohle platzieren. Die sonstigen Energieträger trugen wie im Vorjahr weniger als 2 % zur Deckung der Energienachfrage bei. Der hohe Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland wirkte sich verbrauchsmindernd (um 1,4 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus.

Bei einem Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 1,7 % hat sich die Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft, gemessen an den Ursprungswerten, nach dem sprunghaften Anstieg im Vorjahr (um nahezu 7 %) im Jahr 2015 nur noch um 0,5 % verbessert. Temperaturbereinigt bewegte sie sich mit gut 2 % aber wieder auf dem längerfristigen Trend (1990 bis 2014: knapp 2 %). Insgesamt lässt sich aber feststellen, dass sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch weiter fortgesetzt hat. (Tabelle 2 und Abbildung 4).

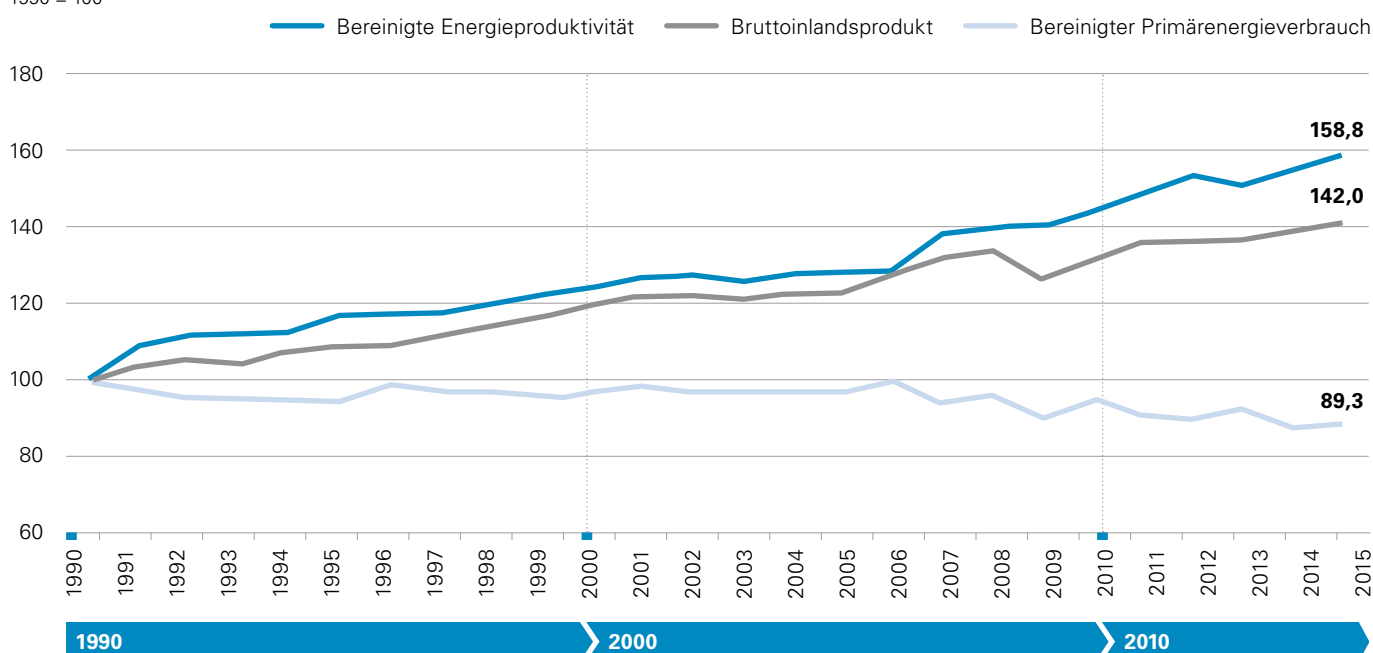
Bei einer Bewertung dieser Entwicklung ist aber neben dem Temperatureinfluss zusätzlich noch ein statistischer Effekt zu berücksichtigen, der sich daraus ergibt, dass aufgrund internationaler Konventionen bei der Bilanzierung von Energieträgern ohne Heizwert nach der sogenannten Wirkungsgradmethode verfahren 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 Stromaußenhandels-saldo mit dem Ausland ein Wirkungsgrad von 100 %

angenommen. Verglichen mit der früher angewendeten sog. Substitutionsmethode hat dies zur Folge, dass sich bei der Kernenergie dann ein höherer Primärenergieverbrauch, bei den genannten erneuerbaren Energien und dem Stromaußenhandel aber ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet. Der größte Einspareffekt ergibt sich also, wenn die Stromproduktion der Kernkraftwerke vollständig durch erneuerbare Energien und/oder Stromimporte ersetzt wird. Dieser Effekt, der sich in den Jahren 2011/2012 mit dem kräftigen Rückgang der Kernenergie auf der einen Seite sowie der deutlich gestiegenen Nutzung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien andererseits noch besonders stark auswirkte, war auch 2015 zu verzeichnen: Während die Stromerzeugung in Kernkraftwerken 2015 um 5,3 Mrd. kWh niedriger war als 2014, expandierte die Stromerzeugung aus Wind, Wasser und Solarstrahlung (PV) um 32,7 Mrd. kWh. Würde die Kernenergie wie die hier relevanten erneuerbaren Energien mit der Substitutionsmethode bewertet und dafür ein mittlerer Nutzungsgrad von 40 % unterstellt, würde sich der Primärenergieverbrauch um 2,6 % statt um 1,1 % erhöht haben.

Abbildung 4

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2015

1990 = 100



Quellen: Statistisches Bundesamt; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Bei gegebenem Bruttoinlandsprodukt hätte dies zur Folge, dass sich die Energieproduktivität nicht um 0,6 % verbessert, sondern um 0,9 % verschlechtert hätte. Der statistische Produktivitätseffekt würde 2015 insofern rund 1,5 Prozentpunkte ausmachen.

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

Die Veränderungen von 2014 auf 2015 zeigen sehr deutlich den übergroßen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs. Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums wie des Bevölkerungszuwachses deutlich überkompensiert werden. Ähnliche Relationen der Wirkungsweise der einzelnen Komponenten gelten im Übrigen auch bei der Betrachtung der gesamten Periode von 1990 bis 2015. Hier überwiegen ebenfalls die verbrauchsmindernden Effekte einer insgesamt gestiegenen Energieproduktivität deutlich die verbrauchssteigernden Einflüsse des Wirtschaftswachstums. Gegenüber diesen beiden gegenläufigen Effekten fällt die demographische

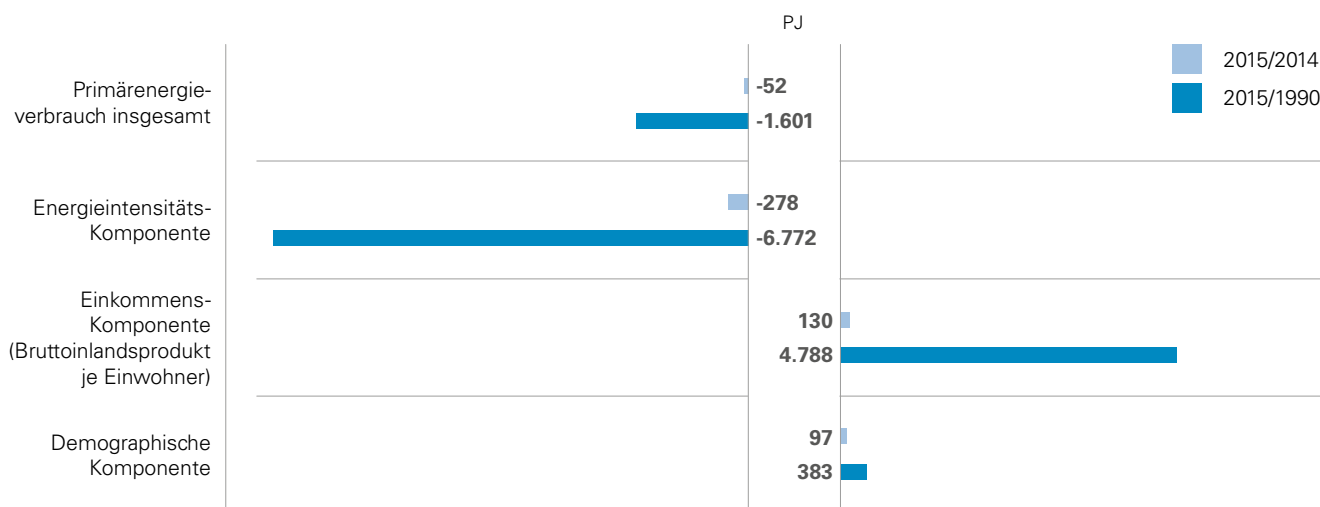
Komponente für die Veränderungen des Energieverbrauchs in Deutschland nicht sehr ins Gewicht. Zumindest gilt dies bei einer derart hochaggregierten Darstellung. Das soll nicht bedeuten, dass z. B. die Altersstruktur der Bevölkerung, die Familien- und Haushaltsgrößen und ähnliche Faktoren keinen Einfluss auf Niveau und Struktur des Primärenergieverbrauchs haben.

Interessant ist noch ein Blick auf die Außenhandelsbilanz Deutschland mit Energieträgern (Tabelle 3). Deutschland ist bei allen fossilen Energieträgern (also bei den Kohlen, dem Mineralöl und dem Erdgas) in erheblichem Maße Nettoimporteur. Daran hat sich im Grundsatz auch 2015 nichts geändert. Wesentlich geändert haben sich aber im Jahr 2015 die Importpreise für die fossilen Energieträger. Im Ergebnis führte dies dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas (bezogen auf den Importsaldo) von knapp 85 Mrd. Euro um fast 23 Mrd. Euro bzw. um rund ein Viertel auf etwa 62 Mrd. Euro vermindert hat. Die mit weitem Abstand größte Reduzierung war beim Öl mit einem Minus von knapp 20 Mrd. Euro oder reichlich ein Drittel zu verzeichnen. Dass es sich dabei ausschließlich um einen Preiseffekt handelt, wird auch daran deutlich, dass das Gewicht des Importsaldos sogar noch leicht gestiegen ist. Das trifft auch mit Blick auf die Gaseinfuhren zu,

Abbildung 5

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2015 gegenüber 2014 und 1990 in Petajoule



Quellen: Statistisches Bundesamt; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2010 bis 2015

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Veränderungen 2015 gegenüber 2014	
	Außenhandelssaldo (Importe ./ Exporte) in Mrd. Euro						%	
Kohle, Koks und Briketts	4,4	5,9	5,1	4,4	4,3	3,9	-0,4	-9,2
Erdöl, Erdölzeugnisse und verwandte Waren	49,4	64,5	68,0	67,0	57,6	37,8	-19,8	-34,3
Gas ¹⁾	20,7	26,7	27,1	26,4	22,8	20,2	-2,6	-11,2
Summe fossile Energien	74,6	97,1	100,2	97,8	84,6	61,9	-22,7	-26,8
Elektrischer Strom	-1,0	-0,4	-1,4	-1,9	-1,7	-2,1	-0,3	-18,5
Insgesamt	73,5	96,7	98,8	95,9	82,9	59,9	-23,0	-27,8

1) Einschließlich Transitmengen

Quelle: Statistisches Bundesamt (Werte nach Abschnitten des Internationalen Warenverzeichnisses für den Außenhandel (SITC 2-Steller))

deren Einfuhrwert sich aber per Saldo um reichlich ein Zehntel vermindert hat. Anders bei den Kohleeeinfuhren, die zwar auch mengenmäßig, stärker aber noch wertmäßig zurückgegangen sind.

Anders als bei den fossilen Energien weist Deutschland beim elektrischen Strom einen zudem steigenden Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland auf, der sich im Jahr 2015 auf einem Niveau von 2,1 Mrd. Euro bewegte; das war ein Zuwachs um 0,3 Mrd. Euro bzw. 18,5 % gegenüber dem Vorjahr. Gemessen am Außenhandelssaldo bei den fossilen Brennstoffen bleibt jener beim Strom sehr begrenzt. Nach wie vor dominiert mit großem Abstand der Außenhandel mit Mineralöl mit einem Anteil von rund 60 % am fossilen Außenhandelssaldo.

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2015 vor allem aufgrund der deutlichen Ausweitung der erneuerbaren Energien erstmals wieder gestiegen, und zwar um 1,6 % auf 4.131 PJ oder 139,3 Mio. t SKE (Tabelle 4). Anders als die erneuerbaren Energien hat sich aber die inländische Gewinnung bei den fossilen Energieträgern durchweg vermindert. Am stärksten fiel dieser Rückgang bei der Steinkohle mit einem Minus von knapp 18 % und beim Erdgas mit einem Minus von fast 15 % aus, während die inländische Ölgewinnung nur wenig (-1 %) gesunken ist. Bedeutsamste einheimische

Energie sind inzwischen die erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von etwa 41 %, dicht gefolgt von der Braunkohle mit knapp 40 %. Beide rangieren mit weitem Abstand weit vor dem Erdgas, der Steinkohlen und dem Erdöl.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2015 hat sich der Anteil der Inlandsenergie praktisch nicht verändert, er erhöhte sich von 30,9 % auf 31,0 % (vgl. Tabelle 4)

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2014 und 2015

	Gewinnung				Veränderungen 2015 gegenüber 2014		Anteile	
	2014	2015	2014	2015			2014	2015
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	121	120	3,5	3,5	-1	-1,0	2,6	2,5
Erdgas, Erdölgas	318	272	10,9	9,3	-47	-14,7	7,9	6,6
Steinkohle	229	188	7,8	6,4	-41	-17,9	5,7	4,6
Braunkohle	1.617	1.608	55,2	54,9	-9	-0,5	40,2	39,4
Erneuerbare Energien	1.544	1.702	51,8	56,9	158	9,9	37,7	40,9
Übrige Energieträger	237	242	8,1	8,3	5	2,1	5,9	6,0
Insgesamt	4.066	4.131	137,3	139,3	64	1,6	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	30,9	31,0

Angaben teilweise geschätzt, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Mineralöl

Der Ölverbrauch in Deutschland war 2015 mit vorläufig 153,9 Mio. t SKE im Vergleich zum Vorjahr fast unverändert. Allerdings war damit der geringste

Ölverbrauch für Deutschland seit 1990 zu verzeichnen. Dabei entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5):

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2014 und 2015

	2014 ¹⁾	2015 ¹⁾	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	105,6	105,4	-0,1
Eigenverbrauch und Verluste ²⁾	5,7	5,9	5,0
Inlandsverbrauch	99,9	99,5	-0,1
davon: Ottokraftstoff	18,5	18,2	-1,5
Dieselkraftstoff	35,6	36,9	3,7
Flugkraftstoffe	8,5	8,5	-0,3
Heizöl, leicht	16,8	16,7	-0,5
Heizöl, schwer ³⁾	4,3	5,2	21,1
Rohbenzin	17,1	16,0	-6,3
Flüssiggas	2,8	3,1	8,9
Schmierstoffe	1,1	1,1	-1,5
Sonstige Produkte	5,2	4,4	-11,5
Recycling (abzüglich)	-6,5	-7,2	11,1
Bio-Kraftstoffe ⁴⁾ (abzüglich)	-3,5	-3,4	-2,0
Aufkommen insgesamt	105,6	105,5	-0,1
Raffinerieerzeugung	100,3	103,7	3,4
aus: Rohöleinsatz	91,3	93,5	2,4
Produkteneinsatz	9,0	10,2	13,1
Außenhandel Produkte (Saldo)	15,8	14,1	-
Einfuhr	37,0	36,7	-1,0
Ausfuhr	21,2	22,6	6,4
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	-10,5	-12,3	-
Raffineriekapazität	102,6	103,3	-
Auslastung der Raffineriekapazität in %	88,9	90,5	-
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (Mio. t SKE)	154,1	153,9	-0,1

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Einschließlich Bestandsveränderungen

3) Einschließlich anderer schwerer Rückstände

4) Nur beigemischte Biokraftstoffe

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e. V.

Während der Verbrauch von Dieselmotoren vornehmlich infolge der höheren Nachfrage aus den Bereichen Verkehr und Bauwirtschaft erneut deutlich stieg (+3,7 %) und mit einem Absatz von knapp 37 Mio. t einen Rekordwert erreichte, wurde wegen des rückläufigen Bestands an Fahrzeugen mit Benzinmotoren weniger Ottokraftstoff (-1,5 %) eingesetzt; praktisch unverändert blieb der Verbrauch von Flugkraftstoffen. Insgesamt nahm die Nachfrage nach Kraftstoffen, die einen Anteil von rund 60 % am gesamten deutschen Ölverbrauch hatten, um rd. 2 % zu.

Uneinheitlich entwickelte sich auch die Nachfrage nach leichtem und schwerem Heizöl. Obwohl die Preise nochmals um rund 10 % zurückgingen und trotz der gegenüber dem Vorjahr kühleren Witterung wurde weniger leichtes Heizöl als im Vorjahr abgesetzt (-0,5 %). Der erwartete Absatzanstieg blieb offenkundig deshalb aus, weil die Verbraucher ihren Mehrbedarf überwiegend aus den Ölbeständen gedeckt haben und trotz der niedrigeren Preise ihre Tanks nicht weiter aufstockten. Demgegenüber nahmen die Ablieferungen von schwerem Heizöl vorwiegend wegen der erneuten Inbetriebnahme petrochemischer Anlagen um rund einem Fünftel kräftig zu.

Für die übrigen Mineralölprodukte waren überwiegend Rückgänge zu verzeichnen, wobei das weitgehend in der Chemie verwendete Rohbenzin stärksten Rückgang erfuhr (-6,3 %).

Die deutsche Ölversorgung wurde wegen deutlich geringerer internationaler Beschaffungskosten für Rohöl und Halbfertigprodukte 2015 erneut umstrukturiert. Die Erzeugung aus Rohöl bzw. Produkten wurde um über 2 % bzw. 13 % auf insgesamt knapp 104 Mio. t gesteigert. Die 2015 zusätzlich verfügbare Raffineriekapazität von 103,3 Mio. t wurde mit 90,5 % höher ausgelastet als 2014.

Während die Exporte von Mineralölprodukten um über 6 % zunahmen, wurden die Produktenimporte hingegen geringfügig gedrosselt. Damit verminderte sich der Importüberschuss bei den Mineralölprodukten deutlich von knapp 16 Mio. t 2014 auf rund 14 Mio. t im Jahr 2015.

Deutschland ist wegen der sehr begrenzten einheimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von

Rohölimporten, die 2015 mit 91,3 Mio. t das Vorjahresniveau um rund 2 % übertrafen. Die wichtigsten drei Lieferländer von Rohöl an die deutschen Raffinerien waren 2015 erneut Russland (Anteil: knapp 36 %), Norwegen (fast 14 %) und Großbritannien (11 %), die auch 2015 mit reichlich 60 % an den deutschen Rohölimporte beteiligt waren (Tabelle 6). Wichtige Lieferländer sind auch Nigeria, Kasachstan, Aserbaidschan, Algerien und Libyen.

Nach Fördergebieten untergliedert konnten die Länder der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) ihren ohnehin schon sehr hohen Anteil an den Rohölimporten Deutschlands noch ausweiten, und zwar von knapp 46 % 2014 auf fast 49 % im Jahr 2015. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2015: rund 16 %) und die Nordsee-Anrainerländer (2015: etwa 25 %) Verluste. Kleinere Lieferländer wie Ägypten, Mexiko, Tunesien u.a. konnten dagegen ihre Lieferungen deutlich steigern, wenn auch absolut auf niedrigem Niveau. Insgesamt erhöhte sich der Anteil dieser Gruppe kleiner Lieferanten von 9 % auf über 10 % im Jahr 2015.

Die internationalen Ölpreise und der Euro-/US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2015 recht wechselhaft, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (Abbildung 6). Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die 2012 im Jahresdurchschnitt mit rund 112 US-Dollar je Barrel (=159 Liter) einen Höchststand erreicht hatte (der monatliche Höchststand war im Juli 2008 mit rund 133 US-Dollar je Barrel), verbilligte sich im Mittel der Jahre 2013 und 2014 auf 109 bzw. 99 US-Dollar je Barrel. Im Jahresverlauf 2015 zeigte sich eine eindeutige Tendenz nach unten: Insbesondere seit Mai als der Rohölpreis sein höchstes Jahresniveau mit rund 64 US-Dollar je Barrel hatte, brachen die Preise ein und erreichten im Dezember 2015 nur noch knapp 38 US-Dollar je Barrel.

Für die Entwicklung des deutschen Rohölimportpreises ist außerdem der Wechselkurs des Euro (gegen US-Dollar) relevant. Seit Mitte 2014 hat sich der Euro-Kurs erheblich verschlechtert. Im Vergleich zum Dezember 2014 war der Wechselkurs bis Dezember 2015 von 1,2331 US-Dollar um 12 % auf 1,0877 US-Dollar gefallen. Damit sanken aber die deutschen Rohölimportpreise langsamer als es den Veränderungen der Weltmarktpreise für Rohöl entsprochen hätte.

Tabelle 6

Rohölimporte Deutschlands 2014 und 2015 nach Herkunftsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2014	2015 ¹⁾	2014	2015 ¹⁾
	in Mio. t		Anteile in %	
Russland	30,0	32,6	33,6	35,7
Norwegen	15,2	12,5	17,0	13,7
Großbritannien	9,7	10,0	10,9	11,0
Nigeria	7,1	6,7	7,9	7,3
Kasachstan	6,8	6,4	7,6	7,0
Aserbaidshjan	4,1	5,3	4,6	5,8
Algerien	3,6	3,5	4,0	3,8
Libyen	3,2	2,9	3,6	3,2
Saudi-Arabien	1,4	1,2	1,6	1,3
Dänemark	0,3	0,7	0,3	0,8
übrige Länder	8,0	9,5	8,9	10,4
Insgesamt	89,4	91,3	100,0	100,0
OPEC	16,5	14,3	18,5	15,7
Nordsee ²⁾ (o. BRD)	25,2	23,2	28,2	25,4
Ehemalige GUS	40,9	44,3	45,7	48,5
Sonstige	6,8	9,5	7,6	10,4
Insgesamt	89,4	91,3	100,0	100,0

1) Vorläufige Angaben

2) Einschließlich übrige EU-Staaten

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

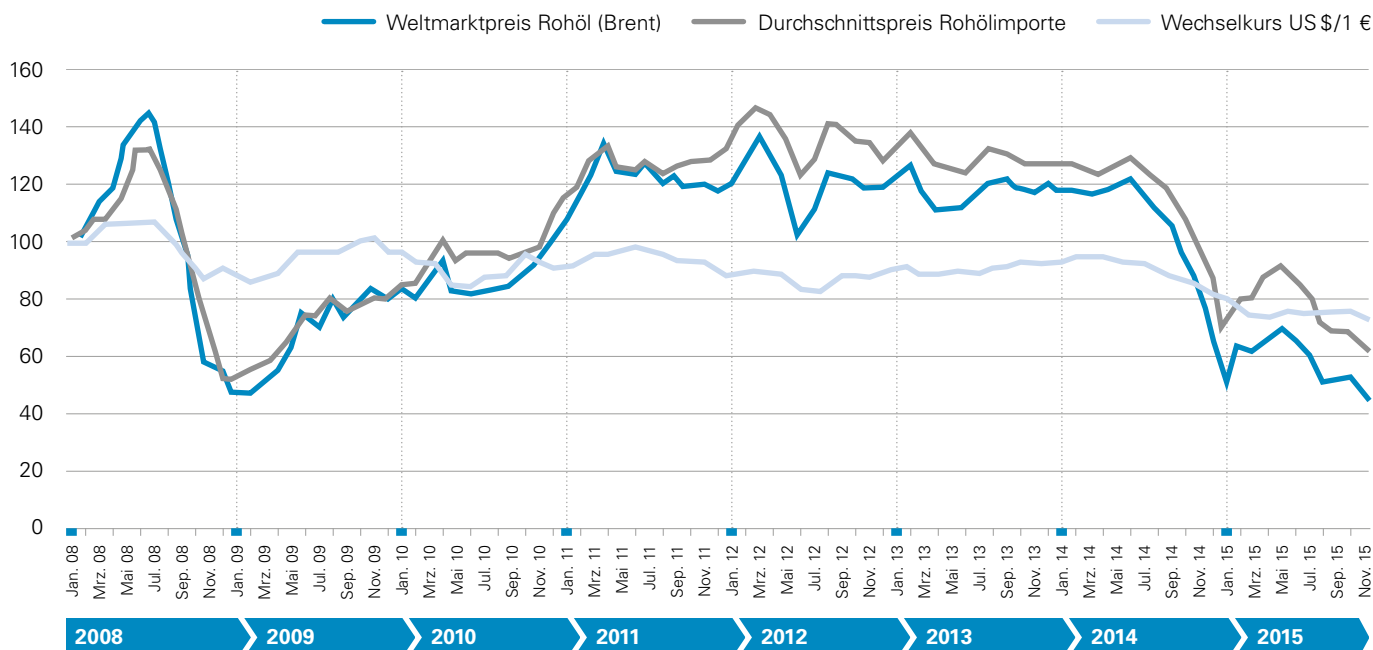
Im Ergebnis ermäßigten sich die deutsche Rohölimportpreise von 555 €/t im Jahresdurchschnitt 2014 um 36 % auf 356 €/t im Jahr 2015. Im Jahresverlauf 2015 fielen die Importpreise sogar bis auf Werte von 276 €/t. Die deutschen Raffinerien konnten deshalb ihre Ausgaben für Rohölimporte von 49,6 Mrd. € (2014) auf 32,5 Mrd. € (2015) reduzieren.

Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den geringeren Rohölkosten und dem Rückgang der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten (Abbildung 7).

Nachdem die Preise für Superbenzin, Dieselmotortreibstoff und leichtes Heizöl schon seit 2012 tendenziell gesunken sind, kam es seit Mitte 2015 zu einem drastischen Verfall: Im Jahresdurchschnitt sind die Preise für Superbenzin um 8,8 %, für Dieselmotortreibstoff um 13,3 % und für leichtes Heizöl wegen des niedrigeren Steueranteils sogar um 23 % gesunken. Angesichts dieser Entwicklungen dürften allein die deutschen Autofahrer um schätzungsweise 10 Mrd. Euro entlastet worden sein. Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralölzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahr 2015 im Durchschnitt um rund 15 % günstiger als 2014.

Abbildung 6

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte²⁾ und Wechselkurse von Januar 2008 bis Dezember 2015

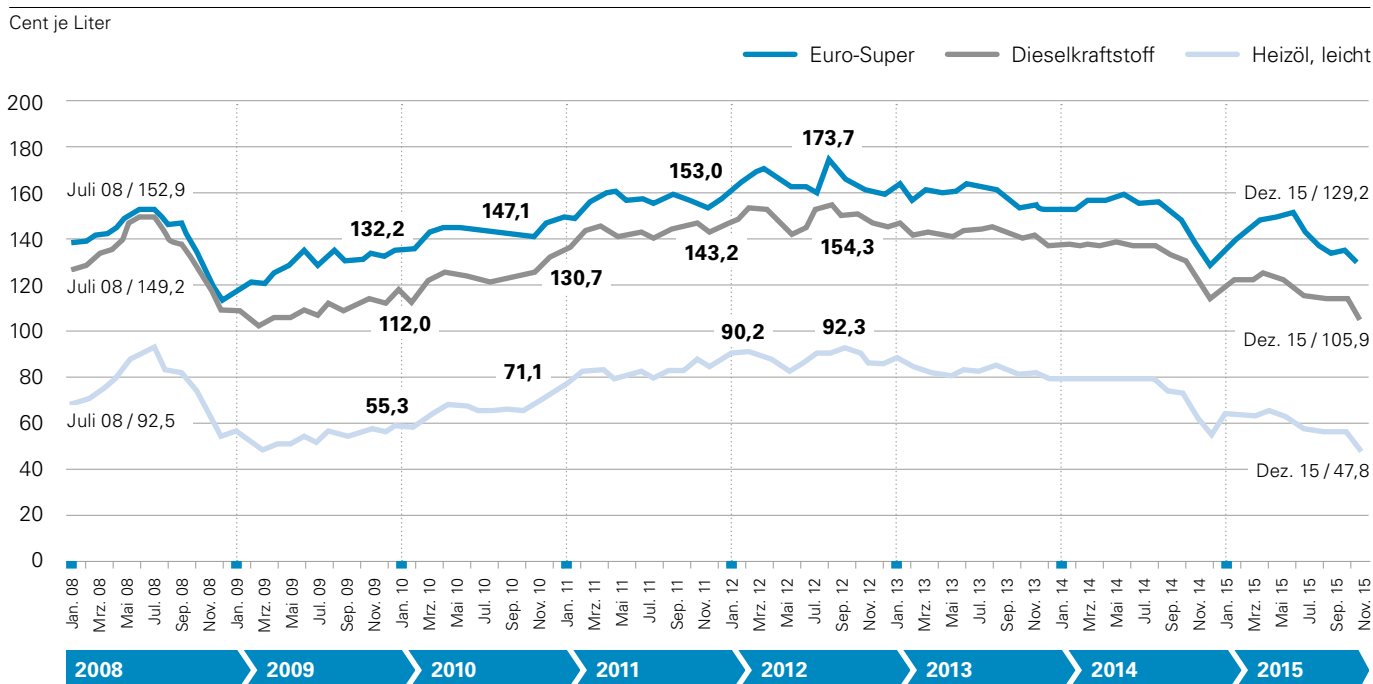


- 1) Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel
2) Ursprungswerte in Euro je Tonne

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

Abbildung 7

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2008 bis 2015



Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Statistisches Bundesamt

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2015 um 5 % auf 866 Mrd. kWh zu. Vor allem die verglichen mit 2014 niedrigeren Temperaturen während der Heizperiode führten zu einem Zuwachs beim Einsatz von Erdgas zur Wärmeerzeugung. Der Einsatz von Erdgas in den Kraft- und Heizwerken der allgemeinen Versorgung ging leicht um 1 % zurück.

2015 war mit einer Mitteltemperatur von 9,9°C gemeinsam mit den Jahren 2000 und 2007 das bisher zweitwärmste in Deutschland beobachtete Jahr – nur 2014 war bislang noch wärmer. Der Energiebedarf für Wärmeezwecke legte dennoch leicht zu, da der Jahresbeginn im Vergleich zum langjährigen Mittel zwar mild, aber kühler als im Vorjahr war.

Bei der Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren zeichnen sich für 2015 bisher folgende Entwicklungen ab (vgl. Tabelle 7):

- Im Wärmemarkt konnte nach dem starken Rückgang im Jahr 2014 wieder eine deutliche Absatzsteigerung verzeichnet werden. Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen stieg um knapp 7 %. Die Zahl der Erdgasheizungen nahm weiter zu. Insgesamt waren zum Jahresende 2015 20,3 Mio. Wohnungen oder fast die Hälfte des Wohnungsbestands mit einer Gasheizung ausgestattet. Im Neubaumarkt lag die Erdgasheizung bei einem Marktanteil von knapp 50 % – bei einem Anstieg der Bautätigkeit (zum Neubau genehmigte Wohneinheiten) um 7 % im Vergleich zu 2014.

- Die Nachfrage der Industrie nach Erdgas als Rohstoff und als Brennstoff in den Industriekraftwerken nahm nach ersten Zahlen leicht um 2 % zu.
- Der Einsatz von Erdgas in den Kraft- und Heizwerken der allgemeinen Versorgung entwickelte sich gegenläufig: Aufgrund steigender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ging die Verstromung von Erdgas zurück. In den Kraft- und Heizkraftwerken der Stromversorger wurde knapp 2 % weniger Erdgas als Brennstoff eingesetzt. Während Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen 2015 in etwa gleich viel Erdgas nutzten, ging die ungekoppelte Stromerzeugung in den Gaskraftwerken der allgemeinen Versorgung erneut um 11 % zurück. Die bereits erwähnten kühleren Temperaturen führten andererseits zu einem verstärkten Einsatz in Heizwerken. In Summe ging der Einsatz von Erdgas in der Strom- und Wärmeversorgung nur leicht um 1 % zurück. Der Einsatz von Erdgas in kleineren, dezentralen Anlagen (BHKW) und in Industriekraftwerken verzeichnete aufgrund Witterung und Zubau ein leichtes Plus. In Summe hatte Erdgas 2015 einen Anteil von 9,1 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands.

Der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch nahm verglichen mit 2014 um 0,7 Prozentpunkte zu und betrug 2015 rund 21 %.

Tabelle 7

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2014 und 2015

	Einheit	2014 ¹	2015 ¹	Veränd. in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	98,0	84	-14,7
Einfuhr	Mrd. kWh	973,6	1.101	13,1
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.071,6	1.184	10,5
Speichersaldo ²	Mrd. kWh	-5,8	7	-
Ausfuhr	Mrd. kWh	241,2	326	35,2
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mrd. kWh	824,6	866	5,0
	Petajoule (H _u)	2.679	2.812	-
	Mio. t SKE (H _u)	91,4	95,9	-

Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsländern

		2014	2015
Inländische Förderung	%	9	7
Russland	%	38	40
Norwegen	%	22	21
Niederlande	%	27	29
Großbritannien/Dänemark, sonst.	%	4	3

Struktur des Erdgasverbrauchs nach Verbraucherguppen

		2014	2015	Veränd.
Private Haushalte und Kleingewerbe	Mrd. kWh	359,3	384	7
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh	352,6	360	2
Kraft-, Heizkraft- und Heizwerke der allgemeinen Versorgung	Mrd. kWh	111,2	110	-1
Eigenverbrauch und statistische Differenzen	Mrd. kWh	1,2	1,2	-

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Minus = Einspeicherung

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Das Erdgasaufkommen in Deutschland stieg 2015 gegenüber dem Vorjahr um 11 % auf 1.184 Mrd. kWh. 7 % davon wurden im Inland gefördert, 93 % wurden importiert. Die inländische Förderung nahm um 15 % auf 84 Mrd. kWh ab. Die Erdgasimporte Deutschlands stiegen um 13 %. Wichtigstes Lieferland war Russland: Der Anteil russischen Erdgases am deutschen Aufkommen stieg von 38 % (2014) auf 40 %. Der Anteil Norwegens ging leicht von 22 % im Jahr 2014 auf 21 % im Berichtsjahr zurück, obwohl aufgrund des gestiegenen Importvolumens absolut ebenfalls ein Plus zu verzeichnen war. Der niederländische Anteil nahm um zwei Prozentpunkte zu und betrug 29 %.

Die restlichen 3 % verteilten sich auf sonstige Lieferländer, wie z. B. Dänemark (2014: 4 %). Insgesamt stammten knapp 60 % des Erdgasaufkommens in Deutschland aus Westeuropa. Die Erdgasexporte Deutschlands nahmen mit einem Plus von knapp 35 % deutlich zu.

Per Saldo wurden 2015 den Speichern rund 7 Mrd. kWh Erdgas entnommen. Im Vorjahr waren per Saldo 6 Mrd. kWh eingespeichert worden.

Ersten Zahlen zufolge wurden im Berichtsjahr 8,4 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das

deutsche Erdgasnetz eingespeist. 2014 waren es 7,5 Mrd. kWh. Entsprechend dem Bilanzierungsschema der AG Energiebilanzen werden diese Mengen sowohl auf der Aufkommens- als auch auf der Verbrauchsseite unter erneuerbaren Energien und nicht unter Erdgas erfasst.

Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europäischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An den virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und somit auch deutschen Markt. Mit zunehmender Bedeutung des kurzfristigen Handels an den Spotmärkten und anderen Handelsplätzen gibt es seit 2010 einen Preis-Spread zwischen den Grenzübergangswerten für Rohöl und Erdgas, der in der Abbildung 8 gut erkennbar ist.

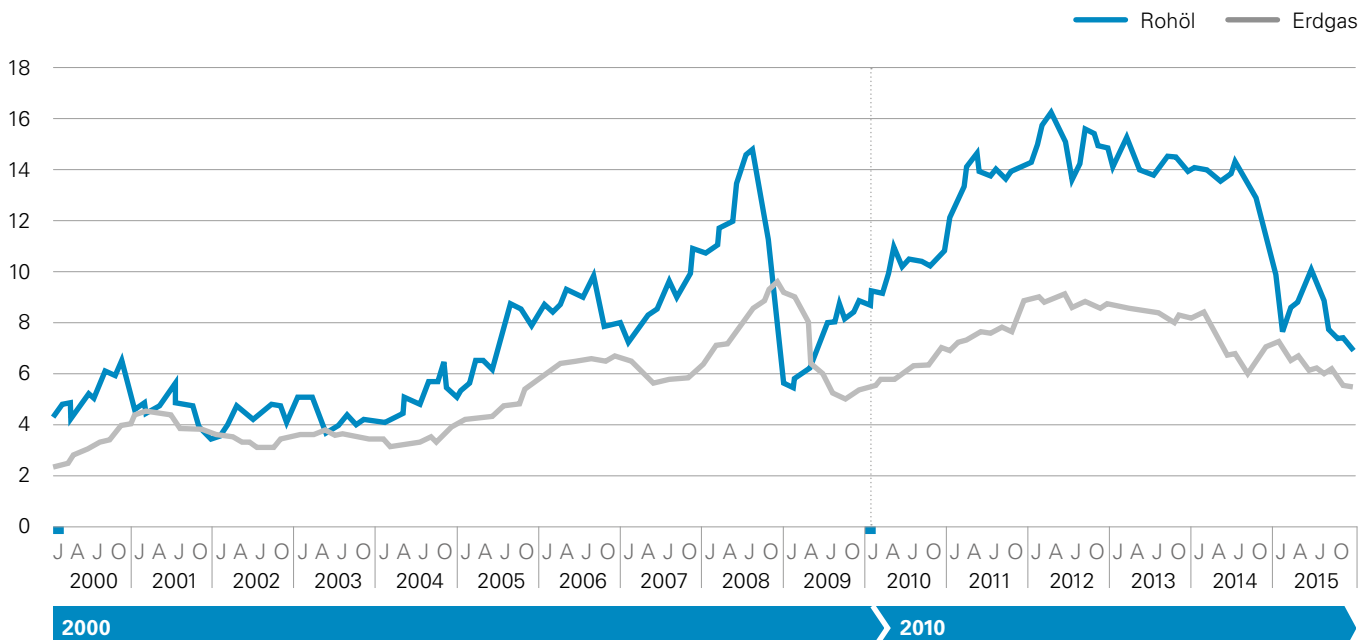
Mit dem starken Ölpreisverfall seit Ende 2014 näherten sich die Preise jedoch wieder an. Die Entwicklung der Ölpreise spielt heute aber für die Entwicklung der Gasbeschaffungskosten keine Rolle mehr.

Nach ihrem bisherigen Höchststand Ende 2008 gingen die Importpreise für Erdgas bis zum August 2009 zunächst kräftig zurück und nahmen nach ihrem Tiefpunkt im Juli 2009 fast durchgängig bis Ende 2012 wieder zu. Im Vergleich zu 2012 kam es im Jahr 2013 zu einer Preissenkung, die sich 2014 fortsetzte: Im Jahresmittel fielen die Erdgasimportpreise im Jahr 2014 insgesamt um fast 15 % gegenüber dem Vorjahr. Bei diesem Trend blieb es auch 2015, die Erdgasimportpreise sanken im Jahr 2015 um 14,1 %. Im Dezember betrug der Grenzpreis 4.892 €/TJ bzw. 1,7611 ct/kWh.

Abbildung 8

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2000 bis 2015

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Die Entwicklung der Importpreise wirkt sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus (Abbildung 9). Infolge unterschiedlicher Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen kommt es zu differenzierten Preisentwicklungen. Zudem fallen die relativen Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus höher aus. Parallel zu den Erdgasimportpreisen sank das Preisniveau für Erdgas an der Börse um 10,0 %. Die Abgabepreise an Kraftwerke gingen um 4,0 % zurück. Für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) sanken die Preise um 5,7 % gegenüber dem Vorjahr, kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) bezahlten 9,3 % weniger. Die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und private Haushalte sanken um 1,8 % bzw. 1,0 %.

Die differenzierten Preisentwicklungen bei verschiedenen Kundengruppen sind aber hauptsächlich eine Folge unterschiedlich langer Vertragslaufzeiten. Bei längeren Vertragslaufzeiten werden schon zu Beginn der Vertragslaufzeit Gasmengen am Terminmarkt im Voraus beschafft, um die Lieferverpflichtung über die Laufzeit

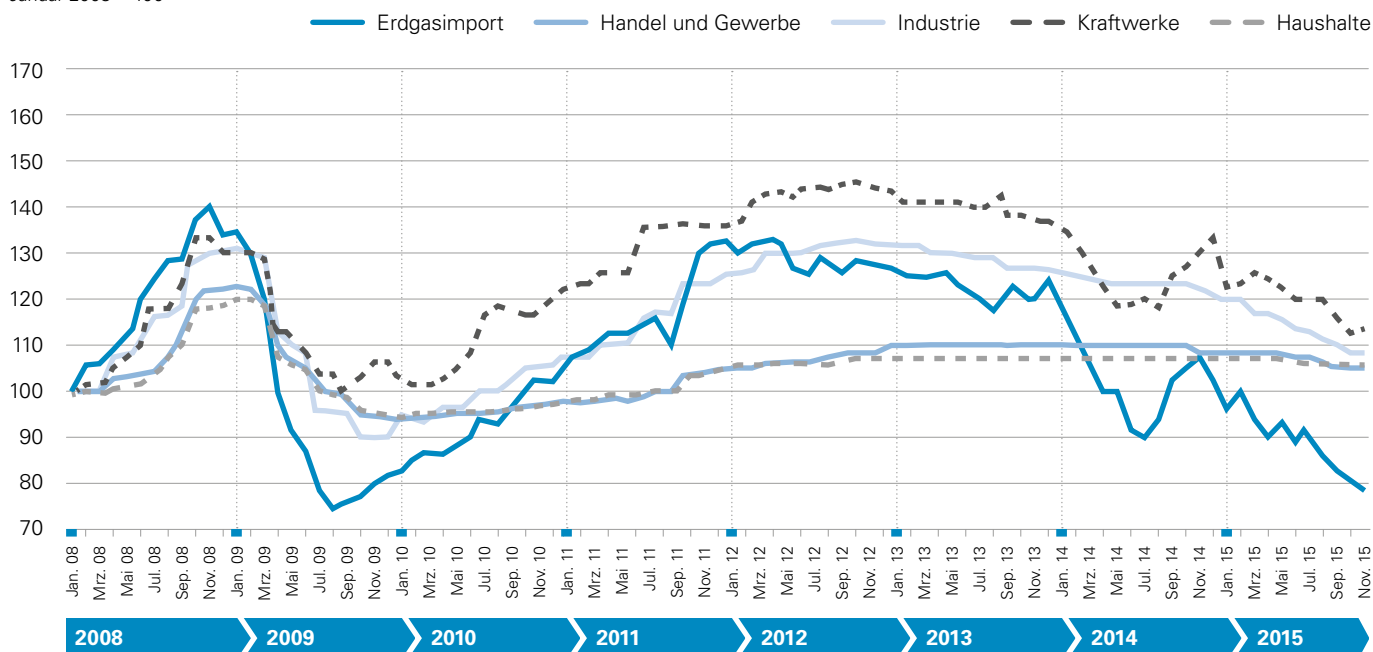
zu erfüllen (sogenannte „back-to-back-Beschaffung“). In der Regel sind die Beschaffungszeiträume, aber auch die Vertragslaufzeiten für große Verbraucher kürzer, für Haushaltskunden und Kleingewerbe länger. Eine längere Vertragslaufzeit bedeutet in der Praxis, dass kurzfristige Schwankungen der Einkaufspreise geglättet und damit bei sinkenden Marktpreisen verzögert auf die Endkundenpreise wirken. Dies gilt im umgekehrten Fall aber auch für steigende Einkaufspreise, die ebenfalls in geringerem Umfang und verzögert auf den Endkundenpreis wirken.

Die unterschiedliche Entwicklung von Börsen- und Vertriebspreisen für verschiedene Kundengruppen hängt mit der Zusammensetzung der Endkundenpreise und unterschiedlich langen Vertragslaufzeiten zusammen. Die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt bilden nur einen Teil des Endkundenpreises ab. Hinzu kommen Netzentgelte für die Finanzierung der Netzinfrastruktur sowie Steuern und Abgaben, die nur gering schwanken, d. h. die Preisentwicklung an der Börse wirkt sich schwächer auf die Veränderung der Endkundenpreise aus.

Abbildung 9

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2008 bis 2015

Januar 2008 = 100



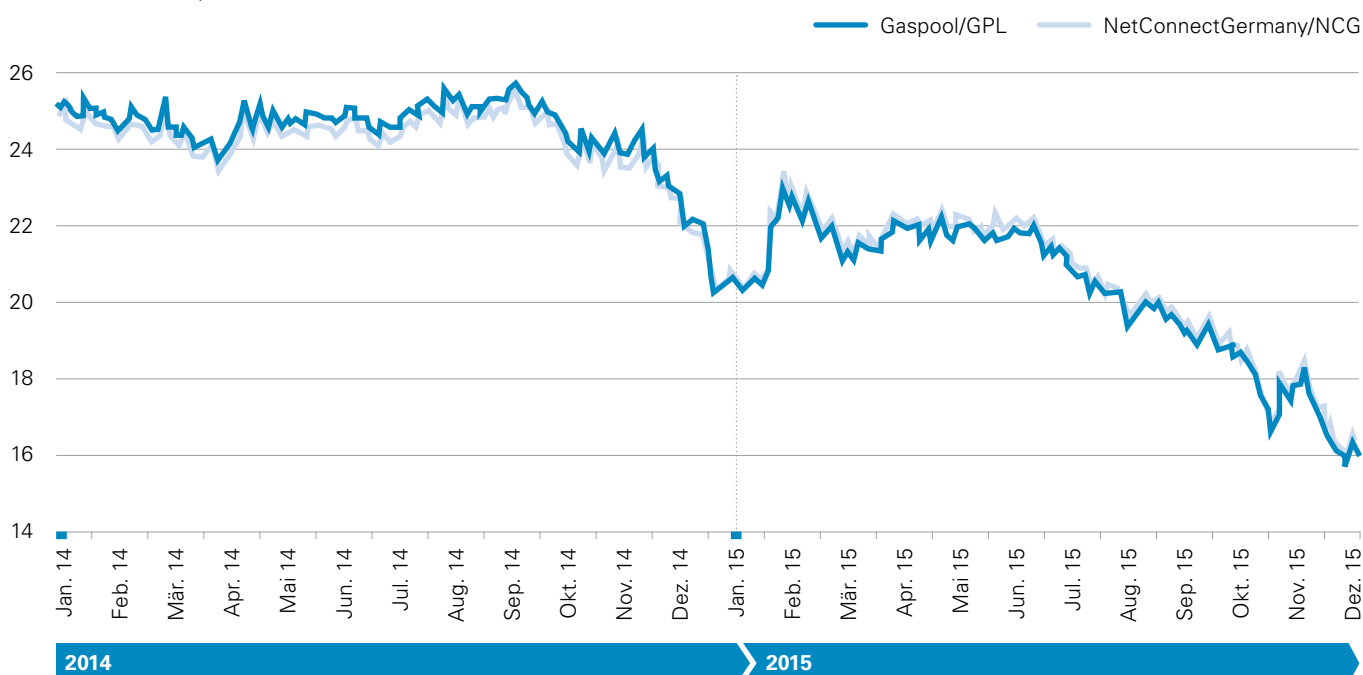
Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Statistisches Bundesamt

Interessant ist noch ein Blick auf die Preiserwartungen, die sich in den Futures an der Börse herausgebildet haben. Folgt man Abbildung 10, so ist ein recht eindeutiger Trend zu erkennen: Für den Lieferzeitraum Januar 2017 werden seit Anfang 2015 erheblich fallende Gaspreise notiert, die sich zuletzt (Dezember 2015) auf einem Niveau von etwa 16 €/MWh bewegten.

Abbildung 10

Natural-Gas-Year-Future an der EEX 2014 und 2015 für Lieferzeit Januar 2017

Settlement Price in Euro/MWh



Quelle: EEX

Steinkohle

Der Steinkohlenverbrauch in Deutschland ging im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr insgesamt nur leicht zurück. Nach vorläufiger Schätzung war es ein Rückgang um 0,7 % auf 57,7 Mio. t SKE (1.691 PJ). Damit liegt die Steinkohle nach dem Mineralöl und dem Erdgas mit einem Anteil von 12,7 % weiter auf dem dritten Rang im Mix des inländischen Primärenergieverbrauchs. Der in Deutschland seit Jahren und in der Perspektive tendenziell eher rückläufige Steinkohlenverbrauch wurde dabei gestützt von weiter sehr niedrigen internationalen Marktpreisen für Steinkohle, einer insgesamt gestiegenen inländischen Stromerzeugung und einer noch stabilen Stahlkonjunktur.

Das Aufkommen an Steinkohle (Inlandsförderung und statistisch erfasste Importe) nahm 2015 im Vorjahresvergleich in der Summe um 3,3 % ab; gleichzeitig wurden aber auch Lagerbestände abgebaut. Die insgesamt erfassten Steinkohlenimporte (einschl. Koks) verringerten sich um knapp 1 % von 50,2 Mio. t SKE im Jahr 2014 auf 49,7 Mio. t SKE im Berichtsjahr. Die inländische Steinkohlenförderung sank auf niedrigerem Niveau um knapp 18 % auf 6,4 Mio. t SKE. Ausschlaggebend für den Rückgang der Inlandsförderung war der Auslaufbetrieb des Bergwerks Auguste Victoria in Marl, eines der drei bis zum vergangenen Jahr noch verbliebenen aktiven Steinkohlenbergwerke in Deutschland. Dieses traditionsreiche Bergwerk wurde nach 115 Jahren Betriebsdauer zum Jahreswechsel 2015/2016 planmäßig stillgelegt.

Durch den überproportionalen Rückgang der Inlandsförderung nahm der schon seit etlichen Jahren dominierende Beitrag der Steinkohlenimporte an der Versorgung des deutschen Steinkohlenmarktes weiter zu und erreichte 2015 einen Anteil von 89 %. Somit wurden 2015 nur noch 11 % aus inländischer Produktion gedeckt, also lediglich ein gutes Zehntel. Dies ist die zwingende Folge des planmäßigen Anpassungs- und Auslaufprozesses des heimischen Steinkohlenbergbaus gemäß den kohlepolitischen Vorgaben für die sozialverträgliche Beendigung der subventionierten Steinkohlenförderung in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2018. Anfang 2016 sind in Deutschland nur noch zwei Steinkohlenbergwerke in Betrieb: das Bergwerk Prosper Haniel in Bottrop als letzte Zeche im Ruhrrevier, und das Bergwerk

Ibbenbüren. Beide gehören zum RAG-Konzern, der sich unterdessen weiter systematisch auf die Nachbergbauzeit ab 2019 vorbereitet, u.a. durch die Nutzbarmachung von Bergbau-Infrastruktur für erneuerbare Energien.

Wie groß der dann künftig zu 100 % aus Importen zu bedienende deutsche Steinkohlenmarkt sein wird, ist angesichts der zunehmend problematischen Rahmenbedingungen vor allem für die Verstromung von Steinkohle heute noch fraglich. Im Jahr 2015 entfielen jedenfalls wie in den Vorjahren gut zwei Drittel des Steinkohlenverbrauchs auf Kraftwerkskohlen. Der Einsatz von Steinkohle im Bereich der Stromerzeugung (einschließlich KWK) ging trotz des politisch forcierten weiteren Vormarsches des Stroms aus regenerativen Energiequellen bei insgesamt gestiegener inländischer Stromerzeugung in diesem Jahr nur leicht zurück, und zwar um 0,3 %. Dabei blieb der Preisvorteil der Steinkohle speziell gegenüber dem Einsatz von Erdgas im Kraftwerkssektor infolge weiter gesunkener Brennstoffpreise und recht moderater Preise für CO₂-Zertifikate beträchtlich. Die Steinkohle nahm 2015 mit einem Anteil von gut 18 % auch im Mix der Energieträger der Stromerzeugung wie bisher den dritten Platz ein (hier nach den erneuerbaren Energien und der Braunkohle).

Die Koks- und Koks nachfrage der deutschen Stahlindustrie blieb 2015 im Vergleich zum Vorjahr unverändert bei 17,5 Mio. t SKE. Damit entfielen auf diesen Sektor erneut gut 30 % des Steinkohlenverbrauchs in Deutschland. Im Sektor Wärmemarkt, der etwa 3 % des Steinkohlenverbrauchs in Deutschland ausmacht und in dem Steinkohle heutzutage nur noch gewisse Nischenfunktionen erfüllt (Hausbrand und Kleingewerbebedarf, Fernheizwerke, Gießereikoks), verringerte sich der Verbrauch 2015 um rd. 7 % auf 1,3 Mio. t SKE (Tabelle 8).

Bei der Herkunft der Importlieferungen für den deutschen Steinkohlenmarkt hat Russland auch 2015 seine Spitzenstellung als wichtigstes Lieferland nicht nur gehalten, sondern sogar weiter ausgebaut. Infolgedessen wurde allein aus Russland 2015 gut doppelt so viel Steinkohle für den deutschen Markt geliefert wie aus heimischer Produktion. Mit deutlichem Abstand folgten 2015 im Ranking der wichtigsten Lieferländer die USA mit allerdings rückläufigen Mengen und die wieder

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2014 und 2015

		2014 ¹⁾	2015 ¹⁾	Veränderung
Einheit		in %		
Primärenergieverbrauch	Mio. t SKE	58,1	57,7	-0,7
Kraft- und Heizkraftwerke	Mio. t SKE	39,2	38,9	-0,3
Stahlindustrie	Mio. t SKE	17,5	17,5	0,0
Wärmemarkt	Mio. t SKE	1,4	1,3	-7,1
Einfuhr von Steinkohle und Koks ²⁾	Mio. t SKE	50,2	49,7	-1,0
Steinkohlenförderung	Mio. t SKE	7,8	6,4	-17,9

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Koks in Kohle umgerechnet

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Gesamtverband Steinkohle e.V.; Verein der Kohlenimporteure e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

gestiegenen Importe aus Kolumbien. Zugelegt haben 2015 auch die Lieferungen aus Australien (vorwiegend Koks kohlen), während die aus Polen (zu einem guten Viertel Koks) und noch wesentlich stärker die Importe aus Südafrika zurückgegangen sind.

Das seit über einem Jahrzehnt stetige Wachstum der weltweiten Förderung von Steinkohle (Kokskohle und Kesselkohle) ist 2015 voraussichtlich nicht nur zum Stillstand gekommen, sondern erstmals rückläufig. Sie dürfte bei etwa 7 Mrd. t liegen. Insbesondere China hat 2015 seine Förderung um etwa 110 Mio. t gedrosselt und weitere Importmengen Kürzungen

Tabelle 9

Deutsche Steinkohleneinfuhren nach Lieferländern 2014 und 2015

(Januar bis November, inkl. Koks, ohne nicht ermittelbare Länder)

	2014	2015	2014	2015	Veränderung
	in Mio. t		Anteile in %		in %
Russland	12,3	13,8	27,6	32,2	12,2
USA	7,9	7,3	17,8	17,0	-7,6
Kolumbien	5,4	6,6	12,1	15,4	22,2
Australien	5,3	5,7	11,9	13,3	7,5
Polen	5,1	4,2	11,5	9,7	-17,6
Südafrika	5,4	2,4	12,1	5,5	-55,6
Kanada	1,3	1,2	2,9	2,8	-7,7
Sonstige Drittländer	1,0	1,2	2,3	2,7	20,0
Übrige EU-Länder	0,7	0,5	1,6	1,4	-28,6
Gesamteinfuhren	44,5	42,8	100,0	100,0	-3,8

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Statistisches Bundesamt

angekündigt. In den USA ist die Förderung um 70 Mio. t zurückgegangen.

Die Weltmarktpreise für Steinkohle befinden sich weiterhin auf Talfahrt. Die Preise für Kesselkohle erreichten im Februar 2015 mit etwas über 63 US\$/t cif ARA ihren Jahreshöhepunkt, im Dezember wurde mit knapp unter 50 US\$/t der Tiefpunkt des Jahres 2015 erreicht. Mitte Dezember 2014 kostete die Tonne Kesselkohle noch 72 US\$/t. In US-Dollar liegt der Preis im Dezember 2015 also ca. 30 % unter dem Vorjahreswert (zur Entwicklung der Weltmarktpreise von Kesselkohle und im Vergleich dazu Rohöl vgl. Abbildung 11).

Ein erneut schwächerer Euro gegenüber dem US-Dollar kompensiert einen erheblichen Teil des Preisrückgangs für Kesselkohle und führt so für die Verbraucher in der Eurozone zu währungsbedingten Preisnachteilen. So lag der durchschnittliche Preis für Kesselkohle frei deutsche Grenze (BAFA-Preis) im 3. Quartal 2015 zwar mit 66,10 €/t SKE oder 56,65 €/t unter dem Tiefpunkt des dritten Quartals 2009. Dennoch beträgt der Rückgang gegenüber 71,21 €/t SKE oder 61,04 €/t im 3. Quartal des Vorjahres „nur“ rund 4-5 Euro oder 7 % (zu den Grenzübergangswerten der fossilen Energieträgerimporte vgl. Abbildung 12).

Die Entwicklung der Preise für Kokssteinkohle zeigt ein ähnliches Bild. Notierten diese 2014 noch zwischen 100 und 150 US\$/t, sanken die Preise sowohl nachfragebedingt als auch aufgrund einer fortgesetzten Ausweitung der weltweiten Förderung 2015 weiter, und zwar um über 20 % von 117 US\$/t auf unter 90 US\$/t Ende 2015. Obwohl einige Gruben bereits geschlossen oder vorübergehend stillgelegt wurden und andere Unternehmen die Förderung drosselten, scheint das Angebot die Nachfrage immer noch deutlich zu übersteigen.

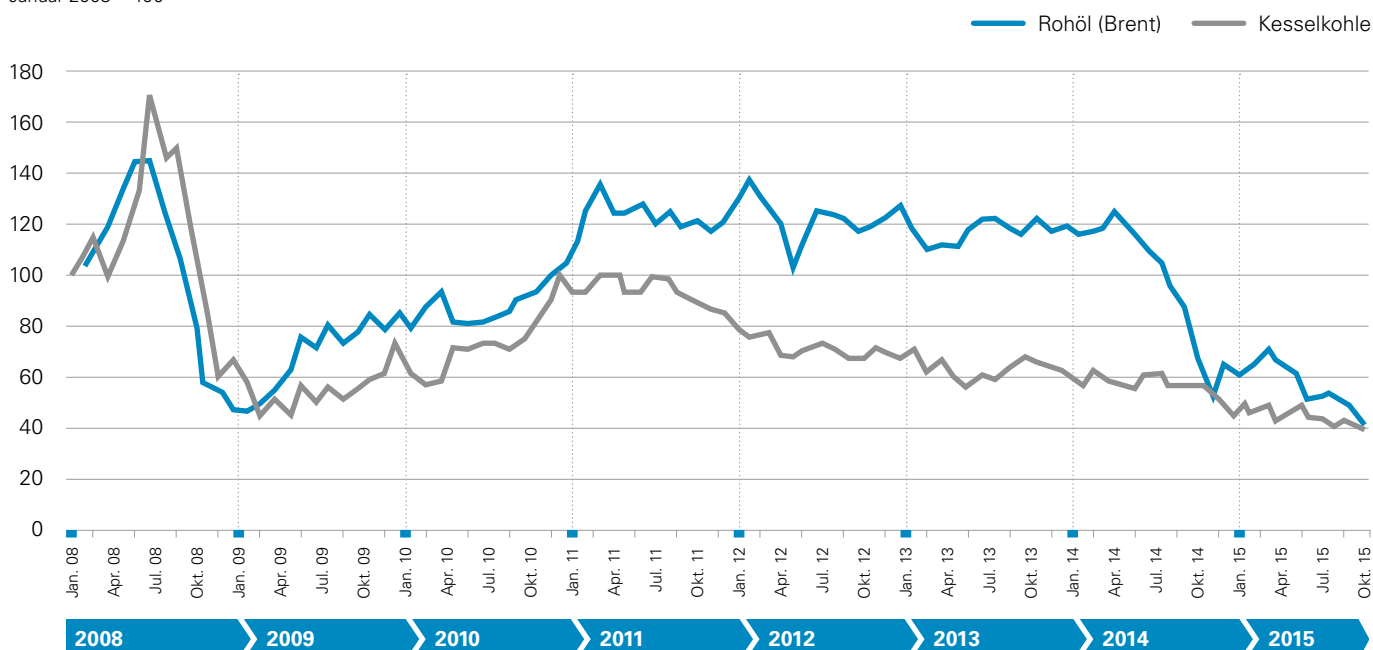
Die Frachtraten bewegten sich 2015 in einer Bandbreite von 3 bis 8 US\$/t für Capesize-Schiffe auf der Benchmark-Route Richards Bay – Rotterdam. Im August zeigten sich die Frachtraten kurzfristig fester, fielen aber bis Ende vergangenen Jahres wieder auf unter 5 US\$/t. Offenbar ist dieser Markt fundamental von Überkapazitäten geprägt. Die geringeren Importe Chinas sowohl von brasilianischem Eisenerz als auch von Kessel- und Kokssteinkohle machen sich hier ebenfalls preisdrückend bemerkbar.

Ein Blick auf die an der Börse (EEX) gehandelten Futures für die Lieferperiode Januar 2017 zeigt eine durchweg fallende Tendenz von etwa 90 US\$/t Anfang 2014 auf Werte nahe 40 US\$/t Ende 2015 (Abbildung 13).

Abbildung 11

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) und Kesselkohle 2008 bis 2015

Januar 2008 = 100

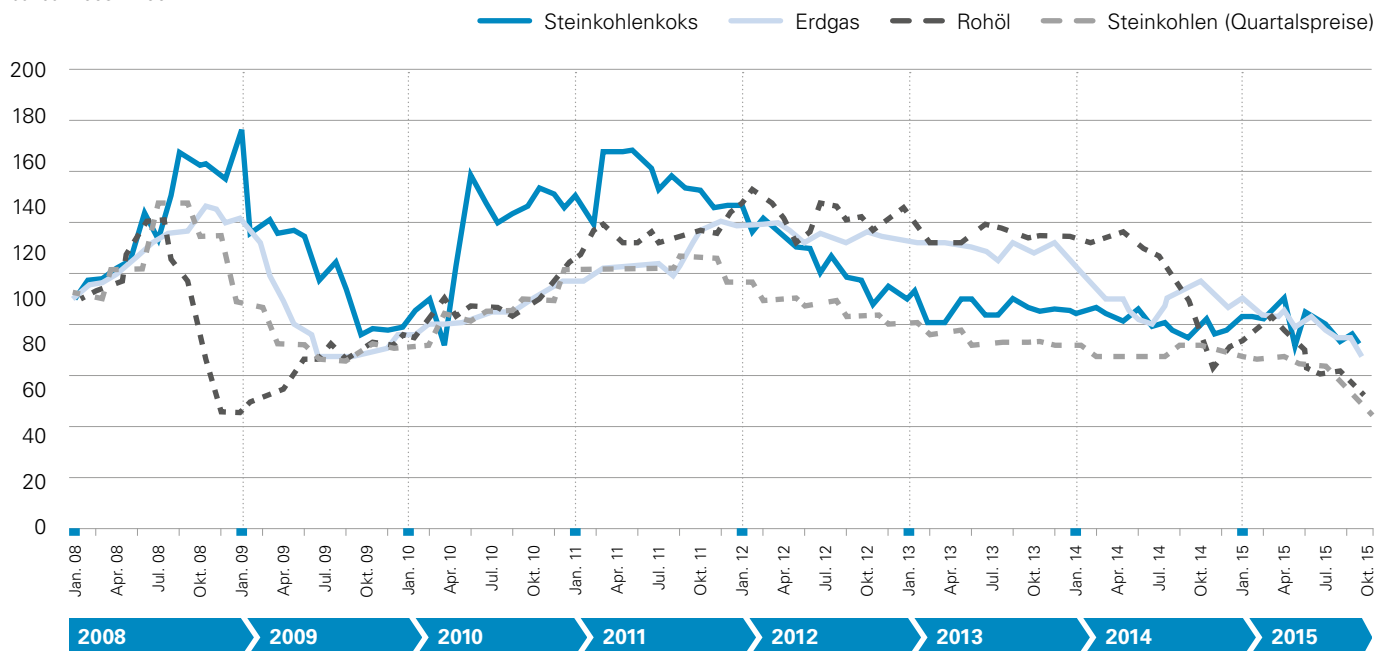


Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V. (Mc Closkey's Coal Report); Mineralölwirtschaftsverband

Abbildung 12

Entwicklung von Energieimportpreisen von 2008 bis 2015

Januar 2008 = 100

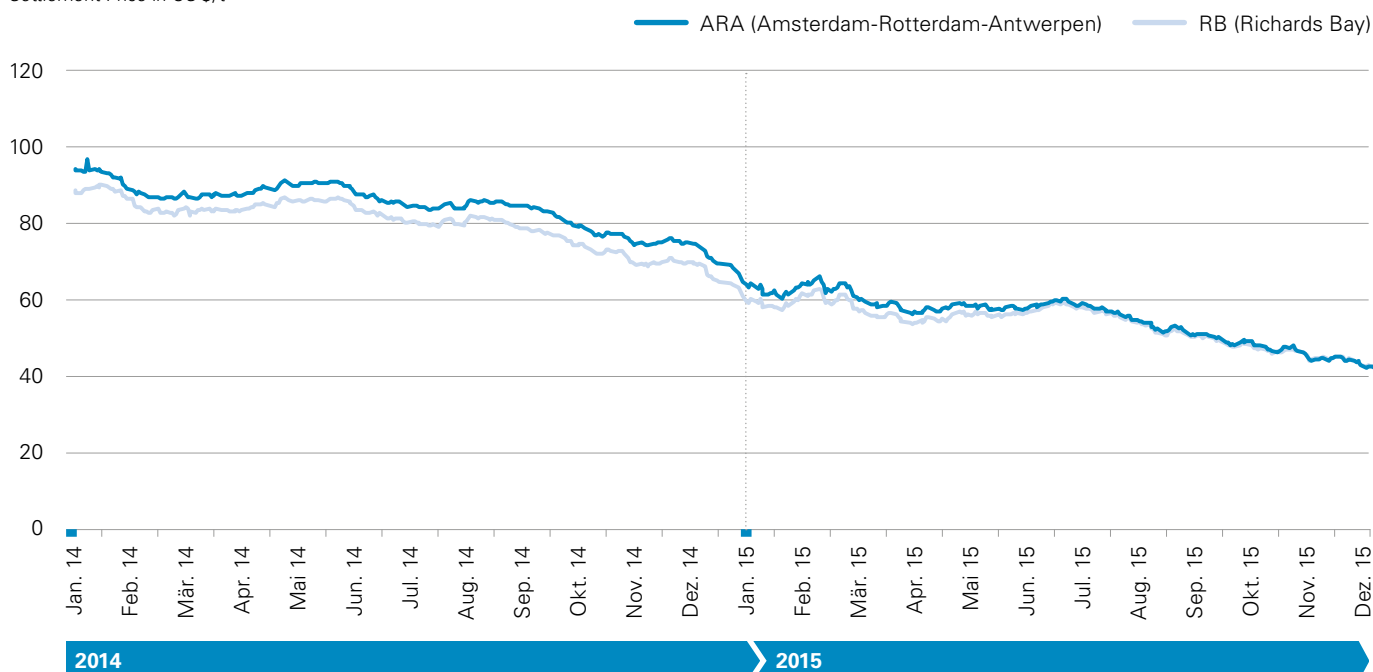


Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V.; McCloskey's Coal Report; BAFA

Abbildung 13

Kohle-Futures an der EEX 2014 und 2015 für die Lieferperiode Januar 2017

Settlement Price in US\$/t



Quelle: EEX

Braunkohle

Die Braunkohlenförderung erreichte im Jahr 2015 mit 178,1 Mio. t nahezu das Vorjahresergebnis, auch wenn die Entwicklung in den einzelnen Revieren unterschiedlich war: In Mitteldeutschland

(- 9,6 %) und im Helmstedter Revier (- 18,6 %) ging die Kohlegewinnung zurück. Im Rheinland (+ 1,7 %) und in der Lausitz (+ 1,0 %) lag sie dagegen über dem Vorjahresergebnis. Diese Veränderungen entsprechen

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2014 und 2015

		2014	2015 ¹⁾	Veränderung
Einheit		in %		
Rohbraunkohlenförderung im Inland nach Revieren				
Rheinland	Mio. t	93,6	95,2	1,7
Lausitz	Mio. t	61,8	62,5	1,0
Mitteldeutschland	Mio. t	20,9	18,9	-9,6
Helmstedt	Mio. t	1,8	1,5	-18,6
Braunkohlenförderung insgesamt	Mio. t	178,2	178,1	-0,1
	Mio. t SKE	55,2	54,9	-0,6
	PJ	1.617	1.608,0	-0,6
Verwendung inländischer Braunkohle				
Absatz insgesamt	Mio. t	160,9	160,9	0,0
an Kraftwerke der allg. Versorgung	Mio. t	159,0	159,3	0,2
an sonstige Abnehmer	Mio. t	1,9	1,6	-15,0
Einsatz zur Veredlung	Mio. t	15,0	14,9	-1,1
Einsatz in KW des Braunkohlenbergbaus	Mio. t	2,1	2,0	-5,4
Veredlungsprodukte aus inländischer Förderung insgesamt	1.000 t	6.708	6.657	-0,8
Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	72	46	-36,1
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	1.543	1.395	-9,6
Außenhandelsaldo	1.000 t SKE	-1.471	-1.349	-
Primärenergieverbrauch von Braunkohle	Mio. t SKE	53,6	53,5	-0,3
	PJ	1.572	1.567	-0,3
Stromerzeugung aus Braunkohle ¹⁾				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	152,4	151,7	-0,5
Industrie-Kraftwerke	Mrd. kWh	3,4	3,3	-2,2
Insgesamt	Mrd. kWh	155,8	155,0	-0,5

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.
 Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.

weitgehend der jeweiligen Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (159,3 Mio. t; + 0,2 %), an die knapp 90 % der Förderung gehen (Tabelle 10).

Der Heizwert der geförderten Kohlen war im Durchschnitt insgesamt etwas niedriger als im Vorjahr, der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag daher mit 54,9 Mio. t SKE (1.617 PJ) um 0,6 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung liegt weiter bei etwa 40 %. Sie bleibt damit ein wichtiger heimischer Energieträger.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle erreichte mit 155 Mrd. kWh fast die Erzeugung des Vorjahres (- 0,5 %). Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist auf 23,8 % (Vorjahr 24,8 %) gesunken.

Nahezu jede vierte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland verbraucht wird, stammt damit aus Braunkohle.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle ist insgesamt um fast 1 % auf rund 6,7 Mio. t zurückgegangen. Zuwächse waren bei Wirbelschichtkohle (+ 10 %) zu verzeichnen. Dagegen blieben Briketterzeugung (- 4 %) und Koksproduktion (- 3 %) unter dem Vorjahresergebnis. Die Herstellung von Staub war etwa so hoch wie im Vorjahr (- 0,4 %). Mit 53,5 Mio. t SKE (1.572 PJ) war der Primärenergieverbrauch Braunkohle fast so hoch wie im Vorjahr (- 0,3 %), damit deckte sie nahezu 12 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2015 mit 3,0 Mio. t SKE insgesamt etwa 1 % weniger Braunkohle und Braunkohlenprodukte als im Jahr zuvor. In der Industrie und bei den privaten Haushalten blieb der Braunkohleneinsatz knapp unter dem Vorjahresniveau (Tabelle 11).

Tabelle 11

Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2014 und 2015

In 1.000 t SKE

	2014	2015 ¹⁾	Veränderung in %
Gewinnung Inland	55.188	54.921	-0,5
+ Einfuhr	72	47	-0,5
= Aufkommen	55.260	54.968	-34,7
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-80	-66	-
- Ausfuhr	1.542	1.397	-9,4
= Primärenergieverbrauch	53.638	53.505	-0,2
- Einsatz in Kraftwerken	49.845	49.756	-0,2
- Sonst. Umwandlungseinsatz	4.870	4.841	-0,6
+ Umwandlungsausstoß	4.881	4.864	-0,6
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	766	771	-0,3
= Endenergieverbrauch	3.038	3.001	-1,2
Industrie	2.550	2.521	-1,1
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	488	480	-1,6

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.

Elektrizitätswirtschaft

Im Jahr 2015 wurden in Deutschland brutto 651,8 Mrd. kWh Strom erzeugt. Im Vergleich zum Vorjahr nahm die Stromerzeugung damit um 24,0 Mrd. kWh – das entspricht 3,8 % – zu. Der Zuwachs war allein auf die erneuerbaren Energien (bis auf die Wasserkraft) zurückzuführen; die konventionellen und nuklearen Energieträger hatten allesamt Rückgänge zu verzeichnen. Der Stromverbrauch stieg nach bisherigen Zahlen etwas weniger, und zwar um 1,3 % auf 600,0 Mrd. kWh (Tabelle 12).

Die Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke belief sich 2015 auf 155,0 Mrd. kWh. Das entspricht einem Rückgang von 0,5 % im Vergleich zum Vorjahreswert. Am Jahresende war nach vorläufigen Berechnungen eine Netto-Leistung von rund 21.200 MW installiert. Der Beitrag der Braunkohlekraftwerke zur Bruttostromerzeugung betrug 23,8 %. Braunkohle war somit im vergangenen Jahr nach der Gruppe der erneuerbaren Energien der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2015 ebenfalls weniger Strom als im vorangegangenen Jahr. Sie produzierten 118,0 Mrd. kWh; das entspricht ebenfalls einem Rückgang von 0,5 % im Vorjahresvergleich. Im Berichtsjahr gingen drei neue Blöcke ans Netz, gleichzeitig wurden drei Blöcke stillgelegt, so dass am Jahresende rund 28.200 MW Leistung (netto) installiert waren. Der Anteil der Steinkohle am Energieträgermix der deutschen Stromversorgung betrug 18,1 %.

Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Berichtsjahr 91,8 Mrd. kWh Strom; das entspricht einem Anteil von 14,1 % an der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Nach der Außerbetriebnahme des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld im Juni 2015 im Zuge des Kernenergie-Ausstiegs nahm die installierte Leistung (netto) von 12.068 MW auf 10.799 MW ab.

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraftwerken der Stromversorgung ging um knapp 2 % zurück; er befindet sich seit 2008 in einem kontinuierlichen Rückgang. Während es beim Einsatz in KWK-Prozessen aufgrund der Witterung ein leichtes Plus von 1,5 % gab, war die ungekoppelte Verstromung

von Erdgas in ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzten Anlagen auch 2015 mit 21 % weiterhin deutlich rückläufig. Ursache war im Wesentlichen die gestiegene Stromproduktion der Regenerativanlagen. Der Einsatz von Erdgas in kleineren, dezentralen Anlagen (BHKW) und in Industriekraftwerken verzeichnete ein leichtes Plus. In Summe hatte Erdgas 2015 einen Anteil von 9,1 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands.

2015 wurde aus erneuerbaren Energien 20,5 % mehr Strom erzeugt als im Jahr zuvor. Den größten Zuwachs konnte die Stromerzeugung aus Windenergie verzeichnen. Mit 79,3 Mrd. kWh erzeugten die Windkraftanlagen an Land 23,4 Mrd. kWh Strom mehr als im Vorjahr. Das entspricht einem Anstieg um fast 42%. Die Offshore-Anlagen lieferten 8,7 Mrd. kWh, das waren 7,3 Mrd. kWh mehr als 2014. Insgesamt war 2015 ein im langjährigen Vergleich überdurchschnittlich starkes Windjahr. Für die Rekordstromerzeugung aus Windenergie war somit nicht allein der weitere Ausbau verantwortlich, sondern das sehr gute Winddargebot maßgeblich. In drei Monaten wurden jeweils mehr als 10 Mrd. kWh aus Wind erzeugt (Januar, November, Dezember), eine Marke, die bislang nicht überschritten wurde. In elf der zwölf Monate wurde mehr Windstrom erzeugt als im jeweiligen Vorjahresmonat, alleine auf die Onshore-Windkraft bezogen war dies in zehn Monaten der Fall. Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg 2015 onshore 3.536 MW, offshore wurden nach vorläufigen Abschätzungen mehr als 2.000 MW neu ans Netz angeschlossen. Damit beträgt die gesamte installierte Windleistung in Deutschland nunmehr rund 45.000 MW.

Photovoltaikanlagen lieferten 2015 38,4 Mrd. kWh Strom. Diese Strommenge beinhaltet nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern auch den Selbstverbrauch – unabhängig davon, ob dieser EEG-vergütet wurde oder nicht. Verglichen mit 2014 waren das 2,4 Mrd. kWh mehr. Der Beitrag der Solarenergie zum deutschen Strommix betrug 5,9 %. Im Jahr 2015 wurden nach vorläufigen Abschätzungen rund 1.500 MW_p Photovoltaik-Leistung zugebaut, am Jahresende waren damit etwa 40.000 MW_p installiert.

Tabelle 12

Bruttostromerzeugung, Stromaustausch und Bruttostromverbrauch in Deutschland 1990 bis 2015 nach Energieträgern

	1990	1995	2000	2005	2010	2014 ¹⁾	2015 ¹⁾	2014 bis 2015	1990 bis 2000	2000 bis 2015	1990 bis 2015	
	in Mrd. kWh							Jahresdurchschnittliche Veränderung in %				
Braunkohle	170,9	142,6	148,3	154,1	145,9	155,8	155,0	-0,5	-1,4	0,3	-0,4	
Kernenergie	152,5	154,1	169,6	163,0	140,6	97,1	91,8	-5,5	1,1	-4,0	-2,0	
Steinkohle	140,8	147,1	143,1	134,1	117,0	118,6	118,0	-0,5	0,2	-1,3	-0,7	
Erdgas	35,9	41,1	49,2	72,7	89,3	61,1	59,6	-2,5	3,2	1,3	2,0	
Mineralöl	10,8	9,1	5,9	12,0	8,7	5,7	5,4	-4,6	-5,9	-0,6	-2,7	
Erneuerbare	19,7	25,1	37,9	62,5	104,8	162,5	195,9	20,5	6,8	11,6	9,6	
Sonstige	19,3	17,7	22,6	24,1	26,8	27,0	26,1	-3,2	1,6	1,0	1,2	
Bruttostromerzeugung	549,9	536,8	576,6	622,6	633,1	627,8	651,8	3,8	0,5	0,8	0,7	
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	39,7	45,1	53,4	42,2	38,9	33,5	-13,9	3,5	-2,0	0,2	
Stromflüsse in das Ausland	31,1	34,9	42,1	61,9	59,9	74,5	85,2	14,5	3,1	4,8	4,1	
Stromaustauschsaldo Ausland	0,8	4,8	3,1	-8,5	-17,7	-35,6	-51,8	45,5	14,3	-220,8	-218,2	
Bruttostromverbrauch	550,7	541,6	579,6	614,1	615,4	592,2	600,0	1,3	0,5	0,2	0,3	
Struktur der Bruttostromerzeugung in %												
Braunkohle	31,1	26,6	25,7	24,7	23,0	24,8	23,8					
Kernenergie	27,7	28,7	29,4	26,2	22,2	15,5	14,1					
Steinkohle	25,6	27,4	24,8	21,5	18,5	18,9	18,1					
Erdgas	6,5	7,7	8,5	11,7	14,1	9,7	9,1					
Mineralöl	2,0	1,7	1,0	1,9	1,4	0,9	0,8					
Erneuerbare	3,6	4,7	6,6	10,0	16,6	25,9	30,1					
Sonstige	3,5	3,3	3,9	3,9	4,2	4,3	4,0					
Bruttostromerzeugung	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0					

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; AG Energiebilanzen e.V.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse wurden im Berichtsjahr 44,2 Mrd. kWh Strom gewonnen. Das entsprach einem Anstieg von gut 2 % im Vorjahresvergleich. Der Beitrag der Biomasse verstromenden Kraftwerke zur Stromerzeugung betrug 6,8 %. Zusätzlich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden im Jahr 2015 in Deutschland 50,0 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert. Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeuger betrug damit insgesamt 7,7 %.

Die Stromerzeugung der Wasserkraftwerke war nach dem unterdurchschnittlichen Wasserjahr 2014 auch 2015 rückläufig und sank weiter leicht um 1,4 % auf 19,3 Mrd. kWh. Damit lag der Anteil der Laufwasser- und Speicherkraftwerke am Strommix bei 3,0 %.

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 195,9 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Deckung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs belief sich nach ersten Zahlen 2015 somit auf 32,6 % (2014: 27,4 %). Ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung betrug 30,1 %. Damit konnten die erneuerbaren Energien ihre Spitzenposition weiter ausbauen.

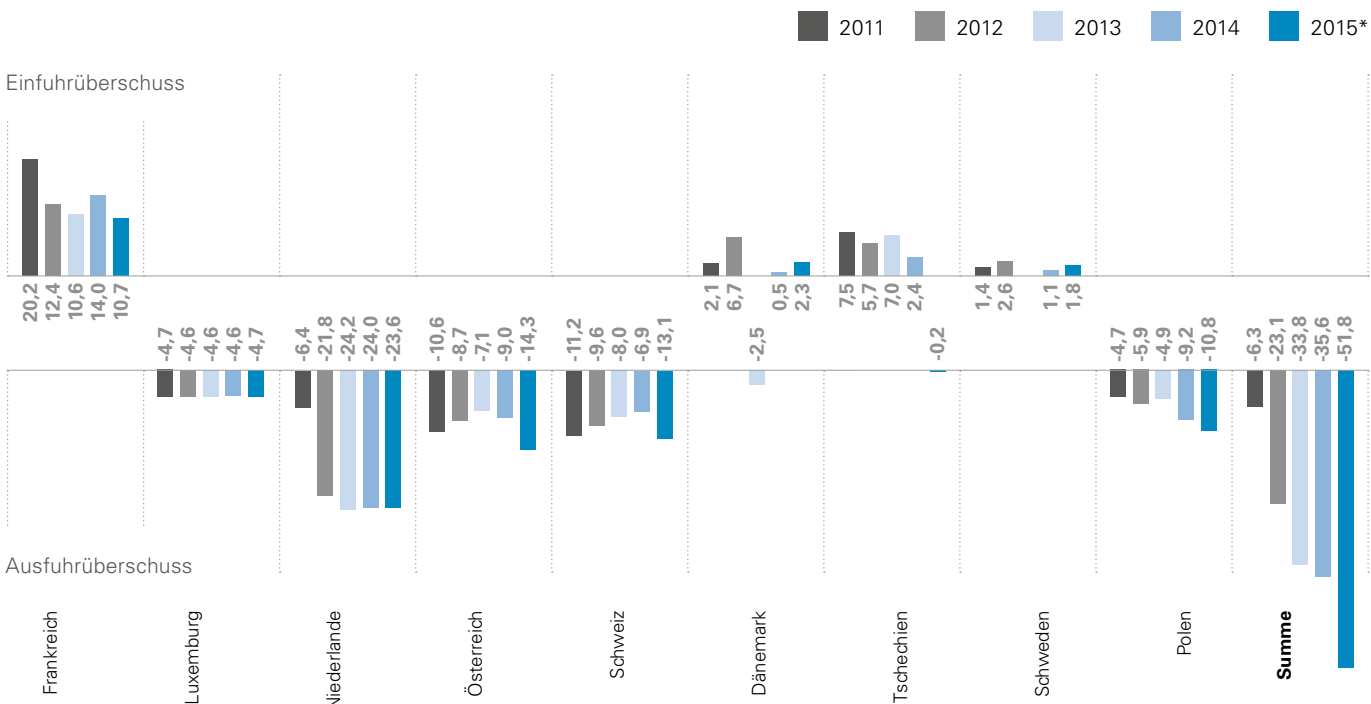
Im Jahr 2015 betrug die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der allgemeinen Versorgung, der Industrie und privaten Anlagen (z. B. fossil oder biogen befeuerte Mini- oder Mikro-Blockheizkraftwerke) nach ersten Zahlen rund 105,2 Mrd. kWh (2014: 104,5 Mrd. kWh). Der Anteil des in KWK erzeugten Stromes an der Nettostromerzeugung Deutschlands einschließlich der KWK-Strommengen, die im Zusammenhang mit betriebsinterner Wärmenutzung zur Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes in Biogasanlagen (z. B. Fermenterbeheizung) stehen, betrug 2015 17,1 % (2014: 17,7 %). Die Erzeugung großer Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung nahm insbesondere aufgrund der in der Heizperiode 2015 im Vorjahresvergleich kühleren Witterung wieder zu. Im dezentralen Bereich war ein weiterer Leistungszuwachs zu verzeichnen.

Nachdem der negative Stromaustauschsaldo Deutschlands mit seinen Nachbarländern 2011 zunächst zurückgegangen war, erreichte er nach den bereits kräftigen Anstiegen in den Folgejahren im Berichtsjahr 2015 seinen bisher höchsten Wert. Abbildung 14 zeigt die jeweiligen Einfuhr- bzw. Ausfuhrüberschüsse.

Abbildung 14

Stromaustauschsaldo Deutschlands mit Nachbarländern 2011 bis 2015

Stromflüsse in Mrd. kWh



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

*) vorläufig

Nach wie vor sind die Stromflüsse in die Niederlanden mit Abstand die höchsten, gefolgt von Stromflüssen nach Österreich und in die Schweiz (Niederlande 24,0 Mrd. kWh, Österreich 17,8 Mrd. kWh, Schweiz 16,1 Mrd. kWh). Ein Großteil der Stromflüsse von Deutschland nach den Niederlanden geht allerdings weiter in Richtung Belgien und Großbritannien. Die größten Strommengen kamen nach wie vor aus Frankreich nach Deutschland, gefolgt von Tschechien und Dänemark (Frankreich 12,1 Mrd. kWh, Tschechien 6,1 Mrd. kWh, Dänemark 5,1 Mrd. kWh).

Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 85,2 Mrd. kWh ins Ausland (2014: 74,5 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland 33,5 Mrd. kWh (2014: 38,9 Mrd. kWh). Der Saldo lag 2015 mit einem Ausfuhrüberschuss von 51,8 Mrd. kWh signifikant über dem Niveau des Vorjahres (2014: 35,6 Mrd. kWh). Zu bemerken ist, dass es sich bei einem großen Teil der grenzüberschreitenden Stromflüsse nicht um vertraglich vereinbarte Lieferungen handelt, sondern um Transitmengen und Ringflüsse.

Der Stromverbrauch der Industrie stieg von 244,4 Mrd. kWh im Jahr 2014 um 0,5 % auf 245,5 Mrd. kWh im Berichtsjahr. Die stromintensiven Industrien wiesen dabei sehr differenzierte Entwicklungen auf. Der Stromverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen wuchs im Vergleich stärker. Er stieg von 138,3 Mrd. kWh um 2,2 % auf 141,4 Mrd. kWh. In ähnlichem Maße nahm der Stromverbrauch der privaten Haushalte von 129,7 Mrd. kWh um 1,8 % auf 132,0 Mrd. kWh zu. Hauptgrund war die in der Heizungsperiode kühlere und in den Sommermonaten wärmere Witterung, die somit auch den Rückgang des Stromverbrauchs im Rahmen von Sparmaßnahmen der Verbraucher sowie Effizienzverbesserungen dämpfte. Der Verbrauch im Verkehr lag leicht über dem des Vorjahres. Insgesamt stieg der Nettostromverbrauch um

1,3 % auf 530,6 Mrd. kWh. Denselben Zuwachs verzeichnete auch der Bruttostromverbrauch. Es muss offen bleiben, ob damit der tendenzielle Rückgang des Stromverbrauchs in den vergangenen Jahren gestoppt und das Erreichen des von der Bundesregierung verfolgten Ziels eines Stromverbrauchsrückgangs bis 2020 um 10 % im Vergleich zu 2008 unwahrscheinlicher geworden ist. Immerhin müsste dazu der Stromverbrauch in der Periode von 2015 bis 2020 im jährlichen Mittel um 1,5 % gesenkt werden. Man mag dies vergleichen mit der jahresdurchschnittlichen Veränderungsrate von lediglich auf -0,4 % in den Jahren von 2008 bis 2015 (Tabelle 13).

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2015 aufgrund des deutlichen Stromverbrauchsrückgangs bei gleichzeitig gutem Wirtschaftswachstum um 0,4 % im Vergleich zum Vorjahr. Über den Zeitraum 1990 bis 2015 betrug der Produktivitätsanstieg im Jahresdurchschnitt 1,1 % (Abbildung 15 und Abbildung 16).

Eine Analyse des Einflusses der unterschiedlichen Komponenten für die Veränderungen des Stromverbrauchs von 1990 bzw. 2014 bis 2015 zeigt, dass der Anstieg des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2015 um 7,8 Mrd. kWh gegenüber 2014 vornehmlich durch das Wirtschaftswachstum und die gestiegene Bevölkerung bewirkt worden ist. Der Effekt der Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) blieb mit einem zu-rechenbaren Minus von 2,2 Mrd. kWh sehr gering. Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2015 hinweg hatte dagegen die gestiegene Stromproduktivität einen wesentlichen Anteil daran, dass der Bruttostromverbrauch 2015 trotz der starken verbraucherhöhenden Wirkungen der wachsenden Wirtschaft um 189 Mrd. kWh auf 49 Mrd. kWh begrenzt werden konnte (Abbildung 17).

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2000 bis 2015

	2000	2008	2010	2013	2014	2015 ¹⁾	2014/ 2015	2000 bis 2015
	Mrd. kWh					Veränderung in %		
Bruttostromerzeugung	576,5	640,7	633,1	638,7	627,8	651,8	3,8	1,7
Kraftwerkseigenverbrauch	-38,1	-39,7	-38,1	-36,9	-36,1	-35,6	-1,4	-10,4
Nettostromerzeugung	538,5	601,0	594,9	601,8	591,7	616,2	4,1	2,5
Stromflüsse aus dem Ausland	45,1	40,2	42,2	38,4	38,9	33,5	-13,9	-16,8
Stromflüsse in das Ausland	42,1	62,7	59,9	72,2	74,5	85,2	14,5	36,0
Nettostromaufkommen für Inland	541,5	578,5	577,2	568,0	556,2	564,4	1,5	-2,4
Pumpstromverbrauch	6,0	7,9	8,6	7,8	8,0	8,0	0,0	0,7
Netzverluste und Nichterfasstes	34,1	32,2	28,0	24,5	24,2	25,8	6,9	-19,7
Nettostromverbrauch	501,4	538,4	540,6	535,7	524,0	530,6	1,3	-1,4
davon:								
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	239,1	252,4	249,7	245,1	244,4	245,5	0,5	-2,7
Haushalte	130,5	139,5	141,7	137,0	129,7	132,0	1,8	-5,4
Handel und Gewerbe	68,3	75,3	76,5	78,8	77,0	78,2	1,6	3,9
Öffentliche Einrichtungen	42,9	51,4	51,6	53,2	51,8	53,5	3,3	4,2
Landwirtschaft	7,5	8,7	9,0	9,6	9,5	9,7	2,1	11,5
Verkehr	13,1	11,1	12,1	12,0	11,6	11,7	1,0	5,1
Bruttoinlandsstromverbrauch	579,6	618,2	615,4	604,9	592,2	600,0	1,3	-2,9

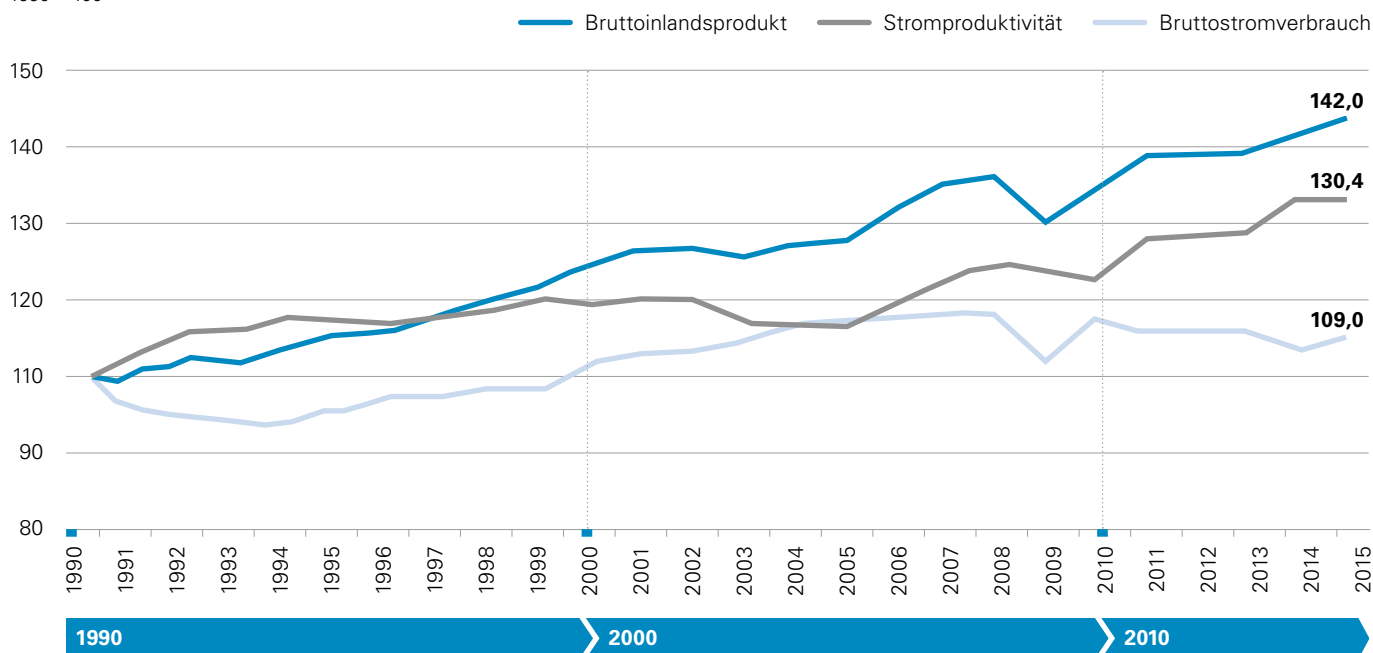
1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

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

Abbildung 15

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2015

1990 = 100



1) Preisbereinigt

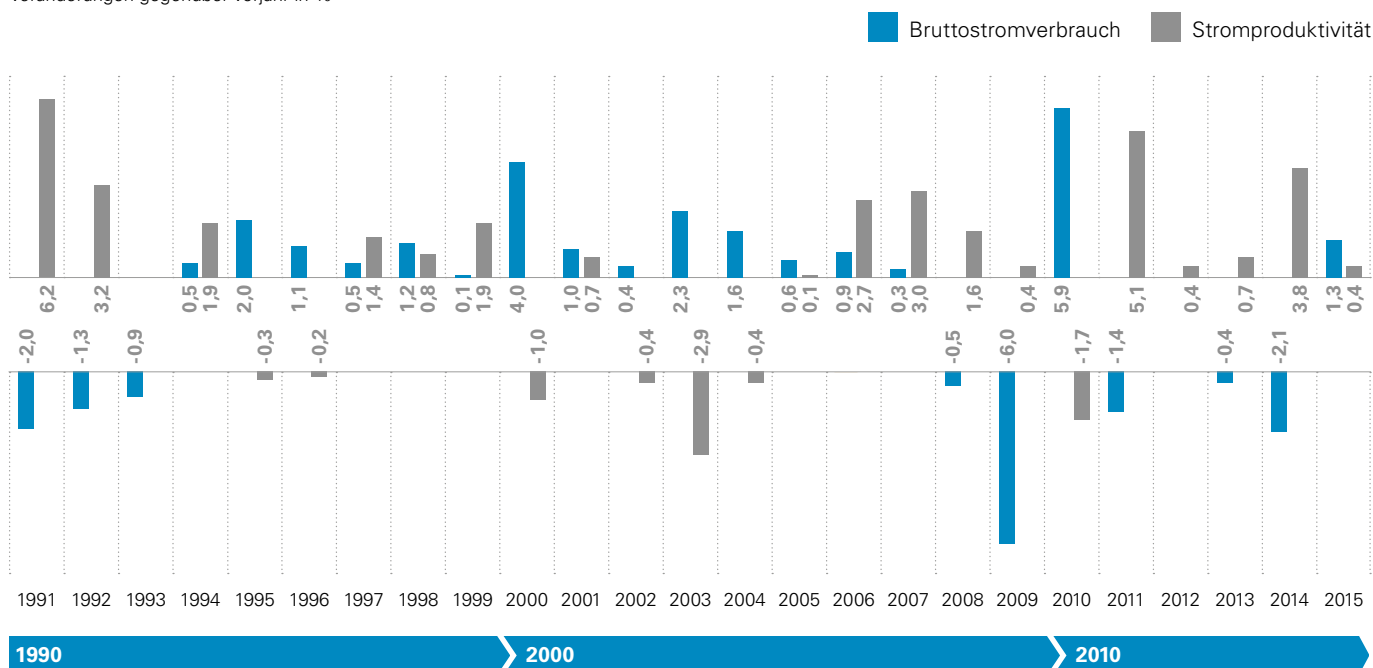
2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

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

Abbildung 16

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2015

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %

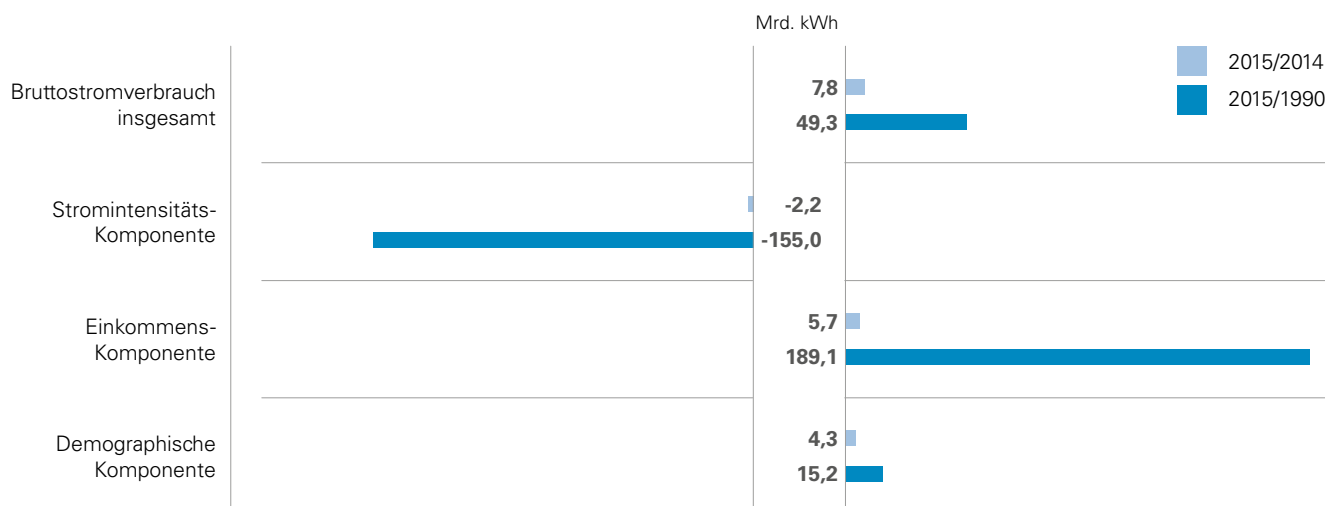


Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz e.V.

Abbildung 17

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2015 gegenüber 2014 und 1990 in Mrd. kWh



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

Die Strompreise für Industriekunden sanken 2015 leicht um 0,6 %, vor allem bedingt durch den leichten Rückgang von Steuern, Abgaben und Umlagen. Der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden von 50 % im Jahr 2014 ging auf 47 % im Jahr 2015 (ohne Stromsteuer) zurück.

Auch die Strompreise für Haushalte sind um knapp 1 % gesunken. Wie bei den Industriekunden machte sich auch bei den Haushaltskunden der leichte Rückgang der Steuern, Abgaben und Umlagen bemerkbar. Zudem gingen die Beschaffungskosten der Vertriebe aufgrund rückläufiger Terminmarktpreise zurück, was den Verbrauchern zugutekam. Da aber sowohl Steuern, Abgaben und Umlagen als auch der Versorgeranteil am Strompreis etwa gleichermaßen zurückgingen, bleibt der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis im Vergleich zu 2014 mit 52 % konstant. Im Jahr 2016 erhöht sich der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen allerdings wieder, da neben der EEG-Umlage auch der KWK-Aufschlag, die §19 StromNEV-Umlage und die Offshore-Haftungsumlage wieder gestiegen

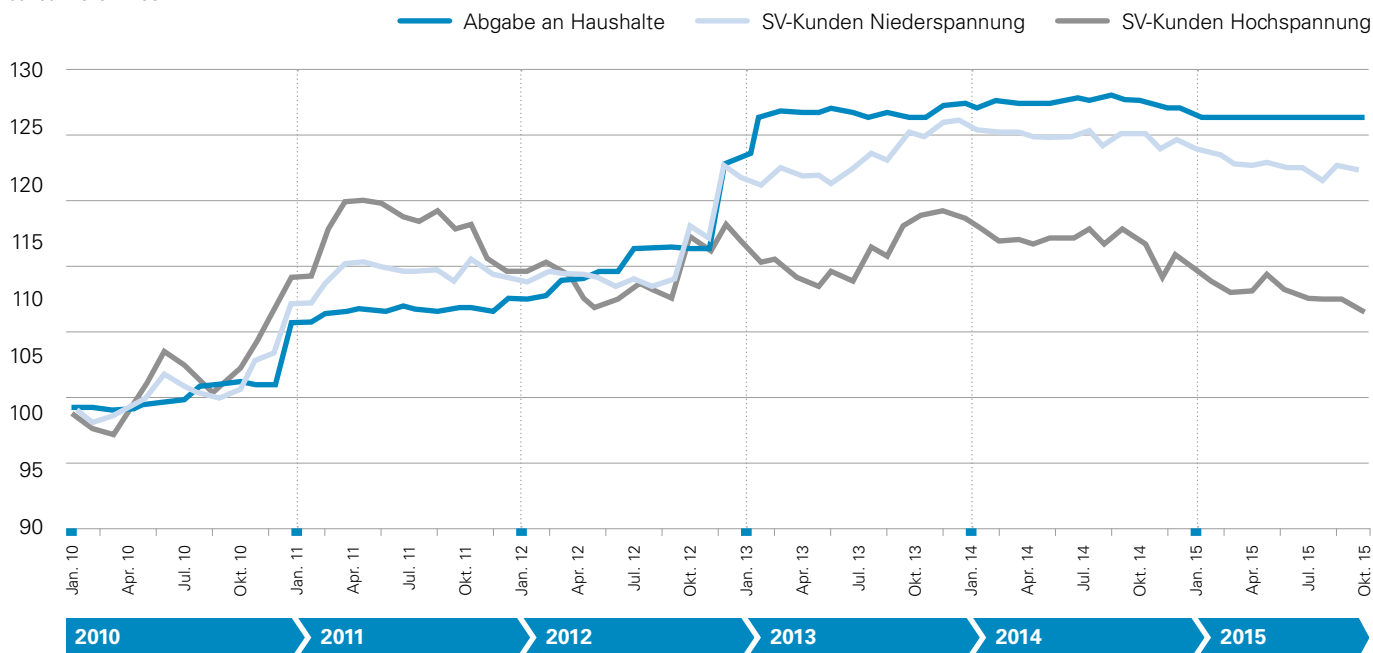
sind. Die Aussetzung der Umlage für abschaltbare Lasten im Jahr 2016 macht sich aufgrund ihrer geringen Größenordnung nicht bemerkbar.

Gemessen am Erzeugerpreisindex haben sich die Strompreise im Jahr 2015 je nach Abnehmergruppe recht unterschiedlich entwickelt: Während sie sich bei den Haushalten und den gewerblichen Abnehmern leicht um jeweils 0,9 % vermindert haben (Vorjahr: +1,3 % bzw. +1,0 %) gingen sie bei den Sondervertragskunden auf der Niederspannungsebene um 2,0 % (Vorjahr: +2,4 %) und bei denjenigen auf der Hochspannungsebene sogar um 3,9 % (Vorjahr: +1,5 %) zurück. Mit 10,5 % (Vorjahr: -9,2 %) fiel der Erzeugerpreisindex für die Abgabe an Weiterverteiler noch weitaus stärker aus. Ähnlich war die Entwicklung beim Börsenstrompreis, der 2015 gegenüber 2014 um 8,9 % sank (Vorjahr: -11,8 %). Im Vergleich zum bisherigen Höchststand im Jahr 2008 war der Börsenstrompreis 2015 um 57,6 % niedriger (vgl. auch Abbildung 18).

Abbildung 18

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2010 bis 2015

Januar 2010 = 100

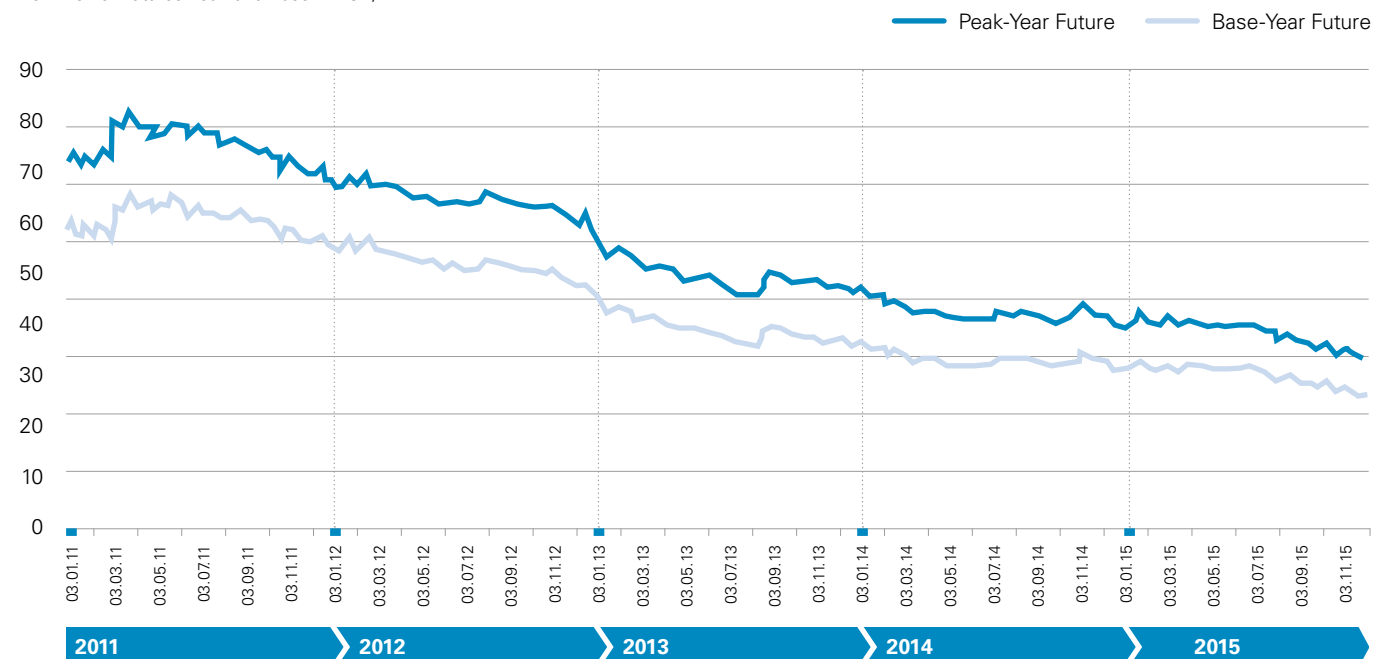


Quelle: Statistisches Bundesamt

Abbildung 19

EEX-Futures für Strom von 2011 bis 2015 für Lieferperiode Januar 2017

Phelix Power Futures Peak und Base in EUR/MWh



Quelle: EEX

Verfolgt man die Entwicklung der Strompreise am Terminmarkt (in Abbildung 19 als Beispiel für die Lieferperiode Januar 2017), so zeigt sich beginnend

mit dem ersten Halbjahr 2011 bis Ende 2015 eine recht eindeutige Preissenkungstendenz.

Etwa seit April 2013 bewegt sich der Base-Year Future unterhalb der Marke von 40 €/MWh bis hin zu weniger als 30 €/MWh im Herbst 2015. Der Peak-Year Future unterschreitet die 50 €/MWh-Marke dauerhaft seit Herbst 2013 und nähert sich Ende 2015 der 30 €/MWh Linie. Vor dem Hintergrund dieser Preisentwicklung, die kaum Anreize für Kraftwerksinvestitionen setzt, ist auch die Diskussion um die Frage nach Strommarktreformen zu verstehen.

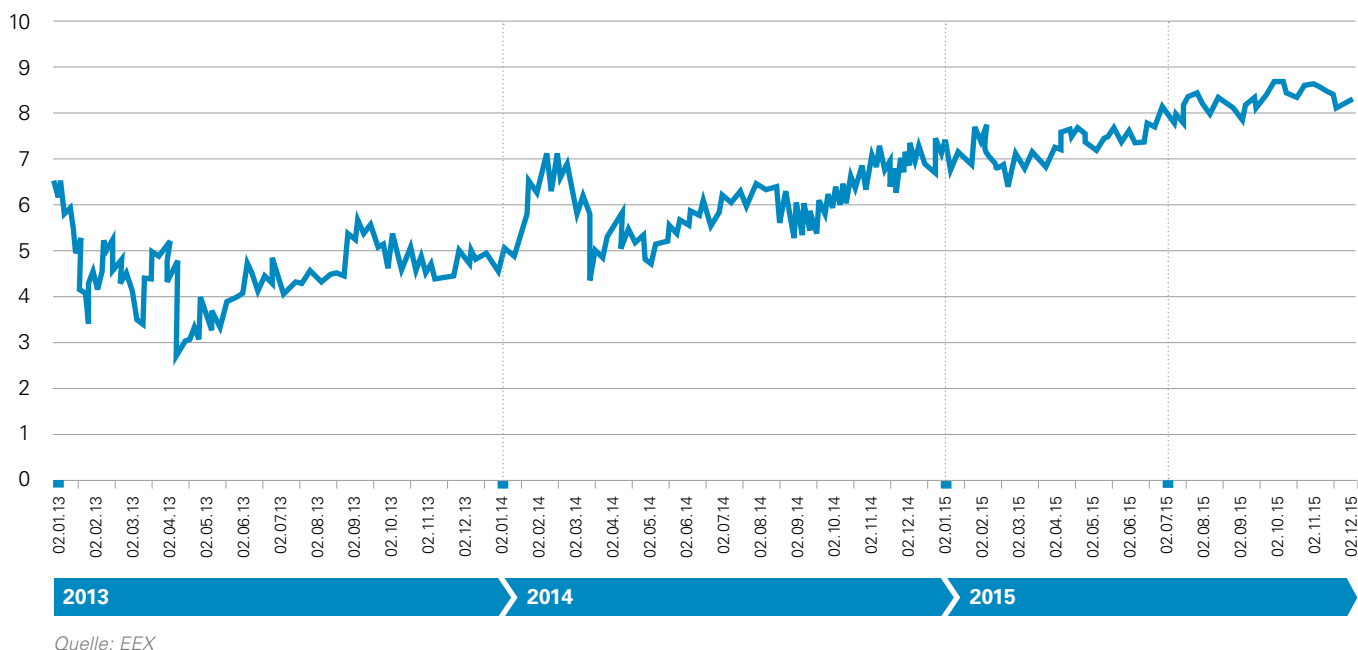
Auch für die Elektrizitätswirtschaft bleibt die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, bedeutungsvoll. Hierfür liegt inzwischen eine geschlossene Zeitreihe der CO₂-Zertifikatspreise für die zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012 und nun auch für die drei ersten Jahre der dritten Handelsperiode von 2013 bis 2020 vor. Nachdem anfangs noch Preise von über 20 €/t CO₂ zu verzeichnen waren, kam es mit dem Beginn der weltweiten Wirtschaftskrise im Jahr 2008

zunächst bis Anfang 2009 zu einem drastischen Preisverfall auf Werte von weniger als 10 €/t CO₂, dem eine längere Phase relativer Preisstabilität in einer Größenordnung von etwa 13 bis 16 €/t CO₂ bis Mai 2011 folgte. Mehr und mehr stellte sich aber auch heraus, dass die am Emissionshandel beteiligten Unternehmen krisenbedingt erhebliche Zertifikatsüberhänge hatten, die noch durch die im Wege von CDM-Projekten erworbenen Zertifikate ausgeweitet wurden. Diese immer offenkundiger werdende Überallokation führte schließlich zu Preisen, die sich im seit Anfang 2013 durchweg – und meist deutlich – unterhalb von 5 €/t CO₂ bewegten. Erst im Laufe des Jahres 2014 zeigt sich eine leichte Aufwärtstendenz in Richtung von 8-9 €/t CO₂ bis Ende 2015 (Abbildungen 20). Angemerkt sei, dass unabhängig von der Höhe der Zertifikatspreise die vorgegebene Mengenbegrenzung (cap) die Erreichung des jährlich sinkenden CO₂-Ziels garantiert.

Abbildung 20

CO₂-Zertifikatspreise von 2013 bis 2015 auf dem EEX-Spotmarkt

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



Offensichtlich sind die mit dem Emissionshandel intendierten Knappheitssignale kaum noch wirksam. Einen ähnlichen Verlauf wie die Spotpreise nahmen auch die CO₂-Zertifikatspreise auf dem Terminmarkt mit der Lieferperiode im Dezember 2017. Diese unterscheiden sich kaum von den Preisen auf dem Spotmarkt und weisen vom ersten Halbjahr 2014 an leichte Steigerungstendenzen ebenfalls bis hin zu 8-9 €/t CO₂ auf

(Abbildung 21). Es sei aber angemerkt, dass die aktuellen Daten für ersten beiden Monate 2016 für den Spot- wie für den Terminmarkt allerdings wieder auf einen Rückgang der Preise in Größenordnungen von 5 €/t hindeuten. Offensichtlich hat der Markt auf Äußerungen der polnischen Regierung reagiert, einem Vorziehen des Beginns der Marktstabilisierungsreserve nicht zustimmen zu wollen.

Abbildung 21

CO₂-Zertifikatspreise an der EEX auf dem Terminmarkt 2013 bis 2015 für die Lieferperiode Dezember 2017

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



Quelle: EEX

Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energieträger lassen sich grob in sechs Kategorien einteilen (Tabelle 14). Neben den fluktuierenden Energieträgern Wasserkraft, Windenergie und Solarenergie werden derzeit Erdwärme (Geothermie), verschiedene Biomassen sowie biogene Abfälle in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeherzeugung, aber auch als Endenergie in den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD), Industrie und Verkehr genutzt. Die Biomassen setzen sich aus festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen zusammen, wobei dem Holz in Form von Scheitholz, Hackschnitzeln, Pellets oder Briketts die größte Bedeutung zukommt. Biogas wird vor Ort in Biogasanlagen mit angeschlossenen Blockheizkraftwerk eingesetzt oder in Aufbereitungsanlagen von Verunreinigungen befreit und als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist. Flüssige Brennstoffe wie Palm- oder Rapsöl sowie Biokraftstoffe wie Biodiesel und Bioethanol spielen eine untergeordnete Rolle.

Schätzungen der „Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik“ beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) sowie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. kommen zum Ergebnis, dass der Verbrauch aller erneuerbaren Energieträger 2015 gegenüber 2014 um rund 10 % auf 1.669 PJ (56,9 Mio.t SKE) zugenommen hat. Da der Verbrauch aller anderen Energieträger mit Ausnahme des Erdgases rückläufig war, stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am

Primärenergieverbrauch von 11,5 % im Jahr 2014 auf 12,5 % im Jahr 2015 (vgl. Tabelle 1 und 14).

Bezogen auf die Struktur des Primärenergieverbrauchs der erneuerbaren Energien nach Anwendungsfeldern dominiert der Einsatz zur Stromerzeugung mit einem Anteil von 56 % (Veränderung 2015/2014: + 15 %), gefolgt vom Wärmebereich mit 36 % (2014/2015: + 7 %) und des Verkehrs mit rund 8 % (2014/2015: - 5 %).

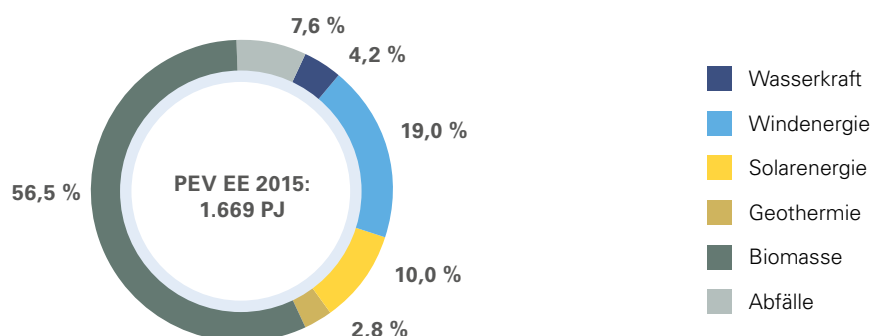
Beim Primärenergieverbrauch aller Nutzungsformen von erneuerbaren Energien dominierte 2015 nach wie vor die Biomasse mit einem Anteil von fast 57 % gefolgt von der Windenergie mit 19 % und der Solarenergie mit etwa 10 % sowie den biogenen Abfällen mit rund 8 %; 4 % entfallen auf die Wasserkraft und knapp 3 % auf die Geothermie (Abbildung 22).

Die Nutzung von erneuerbaren Energien in privaten Haushalten, Industrie und GHD wurde 2015 vor allem aufgrund der kühlen Witterung um 6,2 % gesteigert (wenn auch noch immer auf vergleichsweise niedrigem Niveau).

Beim Energieeinsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung gab es aufgrund des starken Windjahres und des Leistungszubaus von knapp 6 GW mit großem Abstand die höchsten Zuwächse bei der Windenergie mit einem Plus von 50% gegenüber 2014 (vgl. auch das Kapitel zur Elektrizitätswirtschaft). Die Stromerzeugung aus Solarenergie nahm um knapp 7% zu.

Abbildung 22

Struktur des Beitrags der erneuerbaren Energieträger zum Primärenergieverbrauch



Quelle: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stand: Februar 2016

Tabelle 14

Erneuerbare Energien in Deutschland 2014 und 2015 nach Verwendung und Energiequellen

	Wasserkraft		Windenergie (an Land und auf See)				Solarenergie ¹⁾				Geothermie				Biomasse				Abfälle				Summe		
	2014		2015		Änderungen		2014		2015		Änderungen		2014		2015		Änderungen		2014		2015		Änderungen		
	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	
Gewinnung im Inland	71	-1	206	317	53	6	42	47	11	942	977	4	127	126	-1	1.544	1.702	10							
Außenhandelsaldo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-26	-33	31	-	-	-26	-33	-	-	-	-	-26	-33	31		
Primärenergieverbrauch	71	-1	206	317	53	6	42	47	11	916	944	3	127	126	-1	1.519	1.669	10							
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	71	-1	206	317	53	7	4	5	37	342	346	1	64	61	-5	817	936	15							
Einsatz in Kraftwerken (Wärme)	-	-	-	-	-	18	0,61	1,25	105	42	48	15	48	50	4	90	99	10							
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	22	-1	0	0	18	23	-1	-1							
Endenergieverbrauch	-	-	-	-	-	5	38	41	7	509	528	4	15	15	0	589	611	4							
Industrie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99	99	0	15	15	0	114	114	0							
Verkehr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117	110	-6	-	-	-	117	110	-6							
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	-	-	-	-	-	5	38	41	7	294	319	9	-	-	-	358	388	8							

1) Photovoltaik und Solarthermie
Alle Werte für 2015 sind vorläufig.

Quellen: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEESStat); ZSW

CO₂-Emissionen

Nach Schätzung des Bundesverbandes der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) betragen im Jahr 2015 die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung (d. h. ohne die Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes) 0,475 kg CO₂/kWh netto und gingen damit gegenüber dem Vorjahr um etwa 5,7 % zurück. Die rückläufige Entwicklung der spezifischen Emissionen ist vor allem auf die gesunkene Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle und die gestiegene Nutzung erneuerbarer Energien zurückzuführen. Der wie in den Vorjahren anhaltende Rückgang der Stromerzeugung aus Erdgas wirkte diesem Trend etwas entgegen, da die durchschnittlichen Emissionen der Erdgaskraftwerke unter den Durchschnittswerten des Stromerzeugungsmix als Ganzem liegen.

Allerdings erlauben die rückläufigen spezifischen Emissionen noch keinen Rückschluss auf die absolute Emissionsentwicklung der Stromerzeugung. Immerhin war die Bruttostromerzeugung im Jahr 2015 um 24 Mrd. kWh bzw. um fast 4 % höher als 2014. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass die Stromerzeugung aus emissionsfreien Energieträgern um rund 28 Mrd. kWh zugenommen hat, während gerade diejenige aus emissionsbehafteten Brennstoffen um 4 Mrd. kWh gesunken ist. Insgesamt lässt eine überschlägige Rechnung einen leichten Rückgang der CO₂-Emissionen im Strombereich vermuten.

Eine umfassendere Ermittlung der Entwicklung der Kohlendioxidemissionen insgesamt im Jahr 2015 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann aber eine grobe Abschätzung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf Grundlage der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach emissionshaltigen und emissionsfreien Energieträgern vorgenommen werden. Da sich die Struktur des Energieverbrauchs weiter zugunsten der emissionsfreien bzw. emissionsarmen Energieträgern verschoben hat, dürften die CO₂-Emissionen auf Basis der Ursprungswerte etwas weniger stark (0,7 %) als der Verbrauch gestiegen sein bzw. umgekehrt unter Berücksichtigung der Temperatureinflüsse etwas stärker (-0,8 %) zurückgegangen sein. Sofern sich die prozessbedingten CO₂-Emissionen wie

die übrigen Treibhausgasemissionen trendmäßig wie vom jeweiligen Basisjahr bis 2014 entwickeln, würden die gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2015 um etwa einen Prozentpunkt oder um 9 Mio. t CO₂-Äquivalente niedriger sein als 2014, sofern die temperaturbereinigten Veränderungen der energiebedingten CO₂-Emissionen unterstellt werden. Geht man unter sonst gleichen Annahmen von den Ursprungswerten der energiebedingten CO₂-Emissionen aus, so wäre mit einem leichten Anstieg der Treibhausgasemissionen um 0,2 % oder um rund 2 Mio. t CO₂-Äquivalente zu rechnen. In jedem Fall würde sich die Entwicklung aber nicht auf dem zur Zielerreichung notwendigen Pfad befinden.

Zur Erreichung des nationalen Ziels einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % im Vergleich zu 1990 wäre bezogen auf die hier nur grob geschätzten Emissionswerte im Jahr 2015 bis 2020 ein weiterer absoluter Rückgang um etwa 142 bis 153 Mio. t CO₂-Äquivalente erforderlich. Das wären im Jahresdurchschnitt etwa 28 bis 31 Mio. t CO₂-Äquivalente oder 3,4 % bis 3,6 %. Gegenüber dem bisherigen (2000 bis 2014) Reduktionstempo von 1,0 % oder von rund 10 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr wären also die Maßnahmen zur Emissionsminderung erheblich zu intensivieren, wenn eine Chance zur Zielerreichung gewahrt werden soll.

In diesem Zusammenhang sei auf eine Problematik hingewiesen, die aus Emissionsicht damit zusammenhängt, dass die mit dem hohen Exportüberschuss einhergehenden Emissionen nach dem Territorialprinzip Deutschland zuzurechnen sind, während in den belieferten Ländern wohl überwiegend emissionsbehaftete Stromerzeugung mit entsprechenden Emissionsreduktionseffekten verdrängt wird, was dort zu einer Emissionsentlastung führt. Wie allerdings die Emissionsbilanz bei übernationaler Betrachtung ausfällt, hängt entscheidend von den spezifischen Emissionen des Exportstroms im Verhältnis zu den spezifischen Emissionen des im Empfängerland verdrängten Stroms ab.

Fazit

Eine gegenüber dem Vorjahr kühlere Witterung und die vergleichsweise gute Konjunktur, aber auch die steigende Bevölkerungszahl waren die wesentlichen Ursachen für die Erhöhung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Begünstigt wurde diese Entwicklung sicherlich auch durch die teilweise stark fallenden Preise insbesondere für die fossilen Energieträger. Während der Verbrauch im Vorjahr hauptsächlich witterungsbedingt noch sehr stark zurückgegangen war, nahm er 2015 erneut zu, wenn auch mit 1,1 % nur leicht – temperaturbereinigt kam es sogar zu einer geringfügigen Minderung. Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität hat sich – gemessen an den Ursprungswerten – nur wenig (um 0,5 %) verbessert. Temperaturbereinigt lag sie etwa auf dem langfristigen Durchschnitt von größenordnungsmäßig 2 % pro Jahr.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch ist der Stromverbrauch 2015 gegenüber dem Vorjahr wieder gestiegen, und zwar um 1,3 %. Damit stieg die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität 2015 kaum noch (+0,4 %). In den einzelnen Endverbrauchssektoren kam es ebenfalls zu mehr oder weniger ausgeprägten Stromverbrauchssteigerungen. Während der Stromverbrauch der Industrie nur um 0,5 % und im Handel und Gewerbe um 1,6 % zunahm, erhöhte er sich bei den Haushalten um 1,8 % und bei den öffentlichen Einrichtungen sogar um 3,3 %. Es muss offenbleiben, ob damit der tendenzielle Rückgang des Stromverbrauchs der vergangenen Jahre nur unterbrochen oder gar schon wieder umgekehrt worden ist.

Die an der Börse gehandelten Großhandelspreise für Strom im Jahr 2015 abermals kräftig gesunken (-8,9 %) und auch die längerfristigen Terminkontrakte bei der elektrischen Energie lassen eine weiterhin sinkende Tendenz erkennen. Dies mag durchaus erwünscht sein, andererseits droht dies zu fehlenden Investitionsanreizen für künftig notwendige Stromerzeugungskapazitäten zu führen. Von sinkenden Strompreisen haben im Übrigen auch die Endverbraucher profitiert, wenn auch weniger stark als Stromverbraucher, die sich an der Börse versorgen können. So sind beispielsweise die Strompreise für Haushalte und gewerbliche Abnehmer nur um knapp 1 % gesunken.

Die CO₂-Zertifikatspreise bewegten sich auch 2015 auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau in einer Größenordnung von etwa 8 €/t CO₂. Auch längerfristig ist ein signifikanter Anstieg kaum zu erwarten, wenn man den Verlauf der Zertifikatspreise auf dem Terminmarkt zugrunde legt. Offensichtlich sind die mit dem Emissionshandel intendierten Knappheitssignale kaum noch wirksam. Umso wichtiger ist es, eine wirksame Strukturreform im Europäischen Emissionshandelsystems zu realisieren, damit die mit dem Emissionshandel intendierten Anreize für ein emissionsminderndes Verhalten wieder zum Tragen kommen können. Immerhin bedeuten die im Oktober 2014 von der EU beschlossenen Verschärfungen der jährlichen CO₂-Minderungsraten langfristige Nullemissionen im Emissionshandelssektor.

Mit Blick auf die von der Bundesregierung verfolgten Ziele im Energiekonzept signalisieren die energiebezogenen Daten ein gemischtes Bild. Während sich die gesamtwirtschaftliche Energie- und Stromproduktivität als Ausdruck der Effizienzentwicklung erheblich abgeschwächt haben, ist der Strukturwandel bei den Energieträgern zugunsten der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung erneut über dem Zielpfad. Allerdings ist nicht zu übersehen, dass dazu auch Sonderfaktoren wie das außerordentlich gute Windangebot beigetragen haben. Außerdem ist zu bedenken, dass die Photovoltaik gemessen an der Zunahme der Anlagenkapazitäten 2015 einen deutlichen Rückgang erlebt hat. Im Unterschied zum Strom ist die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehr alles andere als zielkonform und selbst für den Wärmebereich trifft dies angesichts stagnierender Tendenzen nur bedingt zu.

Zweifel bestehen zudem daran, dass das Ziel der Bundesregierung, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008 zu senken, erreicht wird. Gegenüber 2015 müsste dazu der Verbrauch bis 2020 um 13,6 % bzw. jahresdurchschnittlich um fast 3 % reduziert werden. Die Rate der jährlichen Verbrauchsminderung, die von 2008 bis 2015 nur 1,1 % betragen hatte, müsste demnach annähernd verdreifacht werden. Es ist unsicher, ob die von der Bundesregierung inzwischen ergriffenen Maßnahmen

(etwa im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz) dazu schon ausreichen. Hinzu kommt, dass auch gegenläufige Tendenzen die Zielerreichung erschweren könnten, seien es die weiter steigenden Bevölkerungszahlen oder die niedrigen Energiepreise und CO₂-Zertifikatspreise, die die Anreize zur effizienteren Energienutzung schwächen.

Entsprechende Überlegungen gelten für den Stromverbrauch, der bis 2020 gegenüber 2008 um 10 % verringert werden soll. Auch hier lässt sich die Notwendigkeit zusätzlicher Anstrengungen erkennen. Um nämlich das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste der Stromverbrauch gegenüber 2015 insgesamt noch um 7,3 % bzw. jahresdurchschnittlich um 1,5 % gesenkt werden. Gemessen an der tatsächlichen Entwicklung von 2008 bis 2015, als der Stromverbrauch im Mittel nur um 0,4 % abgenommen hat, bedeutet das nahezu eine Vervielfachung der Minderungsrate. Bei einer Bewertung des Stromziels sollte jedoch bedacht werden, dass gerade wegen der großen Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung auch neue, regenerativ basierte Stromanwendungen vordringen und so den Stromverbrauch stimulieren werden. Insoweit könnte eine Umdeutung des Stromziels in Richtung eines „konventionellen“ Stromverbrauchs sinnvoll sein.

Nicht zuletzt auch im Nachgang der Pariser Klimakonferenz und der dort getroffenen Verabredungen kommt dem von Deutschland verfolgtem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu mindern, eine zentrale Bedeutung zu.

Bis 2014 ist bereits ein Rückgang der Treibhausgasemissionen um knapp 28 % (CO₂-Emissionen: fast 25 %) zu verzeichnen. Folgt man den oben angestellten Überlegungen, dürften die Treibhausgasemissionen 2015 auf Basis der Ursprungswerte noch leicht gestiegen sein; temperaturbereinigt könnte mit einem vielleicht einprozentigen Rückgang gerechnet werden. Dem Zielpfad ist Deutschland damit kaum nähergekommen. Gegenüber 2015 wäre dazu bis 2020 eine jährliche Minderung der Treibhausgasemissionen in einer Größenordnung von 30 Mio. t CO₂-Äquivalente nötig; seit 2000 war im Jahresdurchschnitt aber nur eine Reduktion um 10 Mio. t CO₂-Äquivalente zu verzeichnen. Vor diesem Hintergrund müssten die Anstrengungen zur Erreichung der Klimaschutzziele erheblich intensiviert werden.

Insgesamt lässt die Entwicklung von Niveau und Struktur des Energieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2015 mit Blick auf die Ziele des Energiekonzepts einen nach wie vor großen und dringlichen Handlungsbedarf erkennen, will man die ambitionierten Ziele des Energiekonzepts für 2020 noch erreichen. Die vorliegenden Zahlen für 2015 sollten Anlass sein, die Politik zur Umsetzung des Energiekonzepts zielorientiert zu intensivieren – wobei hier nicht zuletzt ein Schwerpunkt auf den Gebäudebereich und den Verkehrssektor gesetzt werden sollte.