

Wittke, Franz; Ziesing, Hans-Joachim

Article

Stagnierender Primärenergieverbrauch in Deutschland

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Wittke, Franz; Ziesing, Hans-Joachim (2004) : Stagnierender Primärenergieverbrauch in Deutschland, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 71, Iss. 7, pp. 75-86

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/151279>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Wochenbericht

Wirtschaft Politik Wissenschaft

Stagnierender Primärenergieverbrauch in Deutschland¹

Franz Wittke
fwittke@diw.de

Hans-Joachim
Ziesing
hziesing@diw.de

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland war im Jahre 2003 mit rund 489 Mill. t SKE (Steinkohleeinheiten) – dies entspricht 14 334 Petajoule – etwa so hoch wie im Jahr zuvor. Dies war das Resultat gegenläufiger Einflüsse: Während die schwache Konjunktur dämpfend auf den Verbrauch wirkte, führte insbesondere die kalte Witterung im ersten Quartal zu einer erhöhten Energienachfrage. Temperaturbereinigt ist der Primärenergieverbrauch um 1 % niedriger gewesen als 2002. Bei leicht rückläufiger gesamtwirtschaftlicher Leistung (–0,1 %) hat sich die Energieproduktivität der Volkswirtschaft temperaturbereinigt im vergangenen Jahr um 0,9 % verbessert – ein etwas schwächerer Anstieg als im langfristigen Durchschnitt (1991 bis 2002: +1,3 %).

Im Unterschied zum Primärenergieverbrauch hat der Bruttostromverbrauch mit 1,2 % vergleichsweise kräftig zugenommen; die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die in den 90er Jahren noch um jährlich 0,8 % gestiegen war, ging dabei aber deutlich zurück (–1,3 %). Die Bruttostromerzeugung übertraf 2003 das Vorjahresniveau um 2,7 %. Nach wie vor rangiert die Kernenergie bei der Stromerzeugung an erster Stelle. Dicht dahinter folgen Braunkohle und Steinkohle. Betrachtlich ausgeweitet wurde abermals die Stromerzeugung in Windkraftanlagen; im Jahre 2003 dürften reichlich 3 % des gesamten Stroms mit Windenergie produziert worden sein.

Die Ölpreise, die im Jahre 2002 kräftig gestiegen waren, verharrten 2003 auf hohem Niveau. Der Weltmarktpreis für Rohöl (Marke Brent) war im Dezember 2003 um rund 4 % höher als Ende 2002. Allerdings zeigten sich im Jahresverlauf erhebliche Schwankungen.

Bei steigendem Wechselkurs des Euro schlugen sich die höheren Weltmarktpreise nur abgeschwächt in der deutschen Importbilanz nieder. So waren die Rohölimporte im November 2003 um etwa 10 % billiger als im Dezember 2002. Die Importpreise für Erdgas blieben etwa auf dem Niveau von 2002. Dagegen legten die Preise für Steinkohlenimporte zu – im vierten Quartal 2003 waren sie um rund 10 % höher als zu Jahresbeginn.

Das Jahr 2003 war gekennzeichnet durch heftige Preisbewegungen bei der elektrischen Energie. Die Großhandelspreise für Spotprodukte an der Leipziger Strombörse waren im Jahresdurchschnitt um 30 % höher als im Vorjahresmittel; am Terminmarkt lagen die Strompreise zum Jahresende um ein Drittel über denen zu Be-

¹ Der hier vorgelegte Wochenbericht entstand in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und deren Mitgliedern (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, Mineralölwirtschaftsverband, Verband der Elektrizitätswirtschaft, VIK – Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft, DIW Berlin, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung).

Königin-Luise-Straße 5
14195 Berlin

Tel. +49-30-897 89-0
Fax +49-30-897 89-200

www.diw.de
postmaster@diw.de

DIW Berlin

Nr. 7/2004

71. Jahrgang / 12. Februar 2004

Inhalt

Stagnierender Primärenergieverbrauch
in Deutschland Seite **75**

Unkorrigiert!

Sendesperfrist:

Mittwoch, 11. Februar 2004, 17 Uhr!

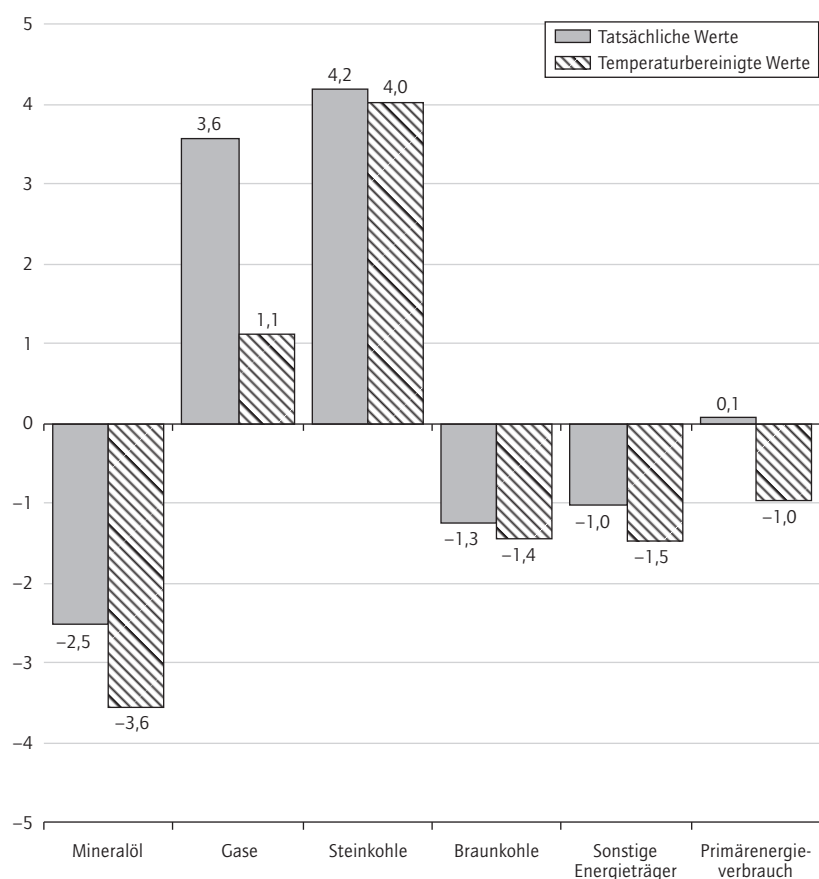
A 22127 C

ginn des Jahres. Mit dieser Entwicklung sind die erheblichen Preissenkungen insbesondere für industrielle Sonderabnehmer, die nach Beginn der Liberalisierung realisiert worden waren, großteils wieder rückgängig gemacht worden.

Abbildung 1

Primärenergieverbrauch¹ in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2003 gegenüber 2002 in %



¹ Ohne Berücksichtigung der (statistisch nicht erfassten) Veränderungen der Verbraucherbestände.

Quellen: AG Energiebilanzen; Deutscher Wetterdienst; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahre 2003 nach ersten Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen rund 489 Mill. t SKE oder 14 334 Petajoule (PJ), das war kaum mehr als im Vorjahr (Tabelle 1). Zurückzuführen ist dies vor allem auf die schwache Konjunktur. Verbrauchssteigernd wirkten dagegen vor allem die kalte Witterung im ersten Quartal, teilweise auch die lang andauernde Hitzeperiode in den Sommermonaten. Temperaturbereinigt ist der Primärenergieverbrauch nach überschlägigen Schätzungen um 1 % gesunken.²

Der Temperatureffekt wirkte sich bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich aus (Abbildung 1). Wegen ihres hohen Anteils am Wärmemarkt wurden Erdgas und Mineralöl besonders stark beeinflusst: So war der Erdgasverbrauch im Jahre 2003 tatsächlich zwar um 3,6 % höher als im Vorjahr, temperaturbereinigt wäre es indes nur zu einem Anstieg um 1,1 % gekommen. Beim Mineralöl fiel

² Zur Temperaturbereinigung des Energieverbrauchs vgl. DIW Berlin: Energienachfrage in Deutschland in Abhängigkeit von Temperaturschwankungen und saisonalen Sondereffekten. Gutachten im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft. Bearbeitet von Hans-Joachim Ziesing unter Mitarbeit von Jochen Diekmann. Berlin, September 1995. Neben den Temperatureffekten können auch Lagerbestandsveränderungen das Bild der Energieverbrauchsentwicklung stark beeinflussen. Statistisch werden die Lagerbestände allerdings nur bei der Elektrizitätswirtschaft und im produzierenden Gewerbe erfasst; für die privaten Haushalte als wichtige Ölverbraucher und den Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen fehlen solche Angaben. Bei den Ölverbrauchsdaten handelt es sich in diesen Bereichen lediglich um Absatzzahlen, in denen sich auch die Lagerbestandsveränderungen spiegeln. Daher enthalten die Verbrauchsangaben auch Elemente, die zwar absatzwirksam, aber nicht verbrauchswirksam sind. Dies kann insbesondere bei der Analyse kurzfristiger Veränderungen zu Fehlinterpretationen der tatsächlichen Verbrauchsentwicklung führen.

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2002 und 2003

Energieträger	2002	2003	2002	2003	Veränderungen 2003 gegenüber 2002			Anteile in %	
	Mill. t SKE ¹		Petajoule (PJ)		Mill. t SKE	PJ	%	2002	2003
Mineralöl	182,5	177,9	5 349	5 214	-4,6	-135	-2,5	37,3	36,4
Erdgas	106,2	110,0	3 113	3 224	3,8	111	3,6	21,7	22,5
Steinkohle	64,3	67,0	1 885	1 964	2,7	79	4,2	13,2	13,7
Braunkohle	55,6	55,9	1 659	1 638	-0,7	-21	-1,2	11,6	11,4
Kernenergie	61,4	61,5	1 800	1 802	0,1	2	0,2	12,6	12,6
Wasser- und Windkraft	4,9	4,8	143	140	-0,1	-3	-2,1	1,0	1,0
Außenhandelsaldo Strom	0,1	-1,0	3	-29	-1,1	-32	.	0,0	-0,2
Sonstige Energieträger	12,7	13,0	372	381	0,3	9	2,4	2,6	2,6
Insgesamt	488,7	489,1	14 324	14 334	0,4	10	0,1	100,0	100,0

Alle Angaben sind vorläufige Schätzungen.

¹ 1 Mill. t SKE entspricht 29,3 PJ (Petajoule).

Quelle: AG Energiebilanzen.

DIW Berlin 2004

der temperaturbereinigte Rückgang deutlich stärker aus als der tatsächliche ($-3,6\%$ gegenüber $-2,5\%$). Bei Stein- und Braunkohle, deren Verbrauch weit aus weniger von den jeweiligen Witterungsverhältnissen abhängt, zeigen sich dagegen nur vergleichsweise geringe Unterschiede zwischen den tatsächlichen und den temperaturbereinigten Werten.

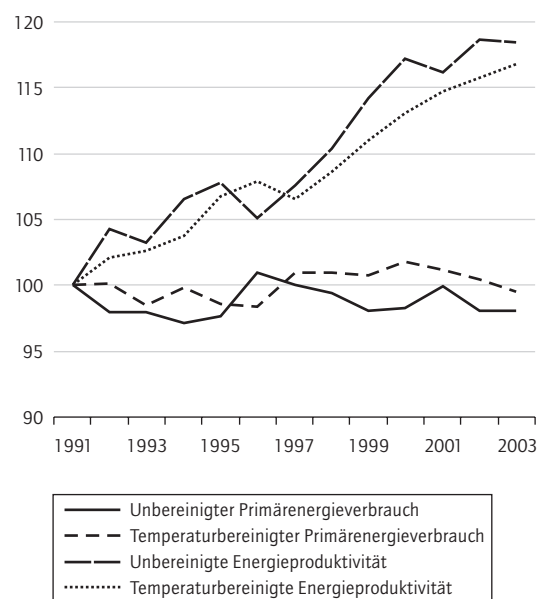
Die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern hat sich nur wenig verändert. Nach wie vor ist Mineralöl mit einem Anteil von $36,4\%$ der mit Abstand wichtigste Primärenergieträger. Es folgen Erdgas mit $22,5\%$, Steinkohle mit $13,7\%$, Kernenergie mit $12,6\%$ sowie Braunkohle mit $11,4\%$. Erneuerbare Energieträger dürften mit etwa 3% am Primärenergieverbrauch beteiligt gewesen sein.³

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität⁴ hat sich im Jahre 2003 temperaturbereinigt um $0,9\%$ verbessert. Gegenüber dem längerfristigen Durchschnitt schwächte sich die Produktivitätssteigerung ab (Abbildung 2). Insgesamt entwickelte sich die temperaturbereinigte Energieproduktivität von 1991 bis 2003 mit jahresdurch-

Abbildung 2

Primärenergieverbrauch und gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität¹ in Deutschland 1991 bis 2003

1991 = 100



¹ Bruttoinlandsprodukt (in Preisen von 1995) je Primärenergieverbrauchseinheit.

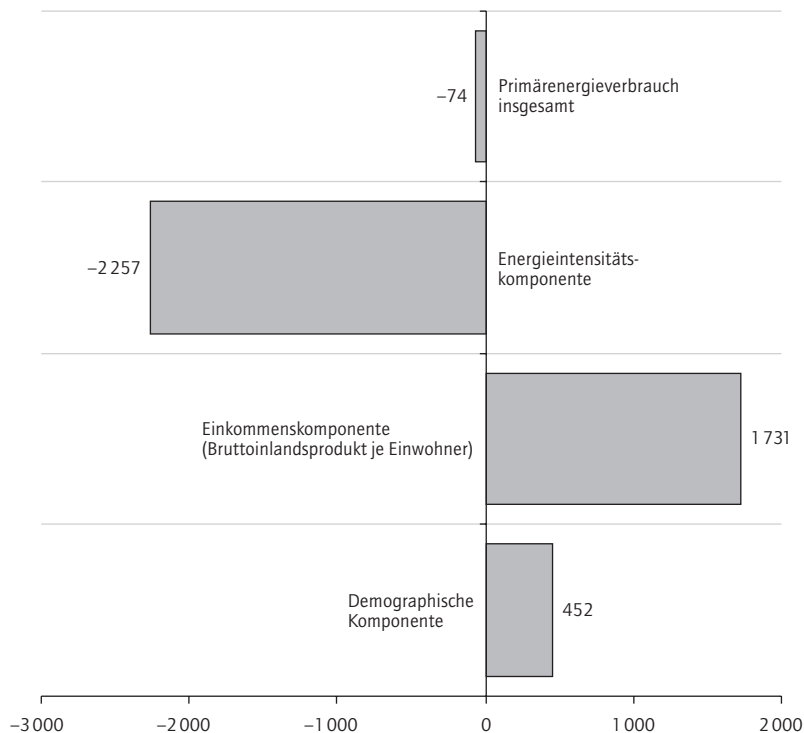
Quellen: AG Energiebilanzen; Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

Abbildung 3

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des temperaturbereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2003 gegenüber 1991 in Petajoule



Quellen: AG Energiebilanzen; Deutscher Wetterdienst; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

schnittlich $1,3\%$ praktisch parallel zum gesamtwirtschaftlichen Wachstum.

Mithilfe von Verfahren der Komponentenzerlegung lässt sich zeigen, welches die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs waren (Abbildung 3): Über den Zeitraum 1991 bis 2003 hinweg konnten die energieverbrauchserhöhenden Effekte der gestiegenen Einwohnerzahl (demographische Komponente), vor allem aber diejenigen der gewachsenen Wirtschaftsleistung pro Kopf (Einkommenskomponente) durch die verbrauchsmindernden Einflüsse der gesunkenen Energieintensität (Energieintensitätskomponente) mehr als ausgeglichen werden.⁵

³ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die erneuerbaren Energieträger in den Energiebilanzen seit 1995 mit der international üblichen Wirkungsgradmethode bewertet werden; gegenüber dem früher in Deutschland gebräuchlichen Substitutionsansatz führt dies zu einem niedrigeren Beitrag zum Primärenergieverbrauch.

⁴ Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität ist hier definiert als das Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts (in Preisen von 1995) zum Primärenergieverbrauch.

⁵ Die bei der Komponentenzerlegung verwendete Kennziffer Energieintensität ist das Verhältnis von Primärenergieverbrauch zu Bruttoinlandsprodukt (in Preisen von 1995), also der Kehrwert der Energieproduktivität.

Tabelle 2

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2002 und 2003

	Gewinnung		Veränderungen 2003 gegenüber 2002		Anteile	
	2002	2003			2002	2003
	Mill. t SKE		Mill. t SKE	%	%	
Mineralöl	5,2	5,5	0,3	5,8	4,0	4,3
Naturgase	23,2	23,9	0,7	3,0	18,1	18,6
darunter: Erdgas, Erdölgas	22,0	22,7	0,7	3,6	17,2	17,7
Steinkohle ¹	27,0	26,5	-0,5	-1,9	21,0	20,7
Braunkohle	56,4	55,9	-0,5	0,8	44,0	43,5
Wasserkraft	2,9	2,5	-0,4	-14,6	2,3	1,9
Windkraft	2,0	2,3	0,3	16,7	1,6	1,8
Sonstige	11,5	11,8	0,3	2,6	9,0	9,2
Insgesamt	128,2	128,4	0,2	0,1	100,0	100,0

Angaben teilweise geschätzt.

¹ Einschließlich Kleinzechen.

Quelle: AG Energiebilanzen.

DIW Berlin 2004

Im Ergebnis war der temperaturbereinigte Primärenergieverbrauch im Jahre 2003 geringfügig niedriger als 1991.

Tabelle 3

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2002 und 2003

	2002	2003	Veränderung in %
	Mill. t		
Verbrauch insgesamt	124,8	121,6	-2,5
Eigenverbrauch und Verluste ¹	6,9	8,1	17,4
Inlandsverbrauch	117,9	113,5	-3,7
davon:			
Ottokraftstoff	27,2	25,7	-5,4
Dieselkraftstoff	28,6	27,9	-2,4
Flugkraftstoffe	6,8	7,0	2,6
Heizöl, leicht	28,5	28,2	-1,3
Heizöl, schwer ²	6,9	6,7	-3,0
Rohbenzin	16,4	15,7	-4,8
Flüssiggas	2,6	2,6	0,0
Schmierstoffe	1,1	1,1	0,0
Sonstige Produkte	5,7	5,0	-12,3
Recycling	-5,9	-6,4	8,5
Aufkommen insgesamt	124,8	121,6	-2,5
Raffinerieerzeugung	115,7	118,0	2,0
aus:			
Rohöleinsatz	106,8	109,2	2,2
Produkteneinsatz	8,9	8,8	-1,1
Außenhandel (Saldo)	17,7	12,7	-28,2
Einfuhr	36,3	34,2	-5,8
Ausfuhr	18,6	21,5	15,6
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	8,6	9,1	x
Raffineriekapazität (Destillation)	113,8	113,8	x
Auslastung der Raffineriekapazität in %	94	96	x
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (Mill. t SKE)	182,5	177,9	-2,5

Vorläufige Angaben, zum Teil geschätzt; Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

¹ Einschließlich Bestandsveränderungen.² Einschließlich anderer schwerer Rückstände.

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband.

DIW Berlin 2004

Im Jahre 2003 lag die inländische Energiegewinnung mit rund 128 Mill. t SKE praktisch auf dem Vorjahresniveau. Dabei stand einem Anstieg beim Mineralöl, bei den Naturgasen, bei der Windenergie und bei den sonstigen Energieträgern ein Rückgang bei Stein- und Braunkohle sowie bei der Wasserkraft gegenüber (Tabelle 2). Gemessen am Niveau des Primärenergieverbrauchs betrug der Anteil der Inlandsenergie wie im Vorjahr gut 26 %. Bedeutendste inländische Energieträger waren Braunkohle und Steinkohle, gefolgt von Naturgasen. Die Inlandsgewinnung bei den übrigen Energieträgern blieb dagegen von untergeordneter Bedeutung.

Mineralöl

Der gesamte – statistisch erfasste – Mineralölverbrauch betrug im Jahre 2003 knapp 122 Mill. t; er war damit um etwa 3 Mill. t oder um 2,5 % niedriger als 2002 (Tabelle 3). Ursächlich für diese Entwicklung war insbesondere der Rückgang des Verbrauchs von Ottokraftstoff (-1,5 Mill. t) und Dieselmotorkraftstoff (-0,7 Mill. t) sowie von Rohbenzin (-0,7 Mill. t). Die Nachfrage nach Heizöl sank erneut (-0,3 Mill. t beim leichten und -0,2 Mill. t beim schweren Heizöl). Dagegen war für Flugkraftstoffe vor allem wegen steigender Passagierzahlen erstmals seit 2000 wieder ein höherer Verbrauch zu verzeichnen.

Der Verbrauch von Ottokraftstoffen sank auf den niedrigsten Wert der vergangenen 20 Jahre. Dazu haben der weitere Rückgang des Bestandes von Otto-Pkw und Kraftstoffeinsparungen beigetragen. Dagegen hat der Bestand von mit Diesel betriebenen Pkw weiter zugenommen, um ca. 0,6 Mill. Einheiten. Dennoch verminderte sich der Absatz von Dieselmotorkraftstoff um reichlich 2 % auf rund 28 Mill. t. Die konjunkturbedingt schwache Entwicklung im Güterverkehr, aber auch die Substitution durch Bio-Diesel waren wesentliche Ursachen.⁶

Die Erzeugung der Raffinerien in Deutschland hat sich trotz des insgesamt gesunkenen Absatzes von Mineralölprodukten (-2 %) erhöht. Der Rohöleinsatz in den Destillationsanlagen wurde gesteigert, so dass bei gleicher Kapazität die Auslastung zunahm. Der Beitrag des Außenhandels von Halb- und Fertigprodukten (Saldo Importe/Exporte) zur

⁶ Zu berücksichtigen ist, dass die Angaben zum Kraftstoffverbrauch aufgrund der – allerdings kaum quantifizierbaren – Einflüsse des „Tanktourismus“ mit Unsicherheiten verbunden sind. Vieles spricht aber dafür, dass dem Tanktourismus wegen der teilweise erheblich niedrigeren Kraftstoffpreise in den Nachbarländern eine nicht zu vernachlässigende Bedeutung zukommt. Im Ergebnis bedeutet dies, dass der tatsächliche Kraftstoffverbrauch in Deutschland höher ausfällt, als in den vorstehenden Zahlen zum Ausdruck kommt.

Deckung des Ölverbrauchs verminderte sich von 17,7 auf 12,7 Mill. t.

Da die deutsche Förderung nur einen Anteil von etwa 3 % an der gesamten Rohölversorgung Deutschlands hat, mussten die Rohölimporte um fast 2 % erhöht werden (Tabelle 4). Mit einem Anteil von reichlich einem Drittel blieb Russland auch 2003 der wichtigste Öllieferant Deutschlands. Es folgten Norwegen (21 %), Großbritannien (11 %) und Libyen (gut 8 %). Nach Förderregionen differenziert rangierte die GUS mit einem Anteil von fast zwei Fünfteln deutlich vor der Nordsee mit einem Drittel und den OPEC-Ländern mit knapp einem Fünftel.

Die internationalen Rohölpreise schwankten im Verlauf des Jahres 2003 erheblich (Abbildung 4). So wurde die Sorte Brent, Nordsee, im ersten Quartal mit über 31 US-Dollar je Barrel, im April/Mai aber nur noch mit rund 25 US-Dollar/bbl notiert; zum Jahresende waren es schließlich wieder knapp 30 US-Dollar/bbl. Schon seit Juli 2003 wird der obere Rand des von der OPEC vorgesehenen Preiskorridors von 22 bis 28 US-Dollar/bbl überschritten. Wegen des gestiegenen Wechselkurses des Euro wirkten sich die Veränderungen des in US-Dollar fakturierten Weltmarktpreises nur abgeschwächt auf die deutschen Importpreise aus. Im Mittel der Jahre 2002 und 2003 blieb der Preis mit rund 191 Euro je Tonne Rohöl nahezu unverändert.

Gemessen am Index der Erzeugerpreise verteuerten sich die Mineralölprodukte in Deutschland (auch wegen höherer Steuern) im Jahresdurchschnitt 2003 gegenüber dem Vorjahr um etwa 5 % (Abbildung 5). Nach zweistelligen Zuwachsraten im ersten Quartal fielen die Preise für leichtes und schweres Heizöl in den Folgemonaten teilweise wieder unter das Vorjahresniveau; für Kraftstoffe mussten die Autofahrer allerdings in allen Monaten mehr ausgeben als 2002.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch stieg im Jahre 2003 um 3,6 % auf 110 Mill. t SKE (Tabelle 5). Extreme Temperaturentschlüsse in beide Richtungen prägten die Entwicklung im Jahresverlauf: Während die kühle Witterung im ersten Quartal einen kräftigen Anstieg des Erdgasverbrauchs um 14 % mit sich brachte, führte das sehr warme dritte Quartal zu einem deutlichen Rückgang um 11 %. Die Durchschnittstemperatur war mit 8,94 °C um 0,56 °C niedriger als im Jahre 2002, aber um 0,35 °C höher als im langjährigen Mittel. Temperaturbereinigt ist der Erdgasverbrauch über das Jahr hinweg um rund 1 % gestiegen.

Tabelle 4

Rohölimporte Deutschlands 2002 und 2003 nach Herkunftsländern

	2002	2003	2002	2003
	Mill. t		Anteile in %	
Wichtige Lieferländer				
Russland	31,6	33,5	30,2	31,5
Norwegen	22,2	22,3	21,2	21,0
Großbritannien	11,5	11,6	11,0	10,9
Libyen	8,7	9,0	8,3	8,4
Kasachstan	5,5	6,6	5,3	6,2
Syrien	7,2	6,3	6,9	5,9
Saudi-Arabien	3,6	3,9	3,4	3,6
Algerien	4,1	3,7	3,9	3,4
Nigeria	2,8	2,9	2,7	2,7
Förderregionen				
OPEC	20,4	20,4	19,5	19,2
Nordsee	35,4	35,9	33,8	33,7
GUS	38,5	41,5	36,8	39,0
Sonstige	10,4	8,6	9,9	8,1
Insgesamt	104,7	106,4	100,0	100,0

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

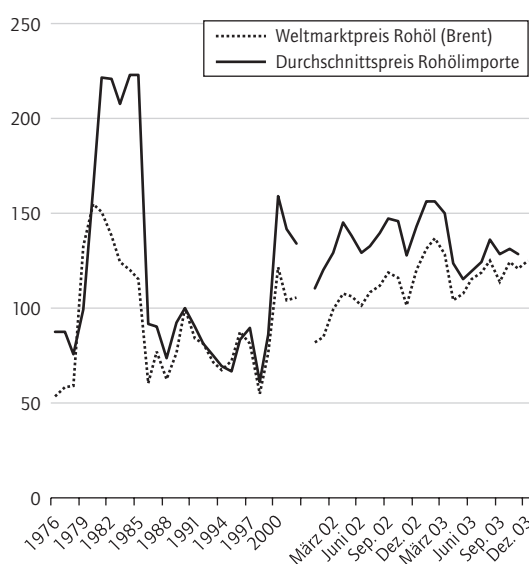
Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

Abbildung 4

Weltmarktpreis für Rohöl (Brent)¹ und Durchschnittspreis für deutsche Rohölimporte² 1976 bis 2003

1990 = 100



¹ Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel.

² Grenzübergangswert; Ursprungswerte in DM bzw. Euro je t.

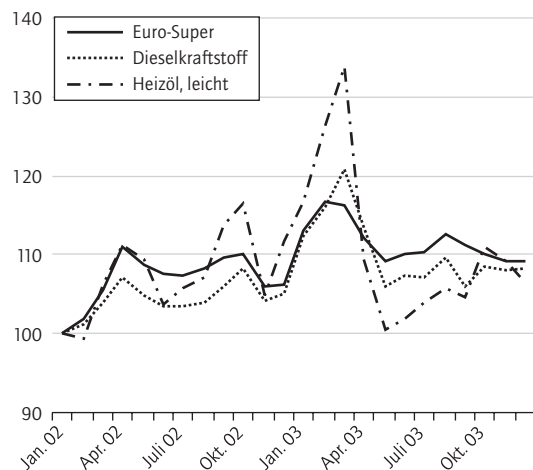
Quellen: BP Amoco; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Mineralölwirtschaftsverband.

DIW Berlin 2004

Abbildung 5

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2002 und 2003

Januar 2002 = 100

Quellen: Statistisches Bundesamt;
Mineralölwirtschaftsverband.

DIW Berlin 2004

und des temperaturbedingten Mehrverbrauchs überproportional – schätzungsweise um gut 5 %. Der Bestand an erdgasbeheizten Wohnungen nahm um knapp 300 000 zu; der Zuwachs war jedoch geringer als im Vorjahr (330 000 Wohnungen). Die Gründe hierfür lagen in erneut weniger Umstellungen von anderen Energieträgern auf Erdgas als Folge der zunehmend ausgeschöpften Potentiale. Damit waren am Jahresende 2003 rund 17,5 Mill. Wohnungen oder 46,6 % (2002: 46,0 %) des Bestands mit einer Erdgasheizung ausgestattet. Bei den zum Bau genehmigten Wohnungen hatte die Erdgasheizung einen Anteil von etwa 75 %, womit das hohe Vorjahresniveau nicht ganz erreicht wurde.

- Der industrielle Erdgaseinsatz erhöhte sich geringfügig; aufgrund der schwachen Konjunktur gingen von wichtigen Branchen kaum Impulse auf die Erdgasnachfrage aus.
- Im Kraftwerkssektor wurde deutlich mehr Erdgas eingesetzt; die Stromerzeugung auf Erdgasbasis nahm um etwa 6 % zu. Der Anteil von Erdgas an der gesamten Stromerzeugung belief sich auf knapp 10 %.

Tabelle 5

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2002 und 2003

	Einheit	2002	2003	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	198,0	204,7	3,6
Einfuhr	Mrd. kWh	884,1	909,2	2,8
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1 082,1	1 113,9	3,0
Ausfuhr	Mrd. kWh	119,0	132,5	11,3
Speichersaldo ¹	Mrd. kWh	-5,2	11,0	x
Verbrauch	Mrd. kWh	957,9	992,3	3,6
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mill. t SKE	106,2	110,0	3,6
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft				
Inländische Förderung	%	18	18	x
Russland	%	31	32	x
Norwegen	%	25	26	x
Niederlande	%	19	17	x
Großbritannien/Dänemark	%	7	7	x

Vorläufige Angaben, zum Teil geschätzt; Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

¹ Minus = Injektion.

Quellen: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V.; Verbundnetz Gas AG; Ruhrgas AG.

DIW Berlin 2004

Aus den vorliegenden Zahlen lassen sich für die Hauptverwendungssektoren des Erdgases folgende Verbrauchstendenzen ableiten:

- Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen (HuK-Sektor) stieg aufgrund der zusätzlichen Nachfrage neuer Heizgaskunden

Die Struktur des Erdgasverbrauchs nach Sektoren blieb weitgehend stabil: Die privaten Haushalte sowie Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen waren weiterhin die bei weitem wichtigsten Verbrauchergruppen mit einem Anteil von zusammen 49 %. Auf die Industrie entfiel wiederum knapp ein Viertel; wie im Vorjahr wurden 13 % des Erdgases in Kraftwerken zur Stromerzeugung und 14 % in den übrigen Sektoren (insbesondere zur Fernwärmeerzeugung und für die nichtenergetische Verwendung) eingesetzt.

Das gesamte Erdgasaufkommen erhöhte sich im Berichtsjahr um rund 3 %; mit jeweils fast gleichen Raten nahmen auch die inländische Förderung und die Erdgasbezüge aus dem Ausland zu. Dabei hat sich die Aufkommensstruktur nach Bezugsquellen nur leicht verschoben: Das Erdgas stammte wie im Vorjahr zu 18 % aus deutscher Produktion (gemessen am inländischen Verbrauch waren das knapp 21 %) und zu 82 % aus Importen. Wichtigstes Lieferland war nach wie vor Russland mit einem Anteil am Erdgasaufkommen von 32 % (2002: 31 %). Norwegen konnte seinen Lieferanteil leicht auf 26 % (25 %) steigern und lag vor den Niederlanden, deren Anteil sich auf 17 % (19 %) verminderte. Der Beitrag der übrigen Länder (Großbritannien, Dänemark u. a.) blieb mit 7 % unverändert.

Die Importpreise für Erdgas bewegten sich im Jahre 2003 (Januar bis November) um knapp 6 % über dem Durchschnittsniveau vom Vorjahr, wo-

bei zuletzt (November 2003) sogar niedrigere Werte als Ende 2002 zu registrieren waren.

Steinkohle

Der gesamte Steinkohlenverbrauch war 2003 mit 67 Mill. t SKE um 4,2 % höher als im Vorjahr. Hierzu hat vor allem der Anstieg beim Einsatz von Steinkohle in der Elektrizitätswirtschaft beigetragen. Bei einer insgesamt höheren Stromerzeugung hat sich die Energieträgerstruktur wieder zugunsten der Steinkohlenverstromung entwickelt. Davon profitierten sowohl die heimische als auch die importierte Steinkohle. 48 Mill. t SKE wurden 2003 in der Kraftwirtschaft für die Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, 3 Mill. t mehr als im Jahr zuvor. Die Stromerzeugung auf Steinkohlenbasis erhöhte sich um über 8 %.

Unverändert gegenüber dem Vorjahr war der Steinkohlenverbrauch der Stahlindustrie mit 16,9 Mill. t SKE, darunter 6,8 Mill. t SKE aus inländischem Aufkommen, bei einer ebenfalls gleich hohen Rohstahlerzeugung von 44,8 Mill. t. Im Wärmemarkt hielt sich der Steinkohlenverbrauch auf dem niedrigen Vorjahresniveau.

Erneut überstieg die Einfuhr von Steinkohle und Steinkohlenkoks den Absatz aus dem inländischen Aufkommen, der sich – bedingt durch die 1997 vereinbarte Rückführung der Finanzplafonds für die heimische Steinkohle – um rund 1 % verminderte. Mit einer Förderung von 26,4 Mill. t SKE⁷ erreichten die zehn im Jahre 2003 noch in Betrieb befindlichen Steinkohlenbergwerke fast wieder das Niveau vom Vorjahr (Tabelle 6).

Nach der Jahresmitte 2003 haben sich die Preise für Steinkohle (Drittlandskohle) infolge gestiegener Frachtraten spürbar erhöht. Im vierten Quartal waren sie mit über 42 Euro/t SKE um etwa 10 % höher als zu Jahresbeginn (Abbildung 6).

Wichtigste Herkunftsländer der Steinkohlenimporte waren Polen mit einem Anteil von rund einem Drittel an der Einfuhr von Steinkohle aus Drittländern (Januar bis Oktober 2003), Südafrika (rund 19 %) und Kolumbien (knapp 11 %). Wesentliche Beiträge leisteten noch die GUS (9,3 %), Australien (8,5 %) und die USA (4,9 %).

Braunkohle

Produktion und Absatz der Braunkohlenindustrie blieben im Jahre 2003 knapp unter dem Vorjahresniveau. Die Förderung lag bei rund 179 Mill. t (–1,5 %). Dabei war die Entwicklung in den ein-

Tabelle 6

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2002 und 2003

	Einheit	2002	2003	Veränderung in %
Steinkohlenförderung (ohne Kleinzechen)	Mill. t SKE	26,8	26,4	–1,5
Kokserzeugung insgesamt ¹	Mill. t	7,2	6,1	.
Zechenkokereien	Mill. t	2,0	2,0	1,8
Hüttenkokereien ¹	Mill. t	5,2	4,1	.
Gesamtabsatz aus inländischem Aufkommen ^{2,3}	Mill. t SKE	28,6	28,3	–1,1
Kraftwerke	Mill. t SKE	20,8	21,1	1,1
Stahlindustrie	Mill. t SKE	7,2	6,8	–5,4
Übrige Sektoren im Inland	Mill. t SKE	0,4	0,3	–25,8
Sonstige Ausfuhren	Mill. t SKE	0,2	0,1	–24,4
Einfuhr von Steinkohle und Koks	Mill. t SKE	36,5	38,0	4,1

Vorläufige Angaben, zum Teil geschätzt; Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.
¹ Für 2003 ohne Erzeugung der im April 2003 neu angefahrenen Kokerei in Duisburg.

² Koks in Kohle umgerechnet.
³ Einschließlich Zukäufen.

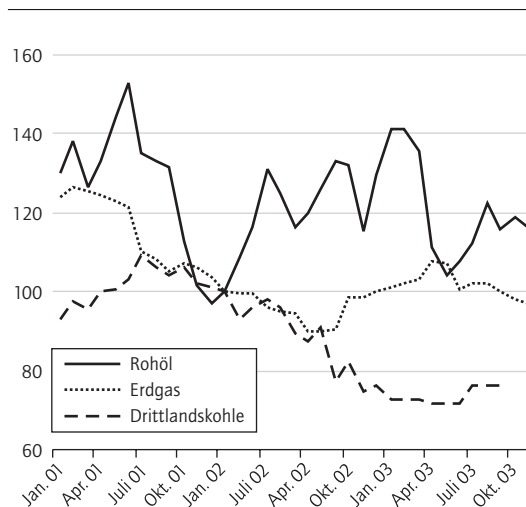
Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.

DIW Berlin 2004

Abbildung 6

Importpreise¹ für Rohöl, Erdgas und Kohle (Kraftwerkskohle) 2001 bis 2003

Januar 2002 = 100



¹ Grenzübergangswerte.

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Mineralölwirtschaftsverband.

DIW Berlin 2004

zelnen Revieren unterschiedlich. Im mitteldeutschen Revier stieg die Förderung um 10,2 % auf 22,0 Mill. t, während sie in der Lausitz um 3,2 % auf 57,4 Mill. t zurückging. Im Rheinland wurden 97,5 Mill. t (–1,9 %) gefördert. Im Revier Helmstedt sind im Sommer 2002 das Kraftwerk Off-

⁷ Einschließlich der Kleinbetriebe belief sich die Förderung in Deutschland im Jahre 2003 auf rund 26,5 Mill. t SKE.

leben und der Tagebau Helmstedt außer Betrieb gegangen – die Förderung betrug 2003 noch 2,1 Mill. t (–26,5 %). Im Revier Hessen ist die Kohlegewinnung zum 30. November 2003 ausgelaufen (Tabelle 7).

Der Primärenergieverbrauch von Braunkohle war mit 55,9 Mill. t SKE um 1,2 % niedriger als im Vorjahr. Der Anteil der Braunkohle an der Primärenergiegewinnung in Deutschland blieb bei knapp 44 %. Sie ist damit der mit Abstand wichtigste heimische Energieträger.

Insgesamt wurden rund 92 % der deutschen Braunkohlenförderung zur Stromerzeugung eingesetzt.

Trotz rückläufiger Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Stromversorgung (165,3 Mill. t; –1,3 %) war die Stromerzeugung der Braunkohlenkraftwerke mit 159 TWh – insbesondere wegen verbesserter Wirkungsgrade der Kraftwerke – sogar etwas höher als im Vorjahr (+0,6 %). Der Anteil der Braunkohle an der gesamten Stromerzeugung betrug weiter rund 27 %. Die Braunkohle liefert damit einen maßgeblichen Beitrag zur Erzeugung von wettbewerbsfähigem Grundlaststrom.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten war insgesamt niedriger als im Jahre 2002. Dabei ging die Produktion von Briketts (–5,5 %) und Koks (–10,3 %) zurück. Die Herstellung von Staub lag auf dem Vorjahresniveau (–0,1 %). Einen Zuwachs verzeichnete dagegen die Produktion von Wirbelschichtkohle (+2,2 %).

Die Zahl der Beschäftigten ist im Verlauf des Jahres 2003 um rund 1 500 auf etwa 25 400 gesunken. In dieser Zahl sind 2 200 Auszubildende sowie rund 7 300 Mitarbeiter in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung enthalten. Hinzu kommen noch 2 400 Beschäftigte in den Sanierungsgesellschaften. Insgesamt entfallen damit in Deutschland knapp 60 000 Arbeitsplätze auf den Braunkohlenbergbau und die Stromerzeugung auf Braunkohlenbasis.

Tabelle 7

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2002 und 2003

	Einheit	2002	2003	Veränderung in %
Rohbraunkohlenförderung im Inland nach Revieren				
Rheinland	Mill. t	99,4	97,5	–1,9
Helmstedt	Mill. t	2,9	2,1	–26,5
Hessen	Mill. t	0,2	0,0	–85,4
Bayern	Mill. t	0,1	0,0	–57,8
Lausitz	Mill. t	59,3	57,4	–3,2
Mitteldeutschland	Mill. t	20,0	22,0	10,2
Förderung insgesamt	Mill. t	181,8	179,1	–1,5
	Mill. t SKE	56,4	55,9	–0,8
Verwendung inländischer Braunkohle				
Absatz insgesamt	Mill. t	167,8	165,8	–1,2
an öffentliche Kraftwerke	Mill. t	167,4	165,3	–1,3
an sonstige Abnehmer	Mill. t	0,4	0,6	32,1
Einsatz zur Veredlung	Mill. t	11,8	11,6	–1,4
Einsatz in Grubenkraftwerken	Mill. t	2,0	1,8	–8,5
Bestandsveränderung	Mill. t	0,1	–0,2	x
Verwendung insgesamt	Mill. t	181,8	179,1	–1,5
Veredlungsprodukte aus inländischer Förderung				
Brikett	1 000 t	1 553	1 466	–5,6
Staub	1 000 t	2 657	2 653	–0,2
Wirbelschichtkohle	1 000 t	548	559	2,1
Koks	1 000 t	184	165	–10,1
Einfuhr von				
Hartbraunkohle	1 000 t	827	0	x
Braunkohle	1 000 t	21	45	x
Brikett	1 000 t	41	120	x
Insgesamt	1 000 t SKE	471	91	x
Ausfuhr von				
Braunkohle	1 000 t	1	1	–30,0
Brikett	1 000 t	172	192	11,9
Staub	1 000 t	364	333	–8,7
Koks	1 000 t	33	38	13,7
Insgesamt	1 000 t SKE	424	418	–1,4
Einfuhrüberschuss	1 000 t SKE	47	–327	x
Primärenergieverbrauch von Braunkohle	Mill. t SKE	56,6	55,9	–1,2

Vorläufige Angaben, zum Teil geschätzt; Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

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

DIW Berlin 2004

Elektrizitätswirtschaft

Im sechsten Jahr nach Einführung des Wettbewerbs im April 1998 befindet sich der deutsche Strommarkt in einer Konsolidierungsphase. Zwar gibt es nach wie vor Wettbewerb um die großen Kunden aus Industrie und Gewerbe, doch hat im Massenkundensegment die Marktdynamik nachgelassen. Die Wechselquoten der Haushalts- und Gewerbekunden bewegen sich – trotz der spürbar vereinfachten Wechselmodalitäten – mit 5 % bei den Haushalten und 7 % bei den kleinen und mittleren Gewerbebetrieben auf einem im internationalen Vergleich nur durchschnittlichen Niveau. Allerdings konnten etwa ein Viertel der Haushaltskunden und rund die Hälfte der Gewerbekunden den Wettbewerb nutzen, indem sie neue und günstigere Verträge mit ihren bisherigen Lieferanten abschlossen. Einige neue Stromanbieter sind inzwischen aus dem Markt verschwunden. Dennoch gibt es noch rund 150 neue Marktteilnehmer, deren Geschäftsaktivitäten vor allem im Handel und Vertrieb, nicht aber in der Erzeugung liegen. An der Erzeugung insgesamt sind allein die vier großen Stromversorgungsunternehmen RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW mit mehr als 80 % beteiligt. Abzuwarten bleibt, welche Impulse die Einführung einer Regulierungsinstanz zur Mitte des Jahres

2004 für die wettbewerbliche Dynamik im deutschen Strommarkt bringen kann.

Weiterhin von großen Zuwächsen gekennzeichnet war der Handel an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig, die Ende 2003 über 110 Teilnehmer zählte, darunter etwa die Hälfte aus dem Ausland. So wurden im Geschäftsjahr 2003 am integrierten Spot- und Terminmarkt insgesamt 391 TWh gehandelt – das 2,6fache des Vorjahresumsatzes. Auf den Spotmarkt entfielen hierbei 49 TWh (+49 %) und auf den Terminmarkt 342 TWh (+292 %). Mehr als die Hälfte des Terminmarktvolumens (191 TWh) entfiel auf das OTC-Clearing, was auf die zunehmende Bedeutung des Kontrahentenausfallrisikos für die Marktteilnehmer hinweist. Am EEX-Spotmarkt wurden 2003 rund 10 % des deutschen Stromverbrauchs gehandelt.

Die Bruttostromerzeugung stieg im Jahre 2003 um 2,7 % auf 596 Mrd. kWh (Tabelle 8). Stark zuge-

nommen hat vor allem die Stromerzeugung auf Basis von Steinkohle (+8 %) und Erdgas (+ 6,5 %). Die Windenergie konnte wieder kräftig zulegen, während die Wasserkraft aufgrund der trockenen Witterung Einbußen verzeichnete.

Die Stromerzeugung aus Kernenergie blieb im Jahre 2003 mit 165 Mrd. kWh im Vergleich zum Vorjahr unverändert. Mitte November 2003 ging das Kernkraftwerk Stade mit einer Nettoleistung von 640 MW vom Netz. Damit waren noch 18 Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 20 640 MW (netto) in Betrieb. Diese Anlagen erzeugten im vergangenen Jahr 28 % des Stroms in Deutschland.

Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg im Jahre 2003 um etwa 2 500 MW auf 14 500 MW. Insgesamt waren zum Jahresende rund 15 000 Windenergieanlagen in Betrieb. Da das „Windangebot“ 2003 im Vergleich zum – ebenfalls schlechten – Vorjahr zurückging, stieg die Stromerzeu-

Tabelle 8

Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2003 nach Energieträgern

	1990	1991	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 ¹	2002 ¹	2003 ¹
Energieträger (Mrd. kWh)											
Wasserkraft	19,7	19,2	25,2	22,7	22,0	22,5	24,7	27,7	25,5	27,1	24,5
Kernenergie	152,5	147,4	154,1	161,6	170,3	161,6	170,0	169,6	171,3	164,8	165,0
Steinkohle	140,8	149,8	147,1	152,7	143,1	153,4	143,1	143,1	138,4	135,0	146,0
Braunkohle	170,9	158,3	142,6	144,3	141,7	139,4	136,0	148,3	154,8	158,0	159,0
Erdgas	35,9	36,3	41,1	45,6	48,1	50,8	51,8	49,2	55,5	54,0	57,5
Mineralölprodukte	10,8	14,8	9,1	8,1	7,4	6,7	6,3	5,2	6,1	6,0	5,5
Windkraft	19,3	0,1	1,5	2,0	3,0	4,5	5,5	9,5	10,5	15,9	18,5
Müll u. Ä.		2,4	2,7	2,7	2,8	3,2	3,5	3,7	3,7	3,9	3,9
Übrige Energieträger		11,9	13,4	12,9	13,9	15,2	15,4	17,1	16,0	15,8	16,1
Bruttostromerzeugung insgesamt	549,9	540,2	536,8	552,6	552,3	557,3	556,3	573,4	581,7	580,5	596,0
Stromimport	31,9	30,4	39,7	37,4	38,0	38,3	40,6	45,1	46,5	46,2	45,8
Stromexport	31,1	31,0	34,9	42,7	40,4	38,9	39,6	42,1	43,7	45,5	53,8
Stromimportsaldo	0,8	-0,6	4,8	-5,3	-2,4	-0,6	1,0	3,0	2,8	0,7	-8,0
Bruttostromverbrauch	550,7	539,6	541,6	547,4	549,9	556,7	557,3	576,4	584,5	581,2	588,0
Veränderung gegenüber dem Vorjahr in %		-2,0	2,0	1,1	0,5	1,2	0,1	3,4	1,4	-0,6	1,3
Struktur der Bruttostromerzeugung in %											
Wasserkraft	3,6	3,6	4,7	4,1	4,0	4,0	4,4	4,8	4,4	4,7	4,1
Kernenergie	27,8	27,3	28,7	29,2	30,8	29,0	30,6	29,6	29,4	28,4	27,6
Steinkohle	25,6	27,7	27,4	27,6	25,9	27,5	25,7	25,0	23,8	23,3	24,5
Braunkohle	31,0	29,3	26,6	26,1	25,7	25,0	24,4	25,9	26,6	27,2	26,6
Erdgas	6,5	6,7	7,7	8,3	8,7	9,1	9,3	8,6	9,5	9,3	9,6
Heizöl	2,0	2,7	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	1,0	1,0	0,9
Windkraft	3,5	0,0	0,3	0,4	0,5	0,8	1,0	1,7	1,8	2,7	3,1
Müll u. Ä.		0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Übrige Energieträger		2,2	2,5	2,3	2,5	2,7	2,8	3,0	2,7	2,7	2,7
Bruttostromerzeugung insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

¹ Vorläufige Angaben, zum Teil geschätzt.

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit; Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e. V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

gung aus Windenergie allein wegen des Zubaus neuer Anlagen um rund 17 % auf 18,5 Mrd. kWh. Dieser Zuwachs konnte den starken Rückgang der Stromerzeugung in Wasserkraftwerken kompensieren. Diese hatten aufgrund der außerordentlich trockenen Witterung im Jahre 2003 einschließlich der Erzeugung in Pumpspeicherwerken nur 24,5 Mrd. kWh produziert (–10 %).

Neben der Windenergie nahm auch die Stromerzeugung aus Biomasse und Photovoltaik zu. Einschließlich der Erzeugung in Müllkraftwerken wurden im Jahre 2003 in Deutschland rund 44 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert. Dies entsprach einem Anteil von knapp 8 % an der gesamten Bruttostromerzeugung.

Die europaweit trockene Witterung und regional knappe Kraftwerkskapazitäten haben 2003 zu erheblichen Verschiebungen in der Struktur des Stromaußenhandels geführt. Die deutschen Stromversorger lieferten mit 53,8 Mrd. kWh 18 % mehr Strom ins Ausland als im Vorjahr. Die Importe gingen leicht auf 45,8 Mrd. kWh zurück. Der sich dadurch ergebende Ausfuhrüberschuss von 8 Mrd. kWh ist ein neuer Rekordwert. Ein starkes Wachstum gab es bei den Exporten nach Österreich und der Schweiz; hier handelte es sich aber vor allem um Transitmengen für Italien. Auch nach Dänemark und Schweden wurde erheblich mehr Strom exportiert. Diese Länder waren aufgrund der hohen Abhängigkeit von der Wasserkraft von den ausgebliebenen Niederschlägen besonders betroffen. Die Importe von Strom gingen aus nahezu allen Ländern zurück. Lediglich aus Frankreich und Tschechien bezogen die deutschen Stromversorger mehr Strom als im Vorjahr.

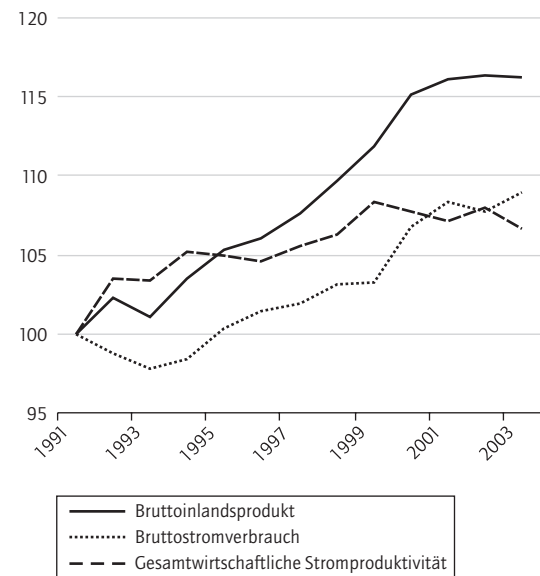
Der Bruttostromverbrauch in Deutschland stieg 2003 um gut 1 % auf 588 Mrd. kWh. Wegen der schwachen Industriekonjunktur kamen die Wachstumsbeiträge des Verbrauchs im Wesentlichen von den privaten Haushalten und dem Gewerbe. Verbrauchssteigernd dürften sich dabei der vergleichsweise kühle Jahresanfang 2003 und die lang anhaltende Hitzeperiode im Sommer ausgewirkt haben. Dies führte dazu, dass sich – gemessen am realen Bruttoinlandsprodukt – die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die von 1991 bis 2002 um jahresdurchschnittlich 0,7 % gestiegen war, deutlich verschlechterte; gegenüber 2002 sank sie um 1,3 % (Abbildung 7).

Analysiert man auch für den Stromverbrauch den Einfluss unterschiedlicher Komponenten auf dessen Veränderungen in den Jahren von 1991 bis 2003, so zeigt sich, dass es auch hier vornehmlich das gesamtwirtschaftliche Wachstum gewesen ist, das zusammen mit dem Einfluss der gewachsenen

Abbildung 7

Bruttoinlandsprodukt¹, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität² in Deutschland 1991 bis 2003

1991 = 100

¹ Zu Preisen von 1995.² Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch.

Quellen: AG Energiebilanzen;
Statistisches Bundesamt; VDEW;
Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

Bevölkerungszahl zu dem insgesamt höheren Bruttostromverbrauch geführt hat. Wenn dennoch der Zuwachs des Stromverbrauchs in der gesamten Periode auf 9 % begrenzt werden konnte, so ist dies im Wesentlichen die Folge der gesunkenen Stromintensität oder – umgekehrt – der erhöhten Stromproduktivität (Abbildung 8).

Das Jahr 2003 war gekennzeichnet durch einen erheblichen Anstieg der Stromgroßhandelspreise. Der Jahresdurchschnittspreis für Spotprodukte an der EEX lag bei 29,49 Euro/MWh und damit um rund 7 Euro über dem Vorjahresmittel von 22,55 Euro/MWh. Am EEX-Terminmarkt stieg der Preis für den Jahresfuture „Grundlastlieferung Kalenderjahr 2003“ von knapp 25 Euro/MWh im Januar 2003 auf einen Spitzenwert von über 35 Euro/MWh im November. Er notierte am letzten Handelstag, dem 29. Dezember 2003, immer noch bei 32,87 Euro/MWh (Abbildung 9).

In dieser Entwicklung kommen u. a. die gestiegenen Brennstoffkosten, aber auch die enger gewordenen Kapazitätsreserven zum Ausdruck. Die Preise für Importkohle haben vor allem aufgrund

gestiegener Frachtraten seit Mitte 2003 rapide zugenommen. Auch die Preise für Erdgas sind im Jahresvergleich gestiegen. Die Preise am Terminmarkt spiegeln die Erwartungen der Marktteilnehmer über die künftige Preisentwicklung und haben somit eine Signalfunktion beispielsweise für die Bezugsverträge für Industriekunden und Weiterverteiler. Im Laufe des Jahres 2003 haben sich die Preise für Industriekunden um 16 % erhöht. Die Industrie zahlte Ende 2003 aber immer noch weniger für den Strom als 1998 zu Beginn der Liberalisierung (Abbildung 10).

Auch die Preisentwicklung bei Strom für private Haushalte war in der Tendenz aufwärts gerichtet. Ein Musterhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3 500 kWh zahlte im Jahre 2003 brutto wieder so viel wie 1998, d. h. vor den Preissenkungen im Zuge der Liberalisierung. Allerdings ist ein großer Teil der Strompreiserhöhungen auf staatliche Maßnahmen zurückzuführen (Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, Stromsteuer). Netto liegen die Preise für Haushaltskunden um etwa 20 % unter den Preisen von 1998.

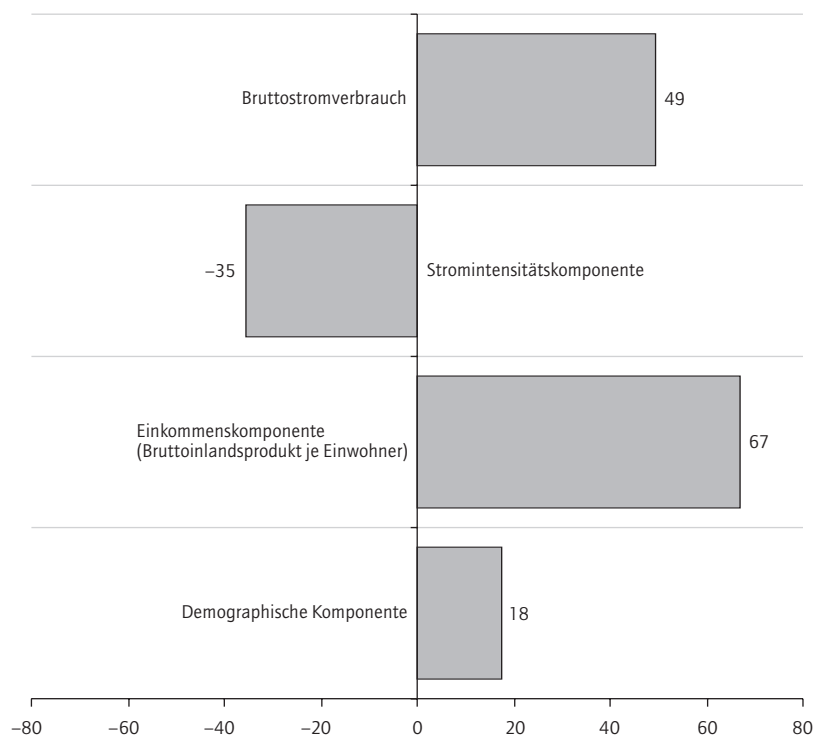
Fazit

Nach dem kräftigen Rückgang Anfang der 90er Jahre hat der Primärenergieverbrauch in Deutschland praktisch stagniert. Im Jahre 2003 blieb er ge-

Abbildung 8

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2003 gegenüber 1991 in Mrd. kWh



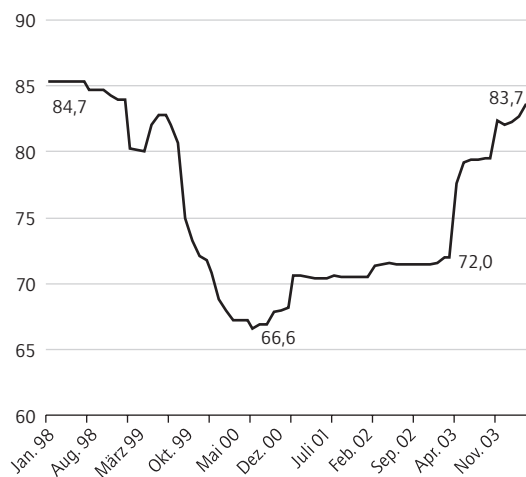
Quellen: Statistisches Bundesamt; VDEW; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

Abbildung 9

Industriestrompreise in Deutschland 1998 bis 2003

Preise für industrielle Sonderabnehmer (Hochspannung)
1995 = 100



Quellen: Statistisches Bundesamt (zitiert nach VIK); Berechnungen des DIW Berlin.

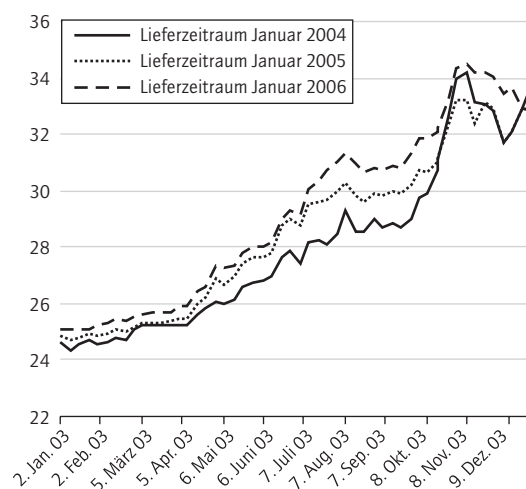
DIW Berlin 2004

Abbildung 10

Strompreise am Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX) 2003

EEX Grundlast Jahresfuture (Phelix)

Euro je MWh



Quelle: European Energy Exchange (EEX), Leipzig.

DIW Berlin 2004

genüber dem Vorjahr fast unverändert; temperaturbereinigt ging er um etwa 1 % zurück. Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität war 2003 temperaturbereinigt um knapp 17 % höher als 1991; dies entspricht einer jahresdurchschnittlichen Steigerung um 1,3 %. Im Jahre 2003 verbesserte sich die (temperaturbereinigte) Energieproduktivität gegenüber dem Vorjahr lediglich um 0,9 %. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität hat deutlich, um 1,3 %, abgenommen.

Die Energiepreise haben sich im vergangenen Jahr recht unterschiedlich entwickelt: Während die Ölpreise ungeachtet aller Schwankungen im Jahresverlauf ebenso wie die Erdgaspreise auf hohem Niveau verharrten, sind die Strompreise kräftig

gestiegen. Dies hat zu großen Teilen die anfangs mit der Liberalisierung der Strommärkte verbundenen Preissenkungen wieder zunichte gemacht.

Die Perspektiven für das laufende Jahr sind äußerst unsicher. Von dem erwarteten gesamtwirtschaftlichen Wachstum werden wohl wieder einige verbrauchssteigernde Impulse ausgehen. Die anstehenden energie- und umweltpolitischen Entscheidungen zum europaweiten Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten und die geplante Einrichtung einer Regulierungsbehörde für Strom und Gas lassen sich in ihren Auswirkungen auf die Verbrauchsentwicklung derzeit allerdings kaum einschätzen.

Aus den Veröffentlichungen des DIW Berlin

Diskussionspapiere

Erscheinen seit 1989

Nr. 387

Creating Low-Skilled Jobs by Subsidising Market-Contracted Household Work

Von Tilman Brück, John P. Haisken-De New und Klaus F. Zimmermann

Dezember 2003

Nr. 388

Konzessionsmodelle für Fernstraßen in Deutschland: Eine ökonomische Analyse der Risikoallokation beim F- und A-Modell

Von Thorsten Beckers und Christian von Hirschhausen

Dezember 2003

Nr. 389

Unusual Behaviour of Dickey-Fuller Tests in the Presence of Trend Misspecification: Comment

Von Boriss Siliverstovs

Dezember 2003

Nr. 390

Circular Movements and Time Away from the Host Country

Von Amélie Constant und Klaus F. Zimmermann

Dezember 2003

Nr. 391

International Migration to Germany: Estimation of a Time-Series Model and Inference in Panel Cointegration

Von Herbert Brücker, Boriss Siliverstovs und Parvati Trübswetter

Dezember 2003

Nr. 392

Identification, Characteristics and Impact of Faked Interviews in Surveys – An Analysis by Means of Genuine Fakes in the Raw Data of SOEP

Von Jörg-Peter Schräpler und Gert G. Wagner

Dezember 2003

Nr. 393

International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Gas Prices in Europe, North America and Japan

Von Guillaume L'Hégaret, Boriss Siliverstovs, Anne Neumann und Christian von Hirschhausen

Dezember 2003

Nr. 394

Discrete Choice Labor Supply: Conditional Logit vs. Random Coefficient Model

Von Peter Haan

Januar 2004

Die Volltextversionen der Diskussionspapiere liegen von 1998 an komplett als pdf-Dateien vor und können von der entsprechenden Website des DIW Berlin heruntergeladen werden: www.diw.de/deutsch/publikationen/diskussionspapiere).

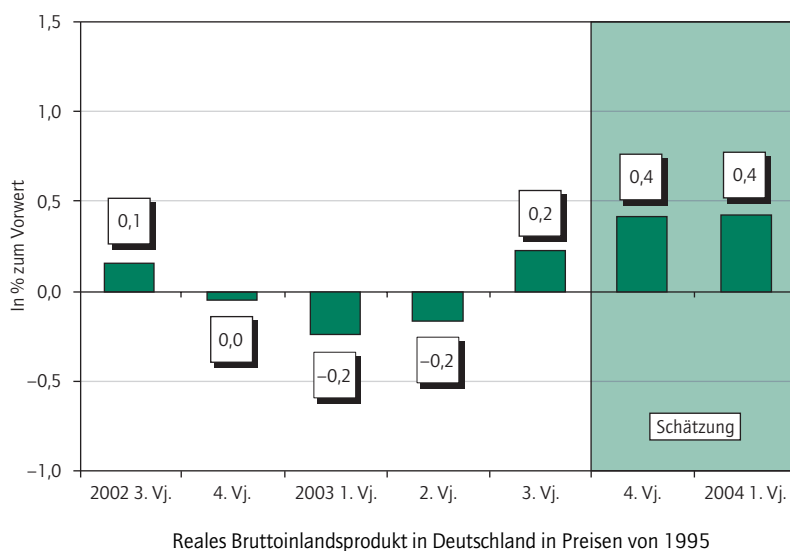
Das DIW-Konjunkturbarometer

Stand: 9. Februar 2004

Gespaltene Erholung

Nach den jüngsten Daten zu Produktion und Auftragseingang (Dezember 2003) zeichnet sich für das Jahresanfangsquartal 2004 eine weitere Aufwärtsbewegung der gesamtwirtschaftlichen Produktion ab (+0,4 % gegenüber vierten Quartal 2003). Die Auftragseingänge aus dem Ausland waren deutlich im Plus. Auch die Auftrags-eingänge aus dem Inland stabilisierten sich im Zweimonatsdurchschnitt. Mehr als zuvor wird das Gesamtbild der konjunkturellen Entwicklung durch eine Spaltung binnen- und außenwirtschaftlicher Kräfte geprägt. Die stark eingetrübten Umsätze im Handel und auch die Neuzulassungen von Pkw signalisieren immer noch schwache Konsumausgaben der privaten Haushalte. Diese dürften zum Jahresende 2003 abermals an Kraft verloren haben. Für den Jahresbeginn ist hier mit keiner nennenswerten Änderung zu rechnen. Im Zuge der außenwirtschaftlichen Belebung konnten die Ausrüstungsinvestitionen im Jahresendquartal wieder zulegen. Positiv fällt weiter auf, dass im Baubereich – witterungsbedingt – eine moderate Aufwärtsbewegung stattgefunden hat. Für eine durchgreifende Konjunkturerholung sind die binnenwirtschaftlichen Impulse aber noch zu gering.

Das DIW-Konjunkturbarometer



DIW Berlin 2004

Das DIW Berlin präsentiert monatlich das DIW-Konjunkturbarometer als einen Indikator für die aktuelle Konjunkturtendenz in Deutschland. Es zeigt die Wachstumsrate des realen Bruttoinlandsprodukts für das abgelaufene bzw. laufende Quartal und stellt damit die gesamtwirtschaftliche Entwicklung dar. Die Berechnung des DIW-Konjunkturbarometers basiert auf monatlichen Indikatoren, die – abhängig vom Zeitpunkt der Berechnungen – mehr oder weniger Schätzelemente enthält. Dem hier vorgestellten Konjunkturbarometer liegen für die Mehrzahl der verwendeten Indikatoren offizielle Werte des Statistischen Bundesamtes zugrunde.

Das DIW-Konjunkturbarometer wird regelmäßig auch auf der Homepage des DIW Berlin veröffentlicht (www.diw.de/konjunkturbarometer).

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann (Präsident)
Prof. Dr. Georg Meran (Vizepräsident)
Dr. Tilman Brück
PD Dr. Gustav A. Horn
Dr. Kurt Hornschild
Dr. Bernhard Seidel
Prof. Dr. Viktor Steiner
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Prof. Dr. Christian Wey
Dr. Hans-Joachim Ziesing

Redaktion

Dörte Höppner
Dr. Elke Holst
Jochen Schmidt
Dr. Mechthild Schrooten

Pressestelle

Dörte Höppner
Tel. +49-30-897 89-249
presse@diw.de

Verlag

Verlag Duncker & Humblot GmbH
Carl-Heinrich-Becker-Weg 9
12165 Berlin
Tel. +49-30-790 00 60

Bezugspreis

(unverbindliche Preisempfehlungen)
Jahrgang Euro 120,-
Einzelheft Euro 11,-
Zuzüglich Versandkosten
Abbestellungen von Abonnements
spätestens 6 Wochen vor Jahresende

ISSN 0012-1304

Bestellung unter www.diw.de

Konzept und Gestaltung
kognito, Berlin

Druck

Druckerei Conrad GmbH
Oranienburger Str. 172
13437 Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung
– auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Abteilung
Information und Organisation zulässig.