

Dr. rer. oec., Ing. Dietmar Ufer
Leipzig

Analyse der energiewirtschaftlichen Situation 2005 in Deutschland

15. Zittauer Seminar zur energiewirtschaftlichen Situation in den Ländern Mittel- und Osteuropas vom 26. bis 28. September 2005

Inhaltverzeichnis

1	Volkswirtschaftliche Entwicklung in Deutschland	3
1.1	Zur volkswirtschaftlichen Entwicklung 2004	3
1.2	Zur volkswirtschaftlichen Entwicklung 2005	4
1.3	Zur Entwicklung in Ostdeutschland	4
2	Energiewirtschaftliche Entwicklung 2004	7
2.1	Primärenergie	7
2.1.1	Entwicklung von Aufkommen und Verbrauch an Primärenergie.....	7
2.1.2	Entwicklung des Verbrauchs einzelner Primärenergieträger im Jahr 2004:	8
2.1.3	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im ersten Halbjahr 2005:	12
2.2	Elektroenergie	12
2.2.1	Entwicklung von Verbrauch und Erzeugung.....	12
2.2.2	Entwicklung des Beitrages einzelner Energieträger zur Elektroenergieerzeugung 2004	13
2.2.3	Ausgewählte Ergebnisse der Elektroenergieversorgung	16
2.2.4	Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft im ersten Halbjahr 2005.....	19
3	Effektivität der Energieverwendung	19
4	Energiepreise	20
5	Umweltschutz	21
6	CO ₂ -Emissionen	22
7	Zur deutschen Energiepolitik	22
7.1	Beendigung der Kernenergienutzung	23
7.2	Liberalisierung des europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas.....	23
7.3	Klimaschutz	26
7.4	Energieforschungsprogramm	29
7.5	dena-Netz-Studie.....	29
8	Bewertung der deutschen Energiepolitik	30
9	Quellen	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Veränderung des Bruttoinlandsproduktes (in Preisen von 1995) gegenüber dem Vorjahr (in %)	3
Tabelle 2: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes in Deutschland (in Preisen von 1995)	3
Tabelle 3: Primärenergiegewinnung nach Energieträgern (in PJ)	7
Tabelle 4: Außenhandelsaldo nach Energieträgern (in PJ)	7
Tabelle 5: Primärenergieverbrauch in Deutschland (in PJ)	8
Tabelle 6: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland (in %)	8
Tabelle 7: Nutzung erneuerbarer Energien 2004	11
Tabelle 8: Bruttostromerzeugung in Deutschland (in TWh)	13
Tabelle 9: Struktur der Bruttostromerzeugung (in %)	13
Tabelle 10: Elektroenergieerzeugung aus regenerativen Energien 1990 bis 2004 (in TWh)	15
Tabelle 11: Elektroenergieerzeugung aus erneuerbaren Energien (in TWh)	19
Tabelle 12: Entwicklung der Energieeffektivität	19
Tabelle 13: Entwicklung der Einfuhrpreise	20
Tabelle 14: Verbraucherpreise für Energie	21
Tabelle 15: Jährliche Ausgaben für Energie pro Haushalt (in €)	21
Tabelle 16: Entwicklung der Gesamtemission von ausgewählten Schadstoffen (in kt)	21
Tabelle 17: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (in Mt)	22
Tabelle 18: Entwicklung der Netznutzungsentgelte (in ct/kWh)	25

1 Volkswirtschaftliche Entwicklung in Deutschland

1.1 Zur volkswirtschaftlichen Entwicklung 2004

Im Jahr 2004 ist das deutsche **Bruttoinlandsprodukt (BIP)** im Vergleich zum Vorjahr um 1,55 % gewachsen. Nach der schwachen wirtschaftlichen Entwicklung in den Vorjahren ist das der stärkste Anstieg seit 2000 (+ 2,9 %) (*Tabellen 1 und 2*). Allerdings standen 2004 in Deutschland 4,7 Arbeitstage mehr als im Vorjahr zur Verfügung; allein daraus ergab sich ein Anstieg des Bruttoinlandsproduktes um 0,5 %.

Tabelle 1: Veränderung des Bruttoinlandsproduktes (in Preisen von 1995) gegenüber dem Vorjahr (in %)

1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
2,2	- 1,1	2,3	1,7	0,8	1,4	2,0	2,0	2,9	0,8	0,1	- 0,1	1,6

Tabelle 2: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes in Deutschland (in Preisen von 1995)

	1991	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Mrd. €	1.710,8	1.801,3	1.876,4	1.914,8	1.969,5	1.986,0	1.987,6	1.985,2	2.016,1
%	100,0	105,3	109,7	111,9	115,1	116,1	116,2	116,0	117,8

Den größten Anstieg bei der **Bruttowertschöpfung** erreichte das Verarbeitende Gewerbe mit einem Wachstum von 4,6 % gegenüber dem Vorjahr. Dagegen setzte sich der anhaltende Abwärtstrend beim Baugewerbe mit – 2,6 % fort (Rückgang gegenüber 1994 um 26,5 %).

Ausschlaggebend für die positive Wirtschaftsentwicklung war ein Anstieg des **Exportüberschusses** um 2,5 % (2003: - 11,2 %). Die inländische Konsumausgaben sanken dagegen um 0,2 % (2003: ± 0 %). Dabei ging der **private Konsum** um 0,4 % zurück (2003: ± 0 %), während sich die **staatlichen Konsumausgaben** um 0,4 % erhöhten (2003: + 0,1 %). Die **Bruttoanlageinvestitionen** sanken um 0,9 % (2003: - 2,2 %).

Die **privaten Ausgaben für Wohnung, Wasser und Energie** machten 2004 25,4 % der Konsumausgaben der privaten Haushalte im Inland aus. Dieser Anteil ist seit 1991 (20,1 %) nahezu kontinuierlich angestiegen.

Die **staatliche Nettoverschuldung** lag mit 3,7 % des BIP auch 2004, wie schon 2002 und 2003, über der im Europäischen Stabilitätspaktes (Maastricht-Vertrag) vereinbarten Obergrenze von 3,0 %.

Mit 82,500 Millionen blieb die **Einwohnerzahl** Deutschlands gegenüber dem Vorjahr (82,520 Mio.) etwa konstant.

Die Zahl der **Arbeitslosen** stagnierte 2004 mit 4,361 Mio. auf einem hohen Niveau. Hinzu kommen deutlich mehr als eine Million „verdeckte Arbeitslose“. Die offizielle Arbeitslosenquote betrug im Jahresdurchschnitt 10,5 %.

Die **Arbeitsproduktivität** (BIP je Erwerbstätigen) stieg 2004 um 1,2 Prozent, nämlich von 4320 €/Monat (2003) auf 4370 €/Monat (2004). Sie wuchs damit schneller als im Vorjahr (0,9 %).

1.2 Zur volkswirtschaftlichen Entwicklung 2005

Gegenüber dem vorhergehenden Quartal ist das BIP im **ersten Quartal 2005** nur um 0,8 % gewachsen (gegenüber dem ersten Quartal 2004 jedoch um 0,3 % gesunken). Im **zweiten Quartal 2005** stagnierte es gegenüber dem ersten Quartal 2005 (Kalenderbereinigter Anstieg gegenüber dem zweiten Quartal 2004 um 0,6 %). Trotz einer allgemeinen Verbesserung des Konjunkturklimas sank im gesamten **ersten Halbjahr** die Inlandsnachfrage. Positive Wachstumsimpulse gingen im ersten Quartal nur vom Exportüberschuss und im zweiten Quartal von Vorratserhöhungen aus.

Nach Informationen des Bundeswirtschaftsministeriums, basierend auf Berechnungen des Statistischen Bundesamtes, haben die deutschen Unternehmen im Juli 2005 3,7 % mehr Aufträge erhalten als im Vormonat. Dabei wuchs der ausländische Auftragseingang sogar um 7,7 %, während der inländische **Auftragseingang** zwar auf einem relativ hohen Niveau verharrte, insgesamt jedoch um 0,1 % niedriger als im Vormonat war. Diese positive Entwicklung ist um so bemerkenswerter, als sie schon über drei Monate anhält. Das stützt die Erwartung einer leichten Belebung der Wirtschaft im **zweiten Halbjahr 2005**. Die steigenden Inlandsbestellungen der Konsumgüterhersteller lassen eine Wende im privaten Konsum erwarten. Schwer einzuschätzen ist jedoch die Auswirkung der gegenwärtig hohen Energiepreise, die die Kaufkraft schwächen, sowie die Diskussion über mögliche Mehrwertsteuererhöhungen, die vorgezogene Käufe (und entsprechende Minderumsätze danach) erwarten lassen.

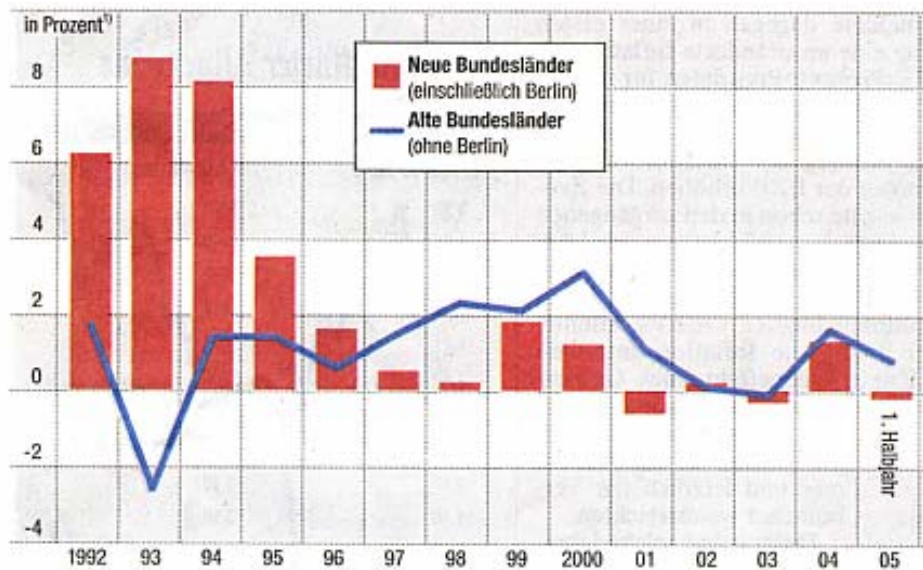
Für das **gesamte Jahr 2005** erwartet die Bundesregierung einen Zuwachs des **BIP** von 1,5 %. Unabhängige Wirtschaftsforschungsinstitute rechnen allerdings mit einer geringeren Zuwachsrate, beispielsweise das Institut für Wirtschaftsforschung Halle (IWH) mit nur 0,9 % in diesem Jahr. Die **Nettoverschuldung** wird jedoch mit voraussichtlich 3,7 % des BIP wieder deutlich über dem Defizit-Kriterium von Maastricht liegen. Von der Europäischen Kommission wird mit einer deutschen Neuverschuldung von 3,9 bis 4 Prozent gerechnet.

Die Zahl der **Arbeitslosen** 2005 ist mit den entsprechenden Daten von 2004 infolge der Zusammenführung von Arbeitslosenhilfe und Sozialhilfe ab 2005 nicht direkt vergleichbar. Im August 2005 lag die Zahl der gemeldeten Arbeitslosen bei 4,728 Millionen. Die Arbeitslosenquote lag in Gesamtdeutschland bei 11,4 % (Westdeutschland 9,6 %, Ostdeutschland 18,2 %).

1.3 Zur Entwicklung in Ostdeutschland

Nach wie vor gibt es erhebliche Unterschiede zwischen den **Wirtschaftsniveaus West- und Ostdeutschlands**. Während das BIP 2004 in Westdeutschland (ohne Berlin) um 1,6 % wuchs, stieg es im gleichen Zeitraum in Ostdeutschland (mit Berlin) um nur 1,3 %.

Von verschiedenen wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituten wird festgestellt, dass der Aufholprozess in Ostdeutschland erlahmt ist. Es gab hier – allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau – bis zur Mitte der 90er Jahre einen beeindruckenden Wirtschaftsaufschwung. Die wirtschaftliche Leistung fiel jedoch vor allem in den vergangenen fünf Jahren in Gesamtdeutschland deutlich ab. Im Rahmen dieser Entwicklung stieg das BIP in Ostdeutschland erheblich langsamer als in Westdeutschland, nahm zeitweise eine rückläufige Entwicklung.



- 1) Veränderung des realen Bruttoinlandsproduktes zum Vorjahr in Preisen von 1995
(FAZ 1. Oktober 2005/Arbeitskreis volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder)

Abb.: Wirtschaftswachstum in Ost- und Westdeutschland

Diese ungünstige Entwicklung steht im Zusammenhang mit der Arbeitsproduktivität, die in Ostdeutschland bei nur 64 % des Westniveaus beträgt (gemessen in BIP pro Kopf). Dabei gingen bis zu 16 % der nominalen Wertschöpfung auf Kapitalflüsse aus Westdeutschland zurück. Das auf eigener Wirtschaftskraft basierende BIP pro Kopf erreichte nur 55 % des Westniveaus.

Als positiv zu bewerten ist jedoch, dass seit einem Tiefpunkt im Jahr 1992 das **Verarbeitende Gewerbe in Ostdeutschland kräftig expandierte**. Zwischen 1992 und 2003 hat hier die Bruttowertschöpfung um 160 % zugelegt, während sie in Westdeutschland nur um 11,5 % wuchs. 2004 stiegen die Industrieumsätze in Ostdeutschland um 8 %, in Westdeutschland nur um 4,8 %. Allerdings ist bei dieser Entwicklung zu berücksichtigen, dass das ostdeutsche Verarbeitende Gewerbe nur mit 6,6 % zur gesamtdeutschen Bruttowertschöpfung beiträgt (1992: 3 %).

Ausdruck der noch bestehenden erheblichen sozialpolitischen Unterschiede ist neben der mehr als doppelt so hohen **Arbeitslosenquote** (Durchschnitt 2004: Westdeutschland 8,5 %, Ostdeutschland 18,4 %) auch der seit Mitte des vergangenen Jahrzehnts stark gesunkene Umfang der **Bruttoanlageinvestitionen** und die seit 1991 rapid gesunkene **Erwerbstätigenzahl** in Ostdeutschland. Dementsprechend ist auch das gegenwärtige (2004) Niveau der **Bruttolöhne** der Arbeitnehmer (Ost 22.500 €, West 27.600 €) und der **Renten** (Ost 943 €/Monat, West 1.073 €/Monat) deutlich niedriger als in Westdeutschland. Unbefriedigend ist, dass nur relativ wenige Großunternehmen ihren **Firmensitz** in Ostdeutschland haben, dass der Anteil der industrienahen **Forschung** hier nach wie vor zu niedrig ist und dass die **Verkehrsinfrastruktur** noch nicht die Leistungsfähigkeit wie in Westdeutschland erreicht hat.

Unter den 100 **umsatzstärksten Industrieunternehmen** Deutschlands befanden sich im Jahre 2004 nach einer Untersuchung der Frankfurter Allgemeinen Zeitung nur zwei in Ostdeutschland: *Vattenfall Europe AG* (mit 10,7 Mrd. € an 19. Stelle) und *Jenoptik AG* (mit 2,5 Mrd. € an 80. Stelle). Unter den 50 **umsatzstärksten Dienstleistungsunternehmen** wird in dieser Statistik *VNG-Verbundnetz Gas AG* (mit 3,3 Mrd. € an 19. Stelle) und *enviaM AG* (mit 2,0 Mrd. € an 40. Stelle) genannt. Von den 100 größten Unternehmen Europas hat nur eines seinen Sitz in Ostdeutschland (*Deutsche Bahn AG* in Berlin).

Dieser insgesamt unbefriedigenden Situation steht gegenüber, dass in Ostdeutschland in den letzten Jahren **bedeutende Industriestandorte aufgebaut bzw. modernisiert** wurden. Hierzu gehören die modernsten Braunkohlenkraftwerke der Welt (Schkopau, Boxberg, Schwarze Pumpe, Lippendorf), leistungsfähige Werke der Automobilindustrie (Opel in Eisenach, BMW in Leipzig, Volkswagen in Chemnitz, Zwickau und Dresden, Porsche in Leipzig, DaimlerCrysler in Ludwigsfelde), Chemieunternehmen an traditionellen Standorten (Dow Chemical in Schkopau und Böhlen, Bayer in Bitterfeld, Total in Leuna), Unternehmen der Feinmechanik/Optik (Jenoptik, Carl Zeiss Jena GmbH und Schott Jenaer Glas GmbH in Jena), Hochtechnologie-Unternehmen auf dem Gebiet der Mikroprozessoren- und Chip-Herstellung in Dresden (AMD, Infineon, ZMD), eine leistungsfähige Schiffbauindustrie mit Werften in Rostock, Warnemünde, Stralsund, Wismar und Wolgast. Diese zumeist neu aufgebauten weltweit leistungsfähigsten Anlagen führten zum Aufbau einer beachtlichen Zulieferindustrie und zur Entwicklung einer industrienahen Infrastruktur in ausgewählten territorialen Schwerpunkten wie Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen.

Technisch modernste Industrieanlagen ermöglichen die Produktion von hochwertigen Produkten und Spitzentechnik. Das war eine der Voraussetzungen für einen gegenüber Westdeutschland schneller wachsenden **Exportumsatz des Verarbeitenden Gewerbes**. Das trug – neben dem niedrigeren Lohnniveau – dazu bei, dass Industriebetriebe in Ostdeutschland und Ost-Berlin eine **höhere Rendite** als westdeutsche erreichen. So betrug nach Berechnung des Instituts für Wirtschaftsforschung Halle (IWH) der Anteil des Gewinns der Industrieunternehmen am Bruttoproduktionswert (Rendite) 2003 in Ostdeutschland 2,8 % und in Westdeutschland nur 2,2 %.

2 Energiewirtschaftliche Entwicklung 2004

2.1 Primärenergie

2.1.1 Entwicklung von Aufkommen und Verbrauch an Primärenergie

Die **Primärenergiegewinnung** im Inland blieb gegenüber dem Vorjahr nahezu konstant (*Tabelle 3*). Es wurde hier davon ausgegangen, dass Kernenergie ein einheimischer Energieträger ist, bei der praktisch keine Importabhängigkeit besteht. Diese Auffassung unterscheidet sich von der in der offiziellen Energiestatistik des Bundeswirtschaftsministeriums gebräuchlichen Verfahrensweise.

Tabelle 3: Primärenergiegewinnung nach Energieträgern (in PJ)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Kernenergie	1.606	1.682	1.764	1.855	1.849	1.868	1.800	1.802	1.823
Mineralöle	156	125	123	116	131	140	152	161	149
Naturgase ¹⁾	575	621	643	687	664	677	681	703	654
Steinkohle	2.089	1.595	1.234	1.194	1.012	824	790	777	783
Braunkohle	3.142	1.711	1.485	1.453	1.527	1.610	1.653	1.638	1.659
Wasser/Wind	58	83	80	91	106	111	143	135	164
Sonstige ²⁾	203	191	299	312	311	328	337	387	393
Insgesamt	7.829	6.008	5.628	5.708	5.600	5.558	5.556	5.603	5.625

¹⁾ Erdgas, Erdölgas, Grubengas

²⁾ Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll u.ä., Abhitze zur Strom- und Fernwärmeerzeugung

Einen geringfügigen Zuwachs bei der einheimischen Energiegewinnung gab es lediglich bei Kernenergie (+ 21 PJ), Braunkohle (+ 21 PJ), Wasser/Wind (+ 29 PJ) und sonstigen Energieträgern (+ 6 PJ).

Der **Außenhandelsaldo** (Import minus Export) bei fossilen Energieträgern stieg 2004 gegenüber dem Vorjahr um nahezu 1 % (*Tabelle 4*). Seit 1990 stieg der Importüberschuss bei Erdgas (+ 53 %) und Steinkohle (+ 566 %). Letzteres resultiert vor allem aus dem aus Kostengründen erfolgten starken Rückgang der inländischen Steinkohlenförderung bei nur wenig verändertem Bedarf.

Tabelle 4: Außenhandelsaldo nach Energieträgern (in PJ)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Mineralöl	4.956	5.421	5.788	5.296	5.348	5.483	5.145	5.183	5.055
Naturgas	1.761	2.220	2.359	2.433	2.387	2.443	2.522	2.523	2.693
Steinkohle	177	410	742	790	768	947	1.067	1.134	1.178
Braunkohle	-32	24	22	24	17	18	1	-9	-11
Insgesamt	6.862	8.075	8.911	8.543	8.520	8.891	8.735	8.831	8.915

Im Jahr 2004 blieb der **Primärenergieverbrauch** (*Tabelle 5*) trotz eines Wirtschaftswachstums von 1,6 % gegenüber 2003 nahezu unverändert (- 0,1 %). Trotz eines Wirtschaftswachstums um 17,8 % blieb der Primärenergieverbrauch in Deutschland seit 1991 nahezu konstant.

Der Einfluss der Durchschnittstemperatur auf den Primärenergieverbrauch war vernachlässigbar. Sie betrug 2004 9,01 °C (2003: 9,07 °C).

Tabelle 5: Primärenergieverbrauch in Deutschland (in PJ)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Kernenergie	1.668	1.682	1.764	1.852	1.849	1.873	1.800	1802	1823
Mineralöle	5.238	5.689	5.775	5.598	5.489	5.577	5.349	5281	5258
Naturgase ¹⁾	2.316	2.826	3.048	3.057	2.995	3.124	3.113	3224	3236
Steinkohle	2.306	2.060	2.059	1.890	2.008	1.928	1.885	2013	1940
Braunkohle	3.201	1.734	1.514	1.468	1.547	1.630	1.659	1638	1647
Wasser/Wind ²⁾	58	83	80	88	106	111	143	135	164
Strom-Exp./Imp.-Saldo	3	17	-2	3	9	-6	3	-29	-23
Sonst. Energieträger ³⁾	126	178	283	237	275	352	372	387	393
Insgesamt	14.916	14.269	14.521	14.193	14.278	14.589	14.324	14.451	14.438

¹⁾ Erdgas, Erdölgas, Grubengas

²⁾ Windkraft ab 1995

³⁾ u. a. Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll, sonstige Gase

Gegenüber 2003 hat sich die Struktur des Primärenergieverbrauchs nur marginal verändert (Tabelle 6).

Tabelle 6: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland (in %)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Kernenergie	11,2	11,8	12,1	13,1	13,0	12,8	12,6	12,5	12,6
Mineralöle	35,1	39,9	39,8	39,4	38,4	38,2	37,3	36,6	36,4
Naturgase ¹⁾	15,5	19,8	21,1	21,6	21,0	21,4	21,7	22,3	22,4
Steinkohle	15,5	14,4	14,2	13,3	14,1	13,2	13,2	13,9	13,5
Braunkohle	21,5	12,2	10,4	10,3	10,8	11,2	11,6	11,3	11,4
Wasser/Wind ²⁾	0,4	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	0,9	1,2
Strom-Exp./Imp.-Saldo	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	-0,2	-0,2
Sonst. Energieträger ³⁾	0,8	1,2	1,9	1,7	1,9	2,4	2,6	2,7	2,7
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Erdgas, Erdölgas, Grubengas

²⁾ Windkraft ab 1995

³⁾ u. a. Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll, sonstige Gase

Der **Importanteil** am Primärenergieverbrauch stieg von 46,0 % 1990 und 56,7 % 1995 auf 61,6 % 2004. Mit weiteren Steigerungen ist zu rechnen. Würde man die Kernenergie als Importenergieträger betrachten, so hätte der Importanteil 2004 bei 74,2 % gelegen.

2.1.2 Entwicklung des Verbrauchs einzelner Primärenergieträger im Jahr 2004:

- **Kernenergie:**

Die Nutzung der Kernenergie stieg gegenüber dem Vorjahr um 1 %. (Weiteres siehe „E-lektroenergie“)

- **Mineralöle:**

Der **Verbrauch** sank gegenüber 2003 nur um 0,4 %. Preisbedingt verringerte sich vor allem der Verbrauch von leichtem Heizöl (- 9,3 %). Ebenfalls sank der Absatz von schwerem Heizöl (- 5,3 %) und von Ottokraftstoff (- 2,7 %). Der Verbrauch von Dieselmotorkraftstoff (+ 3,4 %) und von Rohbenzin (+ 4,7 %) stieg dagegen deutlich an. Seit 2001 sinkt der Gesamt-Mineralölverbrauch kontinuierlich.

Der gravierende Rückgang beim Verbrauch von **leichtem Heizöl** wurde in erster Linie durch den erheblichen Preisanstieg ausgelöst. Der Absatz sank auf den niedrigsten Wert seit vierzig Jahren.

Ausgelöst durch die Preisentwicklung bei **Kraftstoffen** vollzieht sich bei Personenkraftwagen eine Hinwendung zu Diesel-Fahrzeugen: Von 2003 bis 2004 stieg der Bestand an Diesel-Pkw von 7,6 Mio. auf 8,3 Mio., während er bei Pkw mit Ottomotoren von 37,0 Mio. auf 36,7 Mio. sank. In Verbindung mit dem verstärkten Einsatz sparsamerer Automodelle führte das zum Absinken des Otto-Kraftstoffverbrauchs und zum Anstieg beim Diesel-Kraftstoffverbrauch. Auch 2004 dämpfte der „Tanktourismus“ in Nachbarländer mit niedrigeren Treibstoffpreisen den Absatz.

Die inländische **Erölförderung** sank 2004 gegenüber dem Vorjahr von 3,690 Mt auf 3,463 Mt, d. h. um ca. 6,2 %. Sie hatte damit einen Anteil von nur wenig über 3 % am Gesamtaufkommen.

In der gleichen Zeit stiegen die **Erdölimporte** um 3,5 %, von 106,360 Mt auf 110,035 Mt. Eröl wurde aus 24 Ländern bezogen. Größter Lieferant war, schon seit 1990, die *GUS*. 2004 wurden von dort 37,065 Mt (33,7 %) bezogen. Weitere bedeutende Lieferländer waren *Norwegen* mit 21,804 Mt (19,8 %), *Großbritannien* mit 12,968 Mt (11,8 %) und *Libyen* mit 12,781 Mt (11,6 %). Aus *Nah-Ost-Ländern* wurden 8,620 Mt (7,8 %) importiert. Die Einfuhr aus *OPEC-Staaten* war mit 22,002 Mt (20,0 %) relativ gering.

Die **Raffineriekapazität** betrug 2004 159,3 Mt (davon 112,9 Mt Destillations- und 46,4 Mt Konversionskapazität). Ihre Auslastung betrug 97 %.

Vom **Gesamtabsatz an Mineralölprodukten** in Höhe von 113,214 Mt entfielen 61,076 Mt auf *Treibstoffe* (Ottokraftstoff: 25,037 Mt, Dieselmotorkraftstoff: 28,920 Mt, Flugkraftstoffe: 7,119 Mt), 31,690 Mt auf *Heizöle* (leichtes Heizöl: 25,424 Mt, schweres Heizöl: 6,266 Mt), 18,895 Mt auf *Rohbenzin*, 2,705 Mt auf *Bitumen* und 2,656 Mt auf *Flüssiggas*.

Es wurden 34,070 Mt Erdölerzeugnisse eingeführt, 23,819 Mt ausgeführt und 2,726 Mt für die internationale Seeschifffahrt (Bunkerung) abgesetzt.

Der durchschnittliche **Rohöl-Grenzübergangspreis** lag 2004 mit 222 €/t um 32 €/t über dem Wert von 2003. Der Gesamtwert der deutschen Erdölimporte lag mit 24,4 Mrd. € um 21,4 5 höher als im Vorjahr.

- **Erdgas:**

Der **Verbrauch** stieg geringfügig um 0,3 % und erreichte damit einen neuen Höchstwert. 49 % des Erdgases wurden in *privaten Haushalten* sowie im *Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbereich* eingesetzt. Konjunkturbedingt stieg der Verbrauch des *Verarbeitenden Gewerbes* um etwa 2 % und erreichte einen Anteil von 25 %. In *Kraftwerken* wurden 13 % und für die *Fernwärmeerzeugung* sowie für *nichtenergetische Zwecke* ebenfalls 13 % verbraucht. Der Einsatz von Erdgas zum *Antrieb von Kraftfahrzeugen* hat – vor allem infolge der gegenüber flüssigen Treibstoffen günstigeren Preise – eine steigende Tendenz. So stieg 2004 die Zahl der Erdgasfahrzeuge um 42 % auf 21.175 (ca. 0,05 % des Pkw-Bestandes).

In 75 % aller Neubauwohnungen befinden **Erdgasheizungen**. 2004 stieg die Zahl der erdgasbeheizten Wohnungen um rund 300.000, so dass Ende 2004 rund 17,8 Mio. Wohnungen (47,2 %) mit Erdgas beheizt wurden.

Die inländische **Erdgasförderung** betrug 2004 190,4 TWh und lag damit 7,4 % unter dem Niveau des Vorjahres (205,7 TWh).

Die **Erdgaseinfuhr** betrug 941,6 TWh und übertraf damit den Wert von 2003 (885,3 TWh) um 6,4 %. Der wichtigste Lieferant war – wie schon in den Vorjahren – die *GUS* mit

407,4 TWh (43,6 % der Importe). Weitere wichtige Lieferländer waren *Norwegen* mit 288,4 TWh (30,6 %) und die *Niederlande* mit 208,0 TWh (22,1 %). Importiert wurde außerdem u.a. aus Großbritannien und Dänemark.

Die **Erdgas-Grenzübergangspreise** lagen im ersten Halbjahr bei etwa 3.100 €/TJ und stiegen bis Ende des Jahres auf 3.735 €/TJ. Sie hängen – mit einer zeitlichen Verzögerung von etwa einem halben Jahr – von der Entwicklung der Erdölpreise ab. Der Wert der Erdgasimporte betrug 2004 11,15 Mrd. € und war damit um rund 0,4 Mrd. € höher als 2003.

- **Steinkohle:**

Der **Verbrauch** sank um 3,6 % gegenüber 2003. Hauptursache war der geringere Verbrauch in der Elektrizitätswirtschaft. Ihr Anteil am Gesamtabsatz der Steinkohle liegt bei 70 %. Die Stahlindustrie hat den Verbrauch des Vorjahres infolge günstiger konjunktureller Entwicklung leicht überboten.

Die deutsche **Steinkohlenförderung** betrug 2004 26,4 Mt SKE (1 Mt SKE = 29,308 PJ). Damit werden etwa 40 % des Bedarfs gedeckt. Die Förderung erfolgt in neun Bergwerken in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Saarland.

Die **Produktionskosten** liegen bei rund 150 €/t und damit erheblich über den Weltmarktpreisen (Ende 2004: rund 60 €/t bei Kraftwerkskohle). Zur Aufrechterhaltung der Förderung sind daher **Subventionen** aus Bundes- und Länderhaushalten erforderlich. Im Juli 2003 wurde ein Finanzrahmen für den Zeitraum 2006 bis 2012 vereinbart, der vorsieht, dass die Beihilfen von Bund und Ländern von rund 2,7 Mrd. € im Jahr 2005 auf 1,83 Mrd. € im Jahr 2012 fallen sollen. Insgesamt werden in dieser Zeit Subventionen in Höhe von 15,87 Mrd. € gewährt. Damit wird sich die Steinkohlenförderung von 47 Mt 1997 über 26 Mt 2005 auf 16 Mt 2012 reduzieren. Die Belegschaft wird entsprechend von 78.000 (1997) auf 36.000 (2005) und ca. 20.000 (2012) zurückgeführt (2004: 42.000 Personen). Die Zahl der Bergwerke wird auf fünf Förderstandorte vermindert.

Der **Import** betrug 2004 rund 41 Mt SKE. Hauptlieferländer waren *Polen* (9,6 Mt), *Südafrika* (8,6 Mt), die *GUS* (5,9 Mt), *Australien* (4,0 Mt) und *Kolumbien* 4,0 Mt).

- **Braunkohle:**

Braunkohle ist der bedeutendste einheimische fossile Energieträger (29,4 % der einheimischen Primärenergiegewinnung). Sie kann völlig **subventionsfrei** gefördert und verarbeitet werden.

Die wirtschaftlich gewinnbaren **Vorräte** betragen 41 Gt. Damit kann beim gegenwärtigen Niveau die Förderung rund 200 Jahre aufrechterhalten werden. Die geologischen Vorräte haben einen Umfang von 77,4 Gt.

Die **Braunkohlenförderung** betrug 2004 insgesamt 181,926 Mt, davon 100,286 Mt im Revier Rheinland (3 Tagebaue), 58,996 Mt im Revier Lausitz (4 Tagebaue) und 20,248 Mt im Revier Mitteldeutschland (3 Tagebaue). Der Rest wurde in den Revieren Helmstedt (2 Tagebaue) und Bayern gefördert. Die Förderung im Revier Hessen wurde Ende 2003 eingestellt.

Gegenüber 2003 stieg die Gesamtförderung um 2,8 Mt (1,6 %).

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Heizwerte in den einzelnen Revieren und Tagebauen sowie von Bestandsveränderungen ergab sich 2004 ein gegenüber dem Vor-

jahr um 0,5 % gesteigener Beitrag der Braunkohle zur Deckung des Primärenergieverbrauchs.

Der **Einsatz** der Braunkohle konzentrierte sich mit 93,0 % auf die Elektroenergie- und Fernwärmeerzeugung. 6,7 % wurden für die Veredelung (Brikett, Staub, Wirbelschichtkohle und Koks) eingesetzt.

Der **Heizwert** der deutschen Braunkohle beträgt im Durchschnitt 9,118 MJ/kg und ist in den einzelnen Revieren unterschiedlich hoch: Im Rheinland 9,080 MJ/kg, in der Lausitz 8,630 MJ/kg, in Mitteldeutschland 10,567 MJ/kg, in Revier Helmstedt 10,368 MJ/kg und in Bayern 5,9 MJ/kg.

Das **Verhältnis Abraumbewegung (m³) zu Braunkohlenförderung (t)** betrug 2004 in Deutschland 5,4 : 1, darunter im Revier Rheinland 4,5 : 1, im Revier Lausitz 7,4 : 1 und im Revier Mitteldeutschland 3,7 : 1.

Beschäftigung: 2004 insgesamt 24.069 Personen, davon rund 50 % in Ostdeutschland. Gegenüber 1990 sank die Anzahl der im deutschen Braunkohlenbergbau Beschäftigten auf 18,6 %, allein Ostdeutschland auf 10,8 %. Durch die Braunkohlenindustrie werden - einschließlich der Braunkohlenkraftwerke - insgesamt mehr als 50.000 wettbewerbsfähige Arbeitsplätze gesichert.

Die **Landinanspruchnahme** durch den Braunkohlenbergbau betrug Ende 2004 in Deutschland 1661 km². Wieder urbar gemacht wurden bisher 1070 km² (davon 467 km² in der Lausitz, 337 km² in Mitteldeutschland und 200 km² im Rheinland).

- **Erneuerbare Energien:**

Mit 515 PJ lag der Anteil erneuerbarer Energien am **Primärenergieverbrauch** 2004 bei 3,1 % (2003: 448 PJ, Anteil am PEV: 3,1 %).

Tabelle 7 zeigt eine Übersicht über die Nutzung erneuerbarer Energien zur Elektroenergie-, Wärme- und Kraftstoffversorgung.

Tabelle 7: Nutzung erneuerbarer Energien 2004

Option	Stromerzeugung ¹⁾	Wärmebereitstellung ²⁾	Verkehr ³⁾	Primärenergie
	TWh	PJ	PJ	PJ
Wasserkraft (ohne PSW)	21,0	0,0	0,0	75,6
Windenergie	25,0	0,0	0,0	90,0
Solarenergie	0,5	9,0	0,0	10,8
Biomasse	9,4	250,0	42	420,0
Umgebungs-/Erdwärme	0,0	9,4	0,0	9,4
Summe	55,9	268,4	42	605,8

(Quelle: Schneider/Kaltschmitt: BWK 4/2005)

¹⁾ einschließlich KWK

²⁾ ohne Wärme aus KWK

³⁾ Kraftstoffe

Zur **Bruttostromerzeugung** trugen sie 2004 mit 55,856 TWh bei (2003: 46,259 TWh). Ihr Anteil an der Gesamterzeugung lag bei 9,21 % (2003: 7,66 %). (*Weiteres siehe „Elektroenergie“*)

Ihr Anteil an der **Wärmeversorgung** lag nach anderer Quelle (BMWA: Zahlen und Fakten – Energiedaten, Tab. 20) im Jahr 2004 mit 62,1 TWh (223,6 PJ) bei 4,1 %. Die entsprechenden Werte für 2003 lauten: 60,8 TWh (218,9 PJ) bzw. 4,0 %. Den bedeutendsten Beitrag

lieferte Biomasse mit 58 TWh (208,8 PJ). Der Beitrag der Solarkollektoren lag bei 2,6 TWh (9,4 PJ) und der von geothermischen Anlagen bei 1,6 TWh (5,8 PJ).

Der Anteil biogener Energieträger am gesamten **Kraftstoffbedarf** betrug 2004 1,6 %. Es wurden 1 Mt Biodiesel (fast ausschließlich in Form von Rapsmethylester RME, Rest naturbelassenes Rapsöl) abgesetzt (2003: 0,65 Mt). Damit wurde ein Anteil von 3,85 % am Dieselabsatz für den Straßenverkehr erreicht (2003: 2,59 %).

- **Zusammenfassung Primärenergieträger 2004:**

Nach wie vor ist das **Mineralöl** mit 36,4 % der wichtigste Primärenergieträger in Deutschland, obwohl sein Anteil seit Mitte der 90er Jahre tendenziell sinkt. Der Anteil des **Erdgases** steigt weiterhin und erreichte einen Anteil von 22,4 %. Der Anteil der **Kohle** sank leicht von 25,2 % auf 24,9 %. **Fossile Energieträger** deckten 83,7 % des Primärenergieverbrauchs. Der **Kernenergie**-Anteil am Primärenergieverbrauch stieg um 0,1 %-Punkte auf 12,6 %. Auch 2004 lieferten **erneuerbare Energien** mit 3,6 % nur einen marginalen Anteil zur Deckung des Primärenergiebedarfs, der zudem mit erheblichen Subventionen belastet war.

2.1.3 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im ersten Halbjahr 2005:

Der **Primärenergieverbrauch** fiel gegenüber dem ersten Halbjahr 2004 um 1,2 % auf 7.155PJ. Bei nur schwachem Wirtschaftswachstum und geringen Temperatureinflüssen bestimmten vor allem Preiseffekte diese Entwicklung. Im Einzelnen gab es folgende Entwicklungen:

- Kernenergie: - 1,6 %
- Mineralöle: - 2,0 % (darunter: Leichtes Heizöl – 8 %, Ottokraftstoff – 5 %, Dieselloststoff - 2 %, Flugtreibstoff + 6 %, Rohbenzin + 1,5 %)
- Erdgas: + 1,1 %
- Steinkohle: - 3,0 %
- Braunkohle: - 2,4 %
- Wasser- und Windenergie: + 10,6 % (darunter Windenergie nahezu + 19 %, Wasserkraft rund + 5 %)
- Sonstige (vor allem Brennholz u. a. erneuerbare Energien): + 3 %
- Außenhandelsaldo Strom: Der Exportüberschuss stieg von 21 PJ im 1. Halbjahr 2003 auf 29 PJ im 1. Halbjahr 2004. Damit änderte er seinen Anteil am Primärenergieverbrauch nur minimal.

Die **Braunkohlenförderung** war im ersten Halbjahr 2005 mit 88,4 Mt um 1,8 % niedriger als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum (90,1 Mt). Gestiegen ist die Förderung im Rheinischen Revier (+ 0,8 %) und in der Lausitz (+ 0,4 %), gefallen dagegen in Mitteldeutschland (- 19,4 %) und in Helmstedt (- 9,1 %).

Der Anteil aller **erneuerbaren Energien** am Primärenergieverbrauch lag bei nahezu 4 %.

2.2 Elektroenergie

2.2.1 Entwicklung von Verbrauch und Erzeugung

Der Bruttostrom-**Verbrauch** (einschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch) ist 2004 um 4,2 TWh (um 0,7 %) gestiegen. Die Brutto-**Erzeugung** (Tabellen 8 und 9) stieg 2004 um 2,7 TWh (um 0,4 %).

Tabelle 8: Bruttostromerzeugung in Deutschland (in TWh)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001 ¹⁾	2002 ¹⁾	2003 ¹⁾	2004 ¹⁾
Wasserkraft ²⁾	19,7	25,2	22,5	24,7	29,4	27,8	27,9	25,0	27,0
Kernenergie	152,5	154,1	161,6	170,0	169,6	171,3	164,8	165,1	167,0
Steinkohle	140,8	147,1	153,4	143,1	143,1	138,4	134,6	146,6	138,0
Braunkohle	170,9	142,6	139,4	136,0	148,3	154,8	158,0	158,2	158,5
Erdgas	35,9	41,1	50,8	51,8	49,2	55,5	56,3	61,5	62,0
Mineralölprodukte	10,8	9,1	6,7	6,3	5,2	6,1	8,7	9,7	9,5
Windkraft		1,5	4,5	5,5	9,5	10,5	15,9	18,9	25,0
Müll u. ä.	19,3	2,7	3,2	3,5	3,7	3,7	3,9	3,9	4,0
Übrige Energieträger		13,4	15,2	15,4	17,1	16,0	13,3	15,0	15,5
Bruttoerzeugung ges.	549,9	536,8	557,3	556,3	575,1	584,1	583,3	603,8	606,5
Import	31,9	39,7	38,3	40,6	45,1	43,5	46,2	45,8	...
Export	31,1	34,9	38,9	39,6	42,1	44,8	45,5	53,8	...
Importsaldo	0,8	4,8	-0,6	1,0	3,0	-1,3	0,7	-8,0	-6,5
Bruttoverbrauch ges.	550,7	541,6	556,7	557,3	578,1	582,8	584,0	595,8	600,0

¹⁾ Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

²⁾ Einschließlich Erzeugung in Pumpspeicherkraftwerken

Tabelle 9: Struktur der Bruttostromerzeugung (in %)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001 ¹⁾	2002 ¹⁾	2003 ¹⁾	2004 ¹⁾
Wasserkraft ²⁾	3,6	4,7	4,0	4,4	5,1	4,8	4,8	4,1	4,5
Kernenergie	27,7	28,7	29,0	30,6	29,5	29,3	28,3	27,3	27,5
Steinkohle	25,6	27,4	27,5	25,7	24,9	23,7	23,1	24,3	22,8
Braunkohle	31,1	26,6	25,0	24,4	25,8	26,5	27,1	26,2	26,1
Erdgas	6,5	7,7	9,1	9,3	8,6	9,5	9,7	10,2	10,2
Mineralölprodukte	2,0	1,7	1,2	1,1	0,9	1,0	1,5	1,6	1,6
Windkraft		0,3	0,8	1,0	1,7	1,8	2,7	3,1	4,1
Müll u. ä.	3,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7
Übrige Energieträger		2,5	2,7	2,8	3,0	2,7	2,3	2,5	2,6
Bruttoerzeugung ges.	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

²⁾ Einschließlich Erzeugung in Pumpspeicherkraftwerken

2004 wurden 88,2 % der elektrischen Energie aus fossilen und nuklearen Energieträgern erzeugt.

2.2.2 Entwicklung des Beitrages einzelner Energieträger zur Elektroenergieerzeugung 2004

- **Kernenergie:**

Mit einem Anteil von 27,5 % an der Gesamterzeugung erbringen Kernkraftwerke nach wie vor den größten Beitrag zur Elektroenergieerzeugung in Deutschland. Ende 2004 waren 18 Kernkraftwerke (nach Stilllegung des Kernkraftwerkes Stade am 14.11.03) mit einer **Leistung** von 21.693 MW brutto bzw. 21.283 MW netto in Betrieb. Sie waren 7.886 Stunden (von 8.784 Stunden) für die Elektroenergieerzeugung verfügbar. Das bedeutet eine **Zeitverfügbarkeit** von 89,8 % (2003: 87,7 %). Die **Arbeitsverfügbarkeit** betrug 89,2 % (2003: 87,0 %).

Auch 2004 war Deutschland ist nach den USA, Frankreich und Japan das Land mit der viertgrößten Stromerzeugung in Kernkraftwerken. Unter den 10 Kernkraftwerken der Erde mit der höchsten Stromerzeugung befinden sich 5 deutsche (Isar-2, Emsland, Brokdorf, Grohnde, Neckar-2). Weitere 2 befinden sich in Frankreich, 2 in den USA und 1 in Japan. Bereits zum sechsten Mal in Folge war das Kernkraftwerk Isar-2 (Siemens-Druckwasserreaktor, 1475 MW brutto, Inbetriebnahme 1988) mit einer Erzeugung von 12,24 TWh „Weltmeister“.

- **Braunkohle:**

Die Elektroenergieerzeugung in Braunkohlenkraftwerken erhöhte sich 2004 gegenüber dem Vorjahr nur wenig. Es wurden 167,4 Mt Braunkohle aus inländischer Förderung in öffentlichen Kraftwerken eingesetzt (2003: 165,3 Mt). Braunkohle dient fast ausschließlich der Versorgung von Grundlastkraftwerken.

Ende 2004 waren in Deutschland etwa 40 Braunkohlenkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 22.139 MW in Betrieb. Die größten Werke sind:

- Niederaußem (Rheinland)	3.864 MW
- Jänschwalde (Lausitz)	3.000 MW
- Frimmersdorf (Rheinland)	2.413 MW
- Weisweiler (Rheinland)	2.250 MW
- Neurath (Rheinland)	2.219 MW
- Boxberg (Lausitz)	1.900 MW
- Lippendorf (Mitteldeutschland)	1.840 MW
- Schwarze Pumpe (Lausitz)	1.600 MW
- Schkopau (Mitteldeutschland)	980 MW

Es gibt umfangreiche **Planungen für den Neubau** von Braunkohlenkraftwerken, u.a.:

- RWE plant im Kraftwerk Neurath eine Doppelblockanlage mit 2 x 1.100 MW. Wirkungsgrad > 43 %, Investitionskosten rund 2 Mrd. €.
- Vattenfall Europe plant im Kraftwerk Boxberg einen zweiten Neubaublock mit 660 MW. Inbetriebnahme: 2011.
- MIBRAG (Mitteldeutschland) prüft den Bau eines 500-MW-Braunkohlenblockes mit Wirbelschichttechnik.

- **Steinkohle:**

Die Elektroenergieerzeugung in Steinkohlenkraftwerken verringerte sich gegenüber 2003 um 5,9 %. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der deutschen Steinkohlekraftwerke liegt bei 40 %.

Unter gegenwärtigen Planungen zum **Neubau** von Steinkohlenkraftwerken seien genannt:

- STEAG AG plant den Neubau eines 750-MW-Steinkohle-Kraftwerksblockes in Duisburg-Walsum. Investitionskosten. Rund 800 Mio. €, Wirkungsgrad: > 45 %. Baubeginn: 2006/07, Inbetriebnahme: 2010.
- RWE plant eine 500-MW-Doppelblockanlage in Hamm. Baubeginn: Frühestens Anfang 2008, Inbetriebnahme: 2011/2012.
- Eon Energie plant ein 800-MW-Kraftwerk in Datteln. Investitionskosten rund 800 Mio. €, Baubeginn: 2006.

- **Erneuerbare Energien:**

Erneuerbare Energien trugen 2004 mit insgesamt 55,9 TWh zur Elektrizitätsversorgung bei (*Tabelle 10*). Gegenüber dem Vorjahr (46,3 TWh) war das eine Steigerung um rund 21 %. Ihr relativer Anteil an der Bruttostromerzeugung erhöhte sich damit von 7,7 % auf 9,2 %. Der Anstieg wurde vor allem durch die Wirkungen des „**Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien**“ (**EEG**), dessen Novellierung am 1. August 2004 in Kraft trat.

Tabelle 10: Elektroenergieerzeugung aus regenerativen Energien 1990 bis 2004 (in TWh)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Wasser (o. PSW)	17,0	21,6	19,0	21,8	24,9	23,4	23,8	20,4	21,0
Wind	0,0	1,8	4,5	5,5	9,5	10,5	15,9	18,5	25,0
Biomasse u. Müll¹⁾	1,4	2,0	2,8	3,0	4,1	5,1	6,4	7,1	9,4
Sonne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5
Summe	18,5	25,4	26,3	28,5	38,6	39,0	46,3	46,3	55,9

¹⁾ nur biogener Anteil

2004 übertraf die Erzeugung in Windenergieanlagen (4,2 % der Bruttostromerzeugung) erstmals die Primärerzeugung in Wasserkraftwerken (3,5 %).

Mit einem Zuwachs von 35,1 % erreichte die Nutzung der **Windenergie** einen Umfang von 25,0 TWh (2003: 18,5 TWh).

Ende 2004 waren 16.543 *Windenergieanlagen (WEA)* mit einer *Gesamtleistung* von 16.628,75 MW installiert (Ende 2003: 15.387 WEA mit 14.609,07 MW).

Der Zubau war 2004 mit 1.201 WEA um 29,5 % bzw. 2.036,9 MW um 23 % niedriger als im Jahr 2003. Ursachen für diesen Rückgang sind der inzwischen eingetretene Mangel an ausreichend windhöffigen Standorten und der wachsende Widerstand der Bürger gegen die Schädigung des Landschaftsbildes durch Windenergieanlagen. Inzwischen gibt es behördliche Einschränkungen bei den Genehmigungsverfahren für neue Windenergieanlagen in einem Bundesland (z. B. Nordrhein-Westfalen). Demnach können die Kommunen künftig 1.500 m Abstand zwischen Windenergieanlagen und Wohngebieten verlangen. WEA in Wäldern werden verboten.

Die *durchschnittliche Anlagenleistung* stieg 2004 von 949 kW (2003) auf 1.005 kW. Grund war der Übergang zu immer höheren Leistungen der Einzelanlagen. Erreicht wurden inzwischen Anlagengrößen von bis zu 5 MW.

Überschlagsrechnungen (es wurde angenommen, dass vom Leistungszuwachs eines Jahres im Durchschnitt jeweils nur 50 % arbeitswirksam werden) ergaben, dass die *durchschnittliche Benutzungsdauer* der deutschen Windenergieanlagen 2004 bei 1.600 h/a, 2003 bei 1.392 h/a, 2002 bei 1.532 h/a und 2001 bei 1.414 h/a lag. Damit betrug die durchschnittliche Auslastung 2004 nur 18,2 %. Infolge der regional unterschiedlichen Windverhältnisse wird die gesamte installierte Leistung von Windenergieanlagen zu keinem Zeitpunkt des Jahres voll wirksam.

Planungen gehen von einem starken Ausbau der **Offshore-Windenergienutzung** in der Nordsee und in der Ostsee aus. Es gibt Vorstellungen des Umweltministeriums, bis 2025 vor den deutschen Küsten mehr als 40 Windparks mit einer Leistung von 20.000 bis 25.000 MW zu errichten. Einzelne Standorte wurden bereits genehmigt. Diese Anlagen sollen außerhalb der 12-Seemeilen-Zone in Entfernungen bis zu 40 km von der Küste errichtet werden. Sie werden in einer Wassertiefe von bis zu 70 m gebaut werden. Ein auf dem Festland stehender Prototyp für eine Offshore-WEA wurde im November 2004 erstmals mit dem Netz verbunden. Es handelt sich um eine 5-MW-Anlage (Repower 5M). Sie hat eine Höhe von 183 m (Flügelspitze) und einen Rotordurchmesser von 126 m. Der Stahlurm allein hat eine Höhe von 114 m.

Bisher wurde noch keine Windenergieanlage auf offener See errichtet. Die Ursachen liegen bei einer Vielzahl ungelöster technischer und ökologischer Fragen: Fundamentgründung, Korrosionsschutz, Gewährleistung von Wartung und Instandhaltung auf hoher See, Leistungsabführung bis zu den Verbraucherschwerpunkten, Tierschutz (Vögel, Meeressäuger), Sicherheit der Seeschifffahrt in den stark befahrenen Gewässern usw. Weitgehend ungeklärt sind auch Finanzierung und Versicherung. Es wird damit gerechnet, dass frühestens 2007 mit ersten Offshore-Projekten begonnen werden kann.

Man erwartet, dass die durchschnittlichen Benutzungsdauern der Offshore-WEA mit bis zu 3.500 h/a größer als die von Onshore-WEA sein werden. Der daraus sich ergebende

wirtschaftliche Effekt wird jedoch durch deutlich höhere spezifische Investitionskosten geschmälert. Bisher wurden Daten in der Größenordnung von 1.600 bis 1.800 €/kW genannt (Onshore-Anlagen: um 1.000 €/kW).

Die Ausbeute der **Wasserkraftwerke** erreichte 21 TWh (einschließlich Pumpspeicherkraftwerke 27,0 TWh) und erreichte einen Wert, der etwa 4 % über dem sog. Normaljahr liegt (2003: 20,4 TWh).

Die installierte Leistung der Wasserkraftwerke (ca. 4.600 MW, ohne PSW) blieb seit Mitte der 90er Jahre relativ konstant. Geringe Zubauten gab es nur bei kleinen Wasserkraftwerken und infolge Modernisierung bestehender Anlagen.

Die Elektroenergieerzeugung aus **Biomasse** stieg im Jahr 2004 um 32 % und erreichte mit 9,4 TWh einen Anteil von 1,5 % der Brutto-Elektrizitätserzeugung.

2004 wurden 18 Anlagen zur Nutzung *fester Biomasse*, vorwiegend von Holz mit einer elektrischen Gesamtleistung von 310 MW in Betrieb genommen. Ende des Jahres waren rund 110 Feststoff-Biomasse-Kraftwerke und -Heizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von rund 810 MW in Betrieb. Erzeugt wurden damit 3,9 TWh. Mit einer geschätzten Benutzungsdauer von 5.900 h/a wurden sie nahe dem Grundlastbereich betrieben. In *Müllverbrennungsanlagen* wurden zusätzlich etwa 2,2 TWh erzeugt.

In etwa 130 *Pflanzenöl-* und etwa 10 *Rapsmethylester*-Blockheizkraftwerken mit einer Gesamtleistung von 11 MW wurden rund 0,07 TWh elektrische Energie erzeugt.

Ende 2004 waren rund 2000 *Biogasanlagen* mit einer elektrischen Leistung von 245 MW am Netz. Erzeugt wurden dort rund 1,35 TWh Elektroenergie. Darüber hinaus wurde in etwa 350 *Deponiegasanlagen* mit einer Leistung von 230 MW etwa 1 TWh und in 700 *Klärgasanlagen* mit 160 MW ebenfalls nahezu 1 TWh Strom erzeugt.

Bedingt durch weiter erhöhte Einspeisevergütungen für elektrische Energie aus Solaranlagen wurde der Ausbau der **Photovoltaik (PV)** forciert. Im Verlaufe des Jahres 2004 wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von 300 MW installiert (2003: 146 MW), so dass Ende 2004 rund 700 MW in Photovoltaik-Anlagen installiert waren. 2004 wurden damit 0,5 TWh elektrische Energie erzeugt (0,08 % der Bruttostromerzeugung). Die durchschnittliche Benutzungsdauer beträgt etwa 900 h/a. Inzwischen wurden in Deutschland mehrere Photovoltaikanlagen mit Leistungen im MW-Bereich errichtet, u. a. 5-MW-PV-Anlage in Espenhain bei Leipzig. Eine 10-MW-PV-Anlage in Pocking/Bayern befindet sich in Bau und soll 2006 fertiggestellt sein.

Im Jahr 2003 wurde das bisher einzige **geothermische Kraftwerk** Deutschlands in Neustadt-Glewe mit einer elektrischen Leistung von 0,210 MW in Betrieb genommen. 2004 wurden dort 0,0004 TWh Elektroenergie erzeugt. Weitere Anlagen mit Leistungen bis zu rund 5 MW befinden sich in Planung und Bau.

2.2.3 Ausgewählte Ergebnisse der Elektroenergieversorgung

- **EEG-Netz-Einspeisung:**

2004 wurden von den Netzbetreibern insgesamt 37,097 TWh (2003: 28,497 TWh, 2002: 24,963 TWh) aus den durch das EEG geförderten Anlagen übernommen (Windkraft: 24,158 TWh, kleine Wasserkraft 7,419 TWh, Biomasse: 5,094 TWh, Photovoltaik: 0,423 TWh). Das waren 7,8 % der in Deutschland an Endverbraucher abgegebenen elektrischen Energie.

Für 2005 wird von den Netzbetreibern mit einer EEG-Einspeisung in Höhe von 42 TWh gerechnet.

Hierfür wurden **Vergütungen** in Höhe von 3.389 Mio. Euro gezahlt (2003: 2,605 Mio. €; Prognose 2005: 3.880 Mio. €). Die **Durchschnittsvergütung** betrug 2004 9,05 ct/kWh (2003: 9,14 ct/kWh). Die Erzeugungskosten konventioneller Kraftwerke liegen bei etwa 3 ct/kWh.

Nimmt man an, dass durch die Nutzung erneuerbarer Energien Brennstoffkosten in Höhe von etwa 2,5 ct/kWh vermieden werden (zum Vergleich: Brennstoffkosten in einem modernen Braunkohlen-Kraftwerk 0,5 bis 0,6 ct/kWh), so betragen die **Subventionen für erneuerbare Energien** rund 6,6 ct/kWh. Die Mehrbelastungen aller Stromkunden aus dem EEG betragen 2004 somit rund 2.450 Mio. € (2003: 1.881 Mio. €). 2005 dürfte die durch das EEG bedingte effektive Mehrbelastung von Wirtschaft und privaten Haushalten 2.760 Mio. € betragen.

Hinzu kommen zusätzliche Aufwendungen für die notwendige Reservehaltung (nach Angaben von E.on ca. 0,7 ct/kWh) und für den Netzausbau, der durch die Windenergienutzung erforderlich ist (ca. 0,2 ct/kWh).

Im Unterschied zur Steinkohle aus deutscher Förderung (3,5 ct/kWh Subventionen) werden die erneuerbaren Energien nicht vom Staat, sondern von allen Stromverbrauchern (zwangsweise) subventioniert.

- **Stromtausch:**

2004 betragen die Importe 44,213 TWh, die Exporte 51,524 TWh. Importiert wurde vor allem aus Frankreich (15,481 TWh), der Tschechischen Republik (13,116 TWh) und Dänemark (5,336 TWh). Exportiert wurde vor allem in die Niederlande (17,337 TWh), nach Luxemburg (4,928 TWh), Österreich (4,465 TWh), nach Dänemark (3,338 TWh) und in die Schweiz (2,786 TWh).

- **Strombörse:**

An der European Energy Exchange (EEX), Leipzig, wurden 2004 etwa 15 % der in Deutschland verbrauchten Elektroenergie gehandelt. Der Umsatz am Terminmarkt belief sich auf 340 TWh, am Spotmarkt auf 60 TWh. Derzeit wickeln 128 Unternehmen aus 16 Ländern, darunter Töchter von fast allen großen Versorgern und Banken, ihre Stromkäufe und -verkäufe über die EEX ab.

- **Benutzungsdauer der Kraftwerke:**

Auch 2004 waren Kernkraftwerke, Braunkohlenkraftwerke und Laufwasserkraftwerke die wichtigsten Produzenten von Grundlaststrom.

Die durchschnittlichen Ausnutzungsdauern verschiedenen Kraftwerkstypen betragen:

- Kernenergie:	7.670 h/a
- Braunkohle:	7.230 h/a
- Steinkohle:	4.460 h/a
- Lauf- und Speicherwasser:	4.430 h/a
- Erdgas:	2.730 h/a
- Wind:	1.600 h/a
- Pumpspeicherwasser:	1.070 h/a

- **Jahreshöchstlast:**

Zum Zeitpunkt der Höchstlast des Jahres 2004 am Donnerstag, dem 16.12.2004, 18.00 Uhr, herrschte ein *Leistungsbedarf* von **77.200 MW** (Höchstlast 2003: 76.300 MW).

Diesem Bedarf stand eine gesamte inländische *Kraftwerksleistung* der allgemeinen Versorgung (Wasser-, Kern- und konventionelle Wärmekraftwerke, erneuerbare Energiequellen) von **114.600 MW** gegenüber.

Davon *nicht einsetzbar* infolge geringer Wasserführung, fehlendem Windangebot, begrenztem Tages-Arbeitsvermögen der Pumpspeicherwerke, leistungsmindernde Fernwärme-Auskopplung u. a. waren **17.900 MW**. Der hohe Wert der „nichteinsetzbaren Leistung“ ist vor allem auf die Windenergieanlagen zurückzuführen.

Für *Revisionen* (0,7 GW) und *Ausfälle* (2,8 GW) in Wärmekraftwerken sowie als erforderliche *Reserven für Systemdienstleistungen der Netzbetreiber* (7,2 GW) standen weitere **10.700 MW** nicht zur Lastdeckung zur Verfügung.

Dem Bedarf von 77.200 MW stand somit nur ein *Leistungsangebot* von **86.000 MW** für die Bedarfsdeckung gegenüber.

Die *verbleibende Leistung* betrug **8.000 MW** (Während der Höchstlast 2003: 6.700 MW, während der Höchstlast 2002: 1.700 MW). Hinzu kam zu diesem Zeitpunkt noch ein *Importüberschuss* von **2.000 MW**.

- **Versorgungssicherheit:**

Nach wie vor gehört die Elektroenergieversorgung Deutschlands zur international zuverlässigsten. Die durchschnittliche *Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Kunde* betrug 2002 in

- Deutschland:	15 Minuten
- Niederlande:	35 Minuten
- Österreich:	43 Minuten
- Belgien:	60 Minuten
- Frankreich:	65 Minuten
- Großbritannien:	85 Minuten
- Schweden:	192 Minuten
- Spanien:	215 Minuten
- Finnland:	230 Minuten
- Italien:	300 Minuten
- Norwegen:	315 Minuten
- Irland:	358 Minuten
- Portugal:	> 500 Minuten

- **Stromkreislängen:**

Zum Jahresende 2004 verfügten die einzelnen Spannungsstufen des Leitungsnetzes über folgende Stromkreislängen:

- Höchstspannung (220 und 380 kV):	36.000 km
- Hochspannung (> 60 bis < 220 kV):	75.500 km
- Mittelspannung (6 bis ≤ 60 kV):	492.000 km
- Niederspannung (0,4 kV):	1.050.000 km
- Gesamt:	1.653.000 km

In die elektrischen Netze werden jährlich ca. 2 Mrd. € investiert (ca. 40 % der Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft).

2004 betrug der Anteil der unterirdisch verlegten *Kabel* 71 % (1994: 65 %).

2.2.4 Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft im ersten Halbjahr 2005

Im ersten Halbjahr 2005 stieg der Stromverbrauch gegenüber dem ersten Halbjahr 2004 auf 275,9 TWh d. h. um 1,3 %. Gründe für diese Entwicklung sind die gegenüber dem 1. Halbjahr 2004 um rund 2 % höhere Industrieproduktion sowie die relativ kalte Witterung im Februar.

Im Rahmen des gesetzlich festgelegten Ausstiegs aus der friedlichen Kernenergienutzung ist im Mai 2005 das **Kernkraftwerk Obrigheim** außer Betrieb genommen worden.

Die Erzeugung aus **regenerativen Quellen** ist von 27,4 TWh im ersten Halbjahr 2004 auf 31 TWh im ersten Halbjahr 2005, d. h. um 13 % gestiegen (*Tabelle 11*). Ihr Anteil an der Bruttoerzeugung liegt damit bei 11 %.

Tabelle 11: Elektroenergieerzeugung aus erneuerbaren Energien (in TWh)

	1.Halbj. 2004	1. Halbj. 2005	Veränderung in %
Lauf- und Speicherwasser	11,0	11,5	+ 5
Wind	12,7	15,1	+ 19
Photovoltaik	0,2	0,3	+ 50
Biomasse einschl. Müll ¹⁾	3,5	4,1	+ 17
Insgesamt	27,4	31,0	+ 13

¹⁾ nur erneuerbarer Anteil

In der **Windenergiebranche** setzte sich im 1. Halbjahr 2005 der Kapazitätsausbau fort, wenn auch in geringerem Tempo: Es wurden 297 Anlagen (1.Halbj. 2004: 433) mit insgesamt 510,55 MW (1. Halbj. 2004: 728,87) installiert. Die durchschnittliche Anlagengröße der zugebauten Anlagen stieg von 1.683 kW (1. Halbj. 2004) auf 1.719 kW (1. Halbj. 2005). Damit existierten am 30.06.2005 in Deutschland 16.826 WEA mit 17.132,30 MW. Während die installierte Leistung in diesem Zeitraum um nur 11,8 % wuchs, stieg die Erzeugung der WEA um 19 %, was auf eine im Durchschnitt höhere Windhöffigkeit hindeutet.

3 Effektivität der Energieverwendung

Die **Primärenergieintensität** (Primärenergieverbrauch bezogen auf das BIP) sank nach einem vorübergehenden Anstieg im Vorjahr wiederum ab. Dasselbe gilt für die **Elektroenergieintensität** (Bruttostromverbrauch bezogen auf das BIP), wobei allerdings hier eine relative Konstanz seit Mitte der 90er Jahre zu erkennen ist (*Tabelle 12*).

Tabelle 12: Entwicklung der Energieeffektivität

	Dimension	1991	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Primärenergieintensität	MJ / € BIP	8,54	7,92	7,48	7,29	7,35	7,21	7,28	7,16
Elektroenergieintensität	Wh / € BIP	315,4	300,7	291,0	293,5	293,4	293,8	300,1	297,6

Zwischen 1991 und 2004 ist das Bruttoinlandsprodukt um durchschnittlich 1,27 %/a gestiegen. In diesem Zeitraum sank der Primärenergieverbrauch um durchschnittlich 0,09 %/a während der Elektroenergieverbrauch um durchschnittlich 0,82 %/a stieg. Die sich daraus ergebende durchschnittliche Senkung der Primärenergieintensität um 1,35 %/a und der Elektroenergieintensität um 0,45 %/a sind Ausdruck der intensiven Bemühungen um die weitere Rationalisierung der Energieumwandlung und der Energieanwendung in allen Bereichen der Wirtschaft und in den privaten Haushalten.

Im internationalen Vergleich gehört Deutschland zur Spitzengruppe der Länder mit den niedrigsten Primärenergieintensitäten. 2003 betrug der Primärenergieverbrauch pro Einheit BIP in GJ/1000 US\$ (real 2000) in ausgewählten Ländern und Regionen:

- Japan:	4,4
- Großbritannien:	6,3
- Italien	6,9
- Deutschland:	7,7
- Frankreich:	8,4
- OECD-Länder:	8,4
- USA:	9,2
- Europa (Nicht-OECD-Länder):	31,9
- Afrika:	36,5
- China:	38,5
- Indien:	42,6
- Frühere Sowjetunion:	88,6

Hervorzuheben ist die große Dynamik, mit der die Primärenergieintensität in Deutschland gesunken ist. Zwischen 1991 und 2004 sank sie um 14,4 %, damit schneller als im Durchschnitt aller OECD-Länder (12,5 %). In Japan und Italien blieb sie nahezu konstant. Lediglich in Großbritannien fiel sie stärker als in Deutschland, nämlich um 23,2 %. Die Dynamik spiegelt die Bemühungen um eine hohe Effizienz der Energienutzung wider, wie sie beispielsweise in gestiegenen Kraftwerkswirkungsgraden und sinkenden spezifischen Energieverbrauchswerten in der Industrie zum Ausdruck kommen. Eine bedeutende Rolle bei der Senkung der Energieintensität in Deutschland spielte die politische Wende, in deren Gefolge einerseits große Teile der Industrie liquidiert und andererseits neue moderne Industrieunternehmen mit hoher energetischer Effizienz errichtet wurden.

4 Energiepreise

Die Preise für Energieträger stiegen in den letzten Jahren tendenziell an, jedoch bis 2004 noch relativ moderat. Erst seit der zweiten Hälfte des Jahres 2004 gab es erhebliche Steigerungen, die in den nachfolgenden Tabellen (*Tabellen 13, 14 und 15*) noch nicht sichtbar werden.

Tabelle 13: Entwicklung der Einfuhrpreise

	Dimension	1991	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 ¹⁾
Rohöl	\$/b	18,62	16,88	12,34	17,45	27,55	23,10	24,32	28,18	36,02
	€/t	129,20	94,92	86,88	122,67	22,22	201,60	191,36	190,12	192,19
Erdgas	ct/m ³	8,54	6,17	6,26	5,13	9,15	12,01	10,28	10,86	10,10
Steinkohlen	€/t	46,05	40,63	38,02	34,23	41,54	53,24	44,45	39,74	48,68

¹⁾ Durchschnittswert der Monate Januar bis Juli 2004

Tabelle 14: Verbraucherpreise für Energie

	Dimension	1991	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Haushalte (mit MWSt.)										
Heizöl leicht	€/1000 l	26,38	21,94	22,10	26,52	40,82	38,45	35,14	36,20	37,64
Erdgas	ct/m ³	27,83	27,44	28,21	27,16	32,31	40,33	37,64	42,66	43,36
Strom ¹⁾	ct/kWh	14,80	16,36	15,48	15,97	14,92	15,44	16,08	16,87	17,09
Industrie (einschl. MWSt.)										
Heizöl schw. ²⁾	€/t	114,70	106,75	100,05	117,88	188,92	168,57	184,42	189,91	175,26
Erdgas ³⁾	ct/m ³	14,33	12,45	13,13	12,52	16,72	21,14	19,23		
Strom ⁴⁾	ct/kWh	6,91	6,74	6,05	5,34	4,40	4,89	5,15	5,79	
Verkehr (einschl. MWSt.)										
Normalbenzin ⁵⁾	€/l	0,65	0,77	0,79	0,84	0,99	1,00	1,03	1,07	1,12
Dieselmotortreibstoff ⁵⁾	€/l	0,55	0,58	0,59	0,64	0,80	0,82	0,84	0,89	0,92

¹⁾ Tarifabnehmer (Haushaltsbedarf), incl. Ausgleichsabgabe und Mehrwertsteuer

²⁾ Durchschnittspreis bei Abnahme von 2001 t und mehr im Monat, ab 1993 bei Abnahme von 15 t und mehr im Monat und Schwefelgehalt von maximal 1 %

³⁾ Durchschnittserlöse

⁴⁾ Durchschnittserlöse, Sonderabnehmer, ohne Ausgleichsabgabe

⁵⁾ Marke mit Selbstbedienung

Tabelle 15: Jährliche Ausgaben für Energie pro Haushalt (in €)

	1990	1996	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Raumwärme und Warmwasser	498	657	614	584	665	820	728	793
Prozesswärme (Kochen)	91	96	100	102	96	103	108	119
Licht/Sonstige	214	252	265	265	252	255	274	293
Ausgaben f. Energie o. Kraftstoffe	803	1.005	980	951	1.013	1.178	1.110	1.205
Kraftstoffe	715	827	816	873	987	956	946	937
Ausgaben für Energie insgesamt	1.518	1.831	1.796	1.824	2.000	2.133	2.056	2.142
Jährliche Ausgaben für Wärme pro m ² Wohnfläche	6,05	8,02	7,30	6,89	7,82	9,61	8,51	9,22
Ausgaben für Kraftstoffe je 100 km Fahrleistung	5,02	5,72	5,56	5,83	6,72	6,39	6,27	6,31

Die Daten bis 1992 beziehen sich nur auf die alten Bundesländer.

Der Anteil aller Ausgaben privater Haushalte für Energie an den gesamten privaten Konsumausgaben sank von 7,2 % im Jahr 1996 auf 7,0 % im Jahr 2003.

5 Umweltschutz

Die Emission von **Umweltschadstoffen** ist in Deutschland seit 1990, nicht zuletzt durch die Außerbetriebnahme veralteter Braunkohlenkraftwerke, deutlich gesunken (*Tabelle 16*).

Tabelle 16: Entwicklung der Gesamtemission von ausgewählten Schadstoffen (in kt)

	1990	1992	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002
SO₂	5.322	3.303	1.934	1.036	833	733	631	640	608
NO_x	2.815	2.391	1.979	1.801	1.744	1.697	1.620	1.545	1.479
Staub	1.840	586	270	249	235	229	227	216	209

6 CO₂-Emissionen

Tabelle 17 zeigt die energiebedingten CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2003 in Deutschland, in Europa und auf der Erde insgesamt.

Tabelle 17: Energiebedingte CO₂-Emissionen (in Mt)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	Veränderungen in %	
								1990-2004	2003-2004
D	1.029	933	903	917	901	911	901	- 12,4	- 1,1
Europ. OECD-Länder	3.731	3.709	4.434	4.482	4.457	4.573	4.621	+ 23,9	+ 1,1
Übriges Europa	4.976	3.382	2.614	2.619	2.662	2.737	2.800	- 43,7	+ 2,3
Erde	22.682	23.108	24.677	24.918	25.874	27.020	28.233	+ 24,5	+ 4,5

Der Anteil Deutschlands an den weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen sank von 4,5 % im Jahr 1990 auf 3,2 % im Jahr 2004. Allein der globale Zuwachs im Jahr 2004 war mit 1.213 Mt um 35 % höher als die deutschen Emissionen in diesem Jahr.

7 Zur deutschen Energiepolitik

Die Berücksichtigung der Grundziele **Wirtschaftlichkeit**, **Versorgungszuverlässigkeit** und **Umweltverträglichkeit** bei allen energiewirtschaftlichen Entscheidungen hat nicht nur zu einer zuverlässigen und wettbewerbsfähigen Energiewirtschaft in Deutschland geführt, sondern war zugleich eine wichtige Voraussetzung für die positive Entwicklung der Volkswirtschaft in der Vergangenheit.

Seit wenigen Jahren vollzieht sich in der deutschen Energiepolitik ein grundlegender Wandel. Er wird dadurch charakterisiert, dass **neue energiepolitische Grundforderungen** in den Vordergrund rücken. Es handelt sich um:

- **Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie**
- **Liberalisierung des europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas**
- **Schutz des Klimas**

Während „Klimaschutz“ und „Energietmarktliberalisierung“ auf internationalen Vereinbarungen beruhen (Kioto, EU), resultiert der „Kernenergieausstieg“ aus einer lediglich nationalen Gesetzgebung nach dem 1998 vollzogenen Regierungswechsel.

Im Vorfeld der Bundestagswahlen 2005 spielten energiepolitische Überlegungen bei nahezu allen Parteien eine bedeutende Rolle.

In den letzten Monaten wurden auf energiepolitischem Gebiet einige neue Festlegungen getroffen, die bisher noch nicht im vollen Umfang wirksam geworden sind. Es handelt sich im Wesentlichen um

- ein neues **Energiewirtschaftsgesetz**
- die Aufnahme des **Handels mit Zertifikaten zur CO₂-Emissionsberechtigung**
- die Verabschiedung eines **Energieforschungsprogramms**

- eine Studie zur Auswirkungen der verstärkten Netzeinspeisung von elektrischer Energie aus **Windenergieanlagen**

Ein **energiepolitisches Gesamtkonzept** wurde auch in den vergangenen Monaten nicht vorgelegt. Infolge der Zersplitterung der Verantwortung für energiewirtschaftliche Teilgebiete auf drei Ministerien, die teilweise entgegengesetzte Interessen vertreten, wurden bisher auch keine ernsthaften Versuche in dieser Richtung unternommen. Es gibt lediglich energiepolitische Leitlinien und Absichtserklärungen zu Einzelgebieten, wie Ausstieg aus der Kernenergienutzung oder verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien.

In den letzten Monaten wurden alle energiepolitischen Diskussionen von **Energiepreiserhöhungen** dominiert. Ausgelöst wurden sie von den aktuellen Entwicklungen der Erdöl- und Erdgaspreise auf dem Weltmarkt sowie von erheblichen Preissteigerungen bei elektrischer Energie und bei Gas, die nur zum Teil durch die internationale Preisentwicklung ausgelöst werden.

7.1 Beendigung der Kernenergienutzung

2001 hat der Deutsche Bundestag mehrheitlich das „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ beschlossen. In Vollzug dieses Gesetzes wurden die ersten beiden Kernkraftwerke (*Stade 2003, Obrigheim 2005*) außer Betrieb genommen. Das letzte Kernkraftwerk soll 2021 vom Netz genommen werden.

Das **Kernkraftwerk Obrigheim** wurde im Mai 2005 stillgelegt. Von der Regierung des Landes Baden-Württemberg wurde dazu erklärt, dass die Abschaltung weder aus sicherheitstechnischer noch aus wirtschaftlicher Sicht erforderlich ist. Das Kraftwerk Obrigheim mit einer Bruttoleistung von 357 MW wurde im Oktober 19968 in Betrieb genommen und wies auch 2004 noch eine überdurchschnittlich hohe Verfügbarkeit auf (Zeitverfügbarkeit: 93,98 %, Arbeitsverfügbarkeit: 93,80 %). Vom Betreiber, der EnBW, wurde erklärt, dass als Ersatz für die ausgefallene Leistung u. a. die Reaktivierung von stillgelegten Heizöl- und Steinkohle-Kraftwerksblöcken vorgesehen ist.

Die ausschließlich politisch-ideologisch begründeten Entscheidungen zur Kernenergienutzung in Deutschland stehen in eklatantem Widerspruch zur sich international vollziehenden Entwicklung. Ende 2004 standen weltweit in 31 Ländern 441 Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 386 GW brutto bzw. 367 GW netto zur Stromerzeugung zur Verfügung. In 9 Ländern (Argentinien, China, Finnland, Indien, Iran, Kanada, Rumänien, Russland, Taiwan) befinden sich Kernkraftwerke mit einer Gesamt-Bruttoleistung von 18,553 GW in Bau. In der EU wird rund ein Drittel des Elektroenergiebedarfs durch Kernkraftwerke gedeckt.

Gegenwärtig werden auch in Deutschland verstärkt Forderungen nach einer *Verlängerung der Laufzeiten* der Kernkraftwerke erhoben.

7.2 Liberalisierung des europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas

Ausgangspunkt für die Liberalisierung des europäischen Marktes für leitungsgebundene Energieträger waren die **Binnenmarktrichtlinien Elektrizität und Gas der Europäischen Union**. Ziel der Marktöffnung war ein europaweiter Wettbewerb der Energieversorgungsunternehmen zur Senkung der Preise für Strom und Gas. Die Energieminister der EU haben im November 2002 vereinbart, die Strom- und Gas-Märkte für gewerbliche Unternehmen ab 1. Juli 2004 und für private Haushalte ab 1. Juli 2007 voll zu öffnen.

In Deutschland wurde bereits mit dem **Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 29. April 1998** die volle Öffnung der Märkte innerhalb Deutschlands festgeschrieben.

In der Elektrizitätswirtschaft hatte der einsetzende Wettbewerb folgende Auswirkungen:

- Gründung neuer Stromhandelsunternehmen, z. T. als Töchter der bestehenden Energiekonzerne.
- Sinkende Strompreise infolge eines massiven Verdrängungswettbewerbs.
- Die Energieversorgungsunternehmen reagierten auf die sinkenden Erlöse mit internen Rationalisierungsmaßnahmen zur Kostensenkung. Wesentliche Folgen waren Unternehmens-Fusionen (Die vier größten in Deutschland tätigen Verbundunternehmen RWE, Eon, Vattenfall Europe und EnBW haben einen Marktanteil von rund 80 %) und der Abbau von Zehntausenden Arbeitsplätzen. Weitere Fusionen, auch über Landesgrenzen hinweg, sind in Vorbereitung.

Entsprechend der Forderungen der Europäischen Union, die eine solche Regelung bereits für Juli 2004 verlangt hatte, wurde ein **neues Energiewirtschaftsgesetz** verabschiedet, das im Juli 2005 in Kraft trat.

Mit diesem Gesetz wurden u. a. festgelegt:

- Gründungen einer staatlichen **Regulierungsbehörde** für die Beaufsichtigung der Netzzugänge (*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*). Damit werden die bisherigen „Verbändevereinbarungen“ zur Regelung der Netznutzungsentgelte abgelöst. Zusätzlich sollen Landesregulierungsbehörden für Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100.000 Kunden (soweit sie innerhalb eines Bundeslandes versorgen) ihre Tätigkeit aufnehmen.
- **„Unbundling“**: Wirtschaftliche und rechtliche Trennung der Netzbetriebe von den anderen Bereichen der Energieversorgungsunternehmen (gilt nicht für Unternehmen bis 100.000 Kunden).
- **Kennzeichnungspflicht** für die Herkunft von Strom (Kernkraft, fossile und sonstige Energieträger, erneuerbare Energien) sowie über die Umweltauswirkungen (zumindest in Bezug auf CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall) auf den Verbraucherrechnungen. Informationen über Erzeugungs- bzw. Bezugskosten werden nicht verlangt.

Das Gesetz hat einen Umfang von 118 Paragraphen (dagegen Energiewirtschaftsgesetz von 1998: 19 Paragraphen).

Zu den Aufgaben der Bundesnetzagentur:

- Sie soll einen diskriminierungsfreien und fairen Zugang zu den Netzen auch für Dritte sichern und damit für Wettbewerb sorgen. Sie soll Schiedsrichter für Streitigkeiten um den Netzzugang und die Netzentgelte sein.
- Die rund 1.700 Strom- und Gasnetzbetreiber müssen die Gebühren, die sie für die Durchleitung von Strom bzw. Gas fremder Anbieter verlangen, der Bundesagentur vorab melden und genehmigen lassen.
- Bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte (*Tabelle 18*) soll den Netzbetreibern vorerst eine Rendite vor Steuern in Höhe von 6,5 Prozent (Strom) und 7,8 Prozent (Gas) garantiert werden. Diese Regelung erfolgte zur Gewährleistung künftiger Investitionen in die Netze zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit.
- Für die Zukunft vorgesehen ist eine „Anreizregulierung“, mit der Netzbetreibern Entgelt-Obergrenzen für zwei bis fünf Jahre vorgegeben werden. Bei ihrer Unterschreitung können die entstehenden Gewinne von den Unternehmen einbehalten werden. Ab Mitte September 2005 beginnt die Bundesnetzagentur das Verfahren für die notwendige Da-

tenerhebung zur Vorbereitung der Anreizregulierung. Die Netzbetreiber haben dafür Informationen zur Netz-, Last- und Absatzstruktur, zu Entgelten für die Durchleitung der Energie Dritter, zum vorgelagerten Netz sowie zu Erlösen und Kosten an die Bundesbehörde zu übermitteln.

- Großkunden, die mehr als 10 GWh/a bei einer Benutzungsdauer von > 7.500 h/a verbrauchen, können mit den Netzbetreibern um bis zu 50 % niedrigere Netzgebühren vereinbaren.

Tabelle 18: Entwicklung der Netznutzungsentgelte (in ct/kWh)

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
10/2002	5,55	2,80	1,23
03/2003	5,49	2,76	1,23
10/2003	5,47	2,74	1,23
04/2004	5,47	2,74	1,26
10/2004	5,46	2,74	1,26

Der Anstieg der Netznutzungsentgelte im Hochspannungsnetz resultiert aus gestiegenen Kosten für Systemdienstleistungen, insbesondere für den Ausgleich schwankender Windenergieeinspeisung.

Mit der Gründung der staatlichen Netzagentur, die das bisherige System der Verbändevereinbarungen zwischen Versorgern und Kunden ersetzt, soll erreicht werden, dass die Preise für Elektroenergie und Gas sinken. Sowohl von Verbraucherverbänden als auch von der Energiewirtschaft werden jedoch *keine Preissenkungen infolge des Wirkens der Netzagentur erwartet*.

Gründe:

- Die Bundesnetzagentur überwacht und beeinflusst nur die Netznutzungsentgelte. Dieser Anteil macht jedoch nur ca. 20 % des Energiepreises bei industriellen Großverbrauchern und bis zu 40 % bei Tarifabnehmern aus. Geht man davon aus, dass im günstigsten Falle Netzentgelte um 10 % reduziert werden können, so kann die Bundesnetzagentur im Durchschnitt eine Preissenkung von 3 Prozent der Energiepreise auslösen.
- Die Bundesnetzagentur verfügt über einen Personalbestand von rund 200 Mitarbeitern, deren Kosten von den EVU und damit von den Kunden zu tragen sind.
- Das Unbundling sowie Kosten für erweiterte Dokumentationen und Berichte verursachen erhöhte Kosten für die Energieversorgungsunternehmen, die letztlich ebenfalls von den Endkunden zu tragen sind.
- Die Bundesnetzagentur nimmt keinen Einfluss auf die Erzeugungskosten, die u.a. durch steigende Weltmarktpreise verursacht werden.
- Die Bundesnetzagentur nimmt keinen Einfluss auf die Höhe der durch Staat und Kommunen ausgelösten Kosten, die allein bei elektrischer Energie von rund 2 Mrd. € 1998 auf ca. 12 Mrd. € 2004 (Ökosteuer: 6,7 Mrd. €, EEG: 2,4 Mrd. €, Konzessionsabgaben: 2,2 Mrd. €, KWK-Gesetz: 0,7 Mrd. €) gestiegen sind.

Strompreise:

Nach Beginn der Liberalisierung sanken die Strompreise für *Industrie* und *Haushalte*, haben jetzt aber das ursprüngliche Niveau weitgehend wieder erreicht oder sogar überschritten.

Von 2000 bis März 2004 stieg Strompreis bei *industriellen Großkunden* um rund 48 Prozent (ca. 1,58 ct/kWh bei Verbraucher mit > 100 GWh/a).

Zwischen 1998 und 2004 stieg der Anteil der Steuern, Umlagen und Abgaben (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, Ökosteuer, Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben) am Monats-Durchschnittspreis eines *Drei-Personen-Haushalts* von 12,35

Euro auf 20,86 Euro. Der Nettopreis dagegen fiel in diesem Zeitraum von 37,60 Euro auf 34,40 Euro (von 75,3 % auf 60,2 % Anteil am Gesamtpreis).

Nach Berechnungen des VDEW zahlt ein durchschnittlicher *Drei-Personen-Privathaushalt* (3500 kWh/a) heute im Durchschnitt 52,38 Euro im Monat für elektrische Energie (1998: 49,95 Euro; 2000: 40,66 Euro; 2002: 46,99 Euro).

Der Strompreis für *Haushaltkunden* setzt sich nach Schätzungen des Verbandes der Netzbetreiber – VDN e.V. gegenwärtig wie folgt zusammen:

- Stromerzeugung und Vertrieb:	20 %
- Konzessionsabgabe:	9 %
- Stromsteuer:	12 %
- Mehrwertsteuer:	14 %
- EEG:	3 %
- KWK-Gesetz:	2 %
- Messung, Zählung, Abrechnung:	6 %
- Netzentgelt:	34 %

Der staatlich bestimmte Anteil liegt bei rund 40 %.

Zu Beginn des Jahres 2004 hatten viele Stromkonzerne ihre Preise deutlich erhöht. Im Schnitt stieg die Stromrechnung der Haushalte laut VDEW damit um vier Prozent.

Eine verlässliche Prognose der weiteren Preisentwicklung ist kaum möglich, was u. a. mit der Entwicklung der Kosten für Energieträger und **CO₂-Emissionszertifikate** zusammenhängt. Sowohl für Elektroenergie als auch für Gas wird mit *weiteren Kostenerhöhungen* gerechnet.

Eine der **Konsequenzen der bisherigen Strompreisentwicklung** in Deutschland ist die Entscheidung der Hydro Aluminium Deutschland, Köln, bis spätestens Ende 2006 seine *Aluminium-Hütte* in Stade zu schließen. Mitte Juni ist zudem die Stilllegung der Hütte des Hamburger Aluminium-Werks (HAW) angekündigt worden, an der Hydro Aluminium Deutschland zu einem Drittel beteiligt ist. Direkt betroffen sind davon 870 Arbeitsplätze. Norsk Hydro beabsichtigt, eine Aluminium-Hütte in Qatar zu bauen. Auch der niederländisch-britische Stahlkonzern Corus prüft die Schließung seiner Aluminiumhütte in Voerde bei Oberhausen.

7.3 Klimaschutz

Grundlage der deutschen „Klimaschutzpolitik“ ist die 1992 in Rio de Janeiro verabschiedete und 1994 in Kraft getretene Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change) und das darauf aufbauende Kioto-Protokoll von 1997, das im Februar 2005 offiziell in Kraft treten konnte, nachdem ihm auch Russland beigetreten ist. Es sieht für Industrieländer verbindliche Pflichten zu Reduktion der Emission von Treibhausgasen (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC und SF₆) bis 2008/2012 vor, nämlich um **5,2 %**.

Im Rahmen des Kioto-Protokolls hat sich die EU-15 verpflichtet, die Treibhausgas-Emissionen bis 2008/2012 um **8 %** gegenüber 1990 zu verringern. Innerhalb der Staatengemeinschaft hat sich Deutschland im Rahmen eines „burden-sharing“ das Ziel gestellt, eine Senkung der Treibhausgasemissionen um **21 %**, das sind 336,9 Mt CO₂-Äquivalente, zu erreichen. Damit übernimmt Deutschland allein mehr als 75 % der Reduktionsziele der EU-15.

Eine im Rahmen der Vorbereitung des Kioto-Prozesses von Deutschland übernommene Verpflichtung, die Emission von CO₂ bis 2005 um **25 %** gegenüber 1990 zu senken, wurde im Oktober 2003 annulliert.

Die angestrebten Ziele sollen erreicht werden durch:

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien,
- Reduzierung des Anteils fossiler Brennstoffe und
- Erhöhung der Energieeffizienz.

Hierfür wurde ein umfangreicher Komplex von Einzelmaßnahmen entwickelt und inzwischen teilweise umgesetzt. Zu diesen Maßnahmen gehören u. a.:

- Ökologische Steuerreform mit Einführung der sog. Ökosteuer
- Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
- Handel mit Treibhausgas-Emissionsrechten

- **CO₂-Sequestrierung**

Mit Hilfe von **CO₂-freien Kohlekraftwerken** soll Kohlendioxid aus den Rauchgasen abgetrennt und dauerhaft deponiert werden. Vattenfall Europe AG beabsichtigt, eine entsprechende Pilotanlage bis 2008 am Standort Schwarze Pumpe in Brandenburg in Betrieb zu nehmen. Wenn sie die technischen und wirtschaftlichen Erwartungen erfülle, könne die Technik vom Jahr 2020 an auch im Großbetrieb eingesetzt werden. Die Investition belaufe sich auf rund 40 Millionen Euro. Die CO₂-Einlagerung ist noch nicht geklärt. Entsprechende geologische Vorarbeiten laufen. Gegenüber modernen Braunkohlekraftwerken muss mit Wirkungsgradverlusten von mindestens 12 Prozentpunkten gerechnet werden.

- **Ökosteuer**

Mit der ab 1. April 1999 eingeführten Ökosteuer werden Zuschläge auf die Energieträger Benzin, Dieselmotorkraftstoff, Heizöl, Erdgas und Strom erhoben. Sie wuchsen bei Benzin, Dieselmotorkraftstoff und Strom bis 2003 jährlich. Mit der 5. Stufe der Ökosteuer ab 1. Januar 2003 wurde beispielsweise Strom mit 0,26 ct/kWh (+ 16 % Mehrwertsteuer) zusätzlich belastet. Die Gesamt-Ökosteuer bei Strom beträgt jetzt 2,05 ct/kWh (+ Mehrwertsteuer). Für gewerbliche Unternehmen wurden Begünstigungen geschaffen.

Durch die Ökosteuer ausgelöste *Wirkungen auf Klima und Arbeitslosenzahlen sind nicht nachweisbar*. Für den relativ moderaten Anstieg des Primärenergieverbrauchs seit 1999 ist in erster Linie die ungünstige Wirtschaftsentwicklung und nicht die Ökosteuer verantwortlich.

Im September 2004 hat die Bundesregierung beschlossen, die Ökosteuer in absehbarer Zeit nicht weiter zu erhöhen.

- **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)**

Im EEG ist festgelegt, dass elektrische Energie aus erneuerbaren Energien von den zuständigen Netzbetreibern zu übernehmen und zu einem gesetzlich festgelegten Preis (Einspeisevergütung) zu vergüten ist. Diese Preise betragen beispielsweise für Strom aus Wasserkraft bis 9,67 ct/kWh, aus Biomasse bis 17,5 ct/kWh, aus geothermischen Anlagen bis zu 15 ct/kWh, aus Onshore-Windenergieanlagen bis zu 8,7 ct/kWh und aus Photovoltaikanlagen bis zu 57,4 ct/kWh (jeweils ohne Mehrwertsteuer). Sie werden an die Endkunden weitergereicht.

Zur Förderung erneuerbarer Energien werden außer der staatlich garantierten Abnahme zu Festpreisen *weitere staatliche Vergünstigungen*, wie Steuervergünstigungen für Investoren, Mittel aus Förderprogrammen des Bundes (2004 rund 45,5 Mio. €) und Mittel zur Förderung der Markteinführung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Markt-

anreizprogramm, KfW-CO₂-Minderungsprogramm, KfW-Umweltprogramm, ERP-Umwelt- und Energieprogramm, insgesamt 2004 rund 2 Mrd. € Kredite und Zuschüsse) gewährt.

Die insbesondere zugunsten der *Photovoltaik* ausgeweitete Förderung (deutlich höhere Einspeisevergütungen) führte zu einem rapiden Kapazitätsausbau bei Unternehmen der Photovoltaik-Branche.

- **Handel mit Treibhausgas-Emissionsrechten**

Seit dem 25. Oktober 2003 ist die Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates der Europäischen Union für ein System des Emissionshandels in Europa in Kraft. Danach nahmen am 1. Januar 2005 energieintensive Unternehmen der Industrie und der Elektrizitätswirtschaft den Handel mit Rechten zur Emission von Treibhausgasen (Zertifikathandel) auf. In der Periode 2005 - 2007 wird der Handel vorerst auf Kohlendioxid beschränkt. Betroffen sind davon in der Europäischen Union rund 14.000 Anlagen, in Deutschland allein 2.250. Der „Nationale Allokationsplan“ Deutschlands wurde von der Europäischen Kommission bestätigt.

Gesetzliche Grundlagen für den Emissionshandel in Deutschland sind das „Treibhausgas-Emissions-Handels-Gesetz“ (TEHG) und das „Zuteilungsgesetz für die Handelsperiode 2005 bis 2007“ (ZuG).

Die neugeschaffene „**Deutsche Emissionshandelsstelle**“ (DEHSt) beim Umweltbundesamt hat mit knapp 100 Mitarbeitern ihre Tätigkeit aufgenommen. Für 2005 wird mit Gesamtaufwendungen in Höhe von 12,8 Mio. € gerechnet, die durch Gebühren je ausgegebener Emissionsberechtigung (ca. 3 ct/t CO₂) finanziert werden.

Zu den **Aufgaben** der DEHSt gehören:

- *Zuteilung und Ausgabe der Emissionsberechtigungen:* Um die Emissionszertifikate zu erhalten, stellen die Anlagenbetreiber Zuteilungsanträge. Die DEHSt prüft die Anträge, nimmt gegebenenfalls Korrekturen vor und gibt die Zertifikate jährlich aus.
- *Prüfung der Emissionsberichte, gegebenenfalls Sanktionsverhängung:* Zum 31. März jeden Jahres reichen die Unternehmen Emissionsberichte ein. Hier dokumentieren sie ihre CO₂-Minderungen sowie die Übereinstimmung ihrer CO₂-Emissionen mit den von ihnen gehaltenen Emissionsberechtigungen. Es wird eine Überprüfung der Angaben vorgenommen. Bei Nichteinhaltung der Emissionspflichten werden Sanktionen verhängt. Sie betragen in der ersten Handelsperiode (2005 bis 2007) 40 €/t.
- *Kontomanagement für alle nationalen Anlagen- und Handelskonten:* Der DEHSt führt das nationale Emissionshandelsregister, in dem die Emissionsberechtigungen und der Handel mit ihnen verbucht werden. Ausgabe, Besitz, Übertragung, Abgabe und Löschung von Berechtigungen werden verbucht.
- *Nationale und internationale Berichterstattung*
- *Internationale Zusammenarbeit mit der EU und dem UN-Klimasekretariat*
- *Mitwirkung bei der Erstellung künftiger Nationaler Allokationspläne:* Für die Handelsperiode ab 2008 unterstützt die DEHSt das Bundesumweltministerium bei der Aufstellung nationaler Zuteilungspläne. Die Aufstellung des Nationalen Allokationsplanes der Handelsperiode 2008 bis 2012 wird im Jahr 2006 erfolgen.

Für die erste Handelsperiode erfolgte eine kostenlose Verteilung auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen der Unternehmen in der Zeit von 2000 bis 2003 (495 Mt CO₂). Der Umfang der Emissionsberechtigungen wird künftig von Jahr zu Jahr reduziert (Senkung für 2005 bis 2007 auf 848 Mt/a).

Unternehmen, die über freie Emissionsrechte verfügen, können diese verkaufen bzw. im Falle eines zusätzlichen Bedarfs kaufen.

Seit März 2005 werden an der **EEX**, Leipzig, CO₂-Emissionszertifikate (ein Zertifikat berechtigt zur Emission von 1 t CO₂) gehandelt, allein bis Juni 2005 knapp eine halbe Million. Bis Jahresende rechnet man mit 3 Millionen. In der ersten Phase lagen die Preise bei 7 Euro/t CO₂. Inzwischen sind sie auf ein Mehrfaches, zum Beispiel am 1. Juli 2005 auf 25,76 €/t CO₂, gestiegen.

Diese unerwartet hohen Preise für Emissionszertifikate haben sich auch auf die Preisentwicklung für elektrische Energie ausgewirkt. Der Anstieg steht im Zusammenhang mit den hohen Weltmarktpreisen für Erdöl, die erhebliche Preissteigerungen für Erdgas nach sich ziehen. Dementsprechend haben Energieversorgungsunternehmen, vor allem in Großbritannien, ihre Erzeugung in Gaskraftwerken verringert und produzieren verstärkt in Kohlekraftwerken. Wegen der etwa doppelt so hohen spezifischen CO₂-Emission von Kohle gegenüber Gas stieg die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen am Markt. Die Folgen sind höhere Preise für Zertifikate und entsprechend höhere Strompreise.

7.4 Energieforschungsprogramm

Am 1. Juni 2005 wurde von der Bundesregierung das 5. Energieforschungsprogramm „Innovation und neue Energietechnologie“ beschlossen. Ziel des Programms ist, „durch Innovation und technischen Fortschritt den Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung weiter voran zu treiben.“

Förderschwerpunkte des Programms sind:

- Moderne Kraftwerkstechnologien auf Basis von Kohle und Gas (einschließlich CO₂-Abtrennung und CO₂-Speicherung),
- Photovoltaik und Windenergie im Offshore-Bereich,
- Brennstoffzellen und Wasserstoff als Sekundärenergieträger sowie Energiespeicher,
- Technologien und Verfahren für energieoptimiertes Bauen,
- Technologien zur energetischen Nutzung der Biomasse.
- Energiesparende Technologien in der Industrie, im Gewerbe, im Handel und bei Dienstleistungen,
- weitere Bereiche der erneuerbaren Energietechnologien, wie Solarthermie, Geothermie und Wasserkraft,
- nukleare Sicherheits- und Endlagerforschung,
- Entwicklung der Kernfusion als Energiequelle

Zuständig sind die Bundesministerien für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) als Koordinator, für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) und für Bildung und Forschung (BMBF).

Für den Zeitraum 2005 bis 2008 werden rund 1,7 Mrd. € zur Förderung von Forschung und Entwicklung moderner Energietechnologien bereitgestellt.

7.5 dena-Netz-Studie

Im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) wurde eine *Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“* erarbeitet und im Februar 2005 veröffentlicht. Mit ihr wird ein „Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Er-

zeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung“ vorgelegt. Ergebnisse der Studie zeigen u. a.:

- Die bis 2015 geplante Elektroenergie-Einspeisung aus Windanlagen in das deutsche Stromnetz erfordert den Bau von 845 Kilometer Hochspannungstrassen für 1,1 Milliarden €.
- Die Studie ergab, dass die Kosten, die Verbraucher für den Ökostrom bezahlen müssen, deutlich höher liegen, als bisher angenommen. Nur für die von der Bundesregierung geplante Steigerung der Windstrommenge von 2003 bis 2015 summieren sich die „Netto-Zusatzkosten“ auf mindestens 12 bis 17 Milliarden Euro.
- Risiken für großflächige Netzausfälle können trotz erheblicher Investitionen in verbesserte Techniken nicht vollständig ausgeschlossen werden.
- Die durch Windenergie ermöglichte CO₂-Einsparung könnte mit anderen Maßnahmen billiger erreicht werden.
- Es wird damit gerechnet, dass für mindestens 95 % der Windenergieleistung Reservekapazitäten in konventionellen Kraftwerken bereitgehalten werden müssen.

Von der Elektrizitätswirtschaft wird zu den Ergebnissen der Studie u. a. erklärt, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromsystem nicht sicherstellen könne und das ungezügelter Wachstum der Windkraft schon heute an die Grenzen der Belastbarkeit der Netze geht.

8 Bewertung der deutschen Energiepolitik

Im Rahmen der Diskussionen über die Ausgestaltung der deutschen Energiepolitik, die von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik geführt werden, sind erhebliche Widersprüche und Schwachstellen sichtbar geworden.

Sichtbarer Ausdruck für die Vielzahl der ungeklärten Probleme bei der Gestaltung der künftigen Energiewirtschaft ist die Tatsache, dass es in Deutschland kein **energiepolitisches Gesamtkonzept** gibt, aus dem hervorgeht, wie die teilweise widersprüchlichen politischen Forderungen mittel- und langfristig umgesetzt werden sollen. Verhängnisvoll ist vor allem die einseitige ökologische Ausrichtung der Energiepolitik, die dem Standort Deutschland und seiner wirtschaftlichen Entwicklung schadet.

Nach wie vor ist unklar, wodurch die mehr als 20.000 MW Kernkraftwerksleistung im Grundlastbereich zu ersetzen sind. Vor kurzer Zeit noch offiziell propagierte Pläne über eine Kompensation durch erneuerbare Energien, speziell durch Windenergie, wurden inzwischen als illusionär erkannt und zu den Akten gelegt. Einer danach erklärten Favorisierung von Erdgaskraftwerken folgte – angesichts der tendenziell stark steigenden Erdgaspreise – eine Hinwendung zu Kohlekraftwerken. Dabei setzt man einerseits auf hohe Wirkungsgrade und andererseits auf die Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen in den nächsten Jahrzehnten.

Unklar ist, wie sich der zu erwartende Anstieg der CO₂-Emissionen beim Ersatz der Kernkraftwerke durch Gas- oder Kohle-Kraftwerke mit den Klimaschutz-Zielen vereinbaren lassen. Immerhin vermeiden die deutschen Kernkraftwerke heute jährlich 150 Mt Kohlendioxid.

Gegenwärtig wird intensiv über Ursachen und Folgen der aktuellen **Energiepreis-Entwicklung** diskutiert. Es handelt es sich einmal um die Weltmarktpreise für Öl, Gas und Steinkohle und zum anderen um angekündigte bzw. bereits vollzogene Preiserhöhungen für Elektroenergie und Gas im Binnenmarkt. Dabei gibt es politisch noch nicht einmal Einmütig-

keit darüber, ob möglichst niedrige oder möglichst hohe Energiepreise angestrebt werden sollten:

- *Niedrige Preise* gelten als vorteilhaft für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie in einer globalisierten Welt und damit für Wirtschaftswachstum und einen hohen Beschäftigungsgrad. Das war auch der Grund für die Liberalisierung der Energiemärkte.
- *Hohe Preise* gelten als Stimulans für die Einsparung von Energie.

Praktisch hat sich gegenwärtig in Deutschland eine *Politik der Preiserhöhung* durchgesetzt. Sie vollzieht sich kurzfristig über die Maßnahmen zum Klimaschutz (Ökosteuer, Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien, Emissionshandel u. a.) und mittelfristig über die Stilllegung von Kernkraftwerken und deren angestrebter Ersatz durch Gas- und Kohlekraftwerke.

Der **Kernenergie-Ausstieg** führt zur rapiden Erhöhung der Energiekosten. Ganz gleich, wodurch Kernkraftwerke ersetzt werden, muss mit einer Senkung der Versorgungssicherheit gerechnet werden. Zugleich wird damit das erklärte Ziel der CO₂-Reduzierung in Frage gestellt.

Die **Liberalisierung der Energiemärkte** hat bisher praktisch nichts zu einem dauerhaft wirkenden Wettbewerb und damit zu niedrigen Energiepreisen beigetragen. Vielmehr ist die **ökonomische Macht der Energiekonzerne erheblich gestiegen. Gleichzeitig wird durch eine noch nie dagewesene staatliche Regulierung das Wirken der Marktkräfte behindert.** Es wird befürchtet, dass die Liberalisierung besonders des Elektrizitätsmarktes in Deutschland zu einer Verminderung der Versorgungszuverlässigkeit (wie in anderen Ländern) führen könnte. Einzige Möglichkeit, um den Wettbewerb auf dem liberalisierten, d. h. „de-regulierten“ Energiemarkt in Gang zu setzen, wird von EU und Bundesregierung in der Schaffung einer *staatlichen Regulierungs-Behörde* (Bundesnetzagentur) gesehen.

Die wichtigste Säule der deutschen Energiepolitik ist gegenwärtig der **Klimaschutz**, der auf der Hypothese beruht, dass durch die Emission von Treibhausgasen, speziell von Kohlendioxid, das Klima der Erde erwärmt würde. Es gibt keinerlei messbaren und damit beweiskräftigen Zusammenhang zwischen der Emission von Kohlendioxid und der Klimaentwicklung. Einzig diese Hypothese ist jedoch das theoretische Fundament für alle in Deutschland und in der EU praktizierten Klimaschutz-Maßnahmen (Ökosteuer, CO₂-Zertifikatehandel, Förderung erneuerbarer Energien, Verdrängung fossiler Brennstoffe u. a.).

Nach den Erklärungen der *USA, Australiens, Chinas, Indiens, Japans und Südkoreas*, ein „*Klimaschutzbündnis*“ zu schließen, das sich - um ihr Wirtschaftswachstum nicht zu behindern - gegen die konkreten Verpflichtungen und Zeitplanungen des Kioto-Abkommens richtet, wurde inzwischen auch aus der deutschen Wirtschaft, vertreten durch den *Industrie- und Handelskammertag (DIHT)*, Forderungen nach einer Neuorientierung der deutschen Umweltpolitik geäußert.

In seiner *Erklärung der DIHK vom September 2005* „Für einen Strategiewechsel in der Umweltpolitik“ heißt es: „Die Erhaltung der wirtschaftlichen Basis der Nachhaltigkeit hat erste Priorität, nicht die Fortsetzung einer Vorreiterrolle im Umweltschutz.“

Speziell zu „Klimaschutz und Energiepreis“ wird dort erklärt:

„**Klimaschutz** auch als wichtiges Element des Ressourcenschutzes **muss bezahlbar sein** und kann nur mit der Wirtschaft, nicht gegen die Wirtschaft betrieben werden. Es darf eine kluge, zukunftsorientierte und ausgewogene Energiepolitik nicht konterkarieren. Überfällig ist eine Analyse der ökonomischen Tragfähigkeit klimaschutzpolitischer Maßnahmen. Deutschland kann nicht einseitig und dauerhaft Vorreiter sein; das klimapolitische Ziel Deutschlands, innerhalb der EU seine Treibhausgase bis 2020 um

40 % zu reduzieren, muss entfallen. ... Die ökologisch motivierte Belastung der Energiepreise muss gesenkt werden, um international wettbewerbsfähige Konditionen für Industrie und Verkehr zu erreichen.“

Energiepolitische Entscheidungen haben heute in Deutschland nicht mehr das primäre Ziel, mit neuen energetischen Anlagen zugleich die Grundziele *Wettbewerbsfähigkeit*, *Versorgungssicherheit* und *Umweltverträglichkeit* zu sichern. Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit als Zielkriterien wurden de facto verdrängt und an die Stelle der Umweltverträglichkeit ist der *Klimaschutz* getreten. Damit werden **international anerkannte energie-wirtschaftlicher Grundsätze einer effizienten und nachhaltigen Energiewirtschaft außer Kraft gesetzt.**

9 Quellen

- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Zahlen und Fakten – Energiedaten, Nationale und internationale Entwicklung Letzte Aktualisierung 04.08.2005
<http://www.bmwi.bund.de/Navigation/Technologie- und Energiepolitik/energiedaten.html>
- Statistisches Bundesamt: Pressemitteilung vom 13. Januar 2005 „Wirtschaftliche Belegung im Jahr 2004“ <http://www.destatis.de/presse/>
- Statistisches Bundesamt: Fachserie 18 / Reihe S.21 (aktualisierte Fassung Februar 2005) – Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, revidierte Ergebnisse 1970 bis 2004
- Bundesagentur für Arbeit: Presse info 001 vom 04/01/05 Die Entwicklung des Arbeitsmarktes im Dezember und im Jahr 2004. <http://www.arbeitsagentur.de>
- wmu.: Die Inlandsnachfrage bleibt schwach. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 24.08.2005
- wmu.: Deutsches Defizit höher als erwartet. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 10.09.2005
- M. Zehrt, A. Dunte: Entlastung durch Ein-Euro-Jobs. Leipziger Volkszeitung, 01.09.2005
- svz: Die Zahl der Arbeitslosen sinkt im August leicht. Frankfurter Allgemeine Zeitung 01.09.2005
- Iaha.: Die Zahl der Zufriedenen im Osten wächst. Frankfurter Allgemeine Zeitung 19.08.2005
- Die 100 größten Unternehmen. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 05.07.2005
- itz.: Industrie in Ostdeutschland rentabler. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 24.08.2005
- pwe.: Industrieaufträge auf Rekordniveau. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 07.09.2005
- Reuters: IWH senkt Wachstumsprognose. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 15.09.2005
- AG Energiebilanzen: Pressemitteilung. Primärenergieverbrauch in Deutschland 2004 auf Vorjahresniveau. Berlin, 21.01.05
- AG Energiebilanzen: Pressemitteilung. Primärenergieverbrauch im ersten Halbjahr 2005 niedriger als im Vorjahr. Berlin, 22.07.05
- DEBRIV Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.: Jahresbericht 2004
- DEBRIV Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.: Braunkohle-Informationen. Braunkohlendaten 1. Halbjahr 2005. 18.07.05
- Bundesverband Braunkohle (DEBRIV): Braunkohle in Deutschland 2005. Profil eines Industriezweiges
- E. Thöne, U. Fahl: Energiewirtschaftliche Gesamtsituation. BWK Bd. 57 (2005) Nr. 4
- K.-H. Schult-Bornemann: Mineralöl. BWK Bd. 57 (2005) Nr. 4
- C. P. Beckervordersandforth, W. Nowak: Gaswirtschaft – Gastechnik. BWK Bd. 57 (2005) Nr. 4
- K. Gutberlet, G. Hilligweg: Steinkohle. BWK Bd. 57 (2005) Nr. 4
- Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle - Jahresbericht 2004
- J. Ewers, W. Renzenbrink: Braunkohle. BWK Bd. 57 (2005) Nr. 4
- S. Schneider, M. Kaltschmitt: Erneuerbare Energien. BWK Bd. 57 (2005) Nr. 4
- K. Staschus, B. Wegner: Elektrizitätswirtschaft. BWK Bd. 57 (2005) Nr. 4
- W. Tromm, C. Weßelmann: Kernenergie. BWK Bd. 57 (2005) Nr. 4
- Steag AG, Essen: Kraftwerksprojekt Duisburg-Walsum nimmt weitere Hürde. Pressemitteilung vom 08.09.2005

- RWE plant neues Kohle-Kraftwerk. Börsen-Zeitung, Frankfurt, 31.08.2005
- st.: Viele neue Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 22.03.05
- C. Ender: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2003. DEWI Magazin Nr. 24, Februar 2004
- C. Ender: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2004. DEWI Magazin Nr. 26, Februar 2005
- R. F. Elsässer, E.on: Kosten der Windenergienutzung in Deutschland. Vortrag am 23.07.2002. www.eon-energie.com
- mg: Größte Windkraftanlage an der Elbmündung eingeweiht. VDI nachrichten, 4. 2.2005
- Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW: Daten und Fakten, Stromnetze in Deutschland 2005
- Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW: VDN zur neuen dena-Studie. www.vdn-berlin.de
- Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V.: Diverse Pressemitteilungen <http://www.strom.de>
- dpa: Rüttgers erschwert Neubau von Windrädern. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 07.09.2005
- Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Pressestelle: Kernkraftwerk Obrigheim geht vom Netz - Abschaltung Folge des Atomkonsenses. Pressemitteilung vom 19.04.2005
- Energieversorgung Baden-Württemberg - EnBW: Pressemitteilung vom 07.09.2004
- C. Ender: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 30.06.2004. DEWI Magazin Nr. 25, August 2004
- C. Ender: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 30.06.2005. DEWI Magazin Nr. 27, August 2005
- B. Schöppenthau: Stromhandel boomt. Leipziger Volkszeitung, 06.04.2005
- Lars Radau: EEX schreibt schwarze Zahlen. Leipziger Volkszeitung, 04.08.2005
- itz.: EEX: Energiepreise sinken nicht. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 04.08.2005
- Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V.: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004.
- H.-J. Ziesing: Nach wie vor keine sichtbaren Erfolge der weltweiten Klimaschutzpolitik. Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 37/2004, 9. September 2004
- H.-J. Ziesing: Stagnation der Kohlendioxidemissionen in Deutschland im Jahr 2004. Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 9 / 2005
- ami.: EU verlangt zügige Kontrolle der Netze. Bund und Länder ringen um einfache Durchleitung von Gas. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 10.06.2005
- R. Bönisch, M Grotelüschen: Matthias Kurth, Chef der Bundesnetzagentur, zu den neuen Aufgaben seiner Behörde in den Bereichen Energie und Bahnen (Interview). VDI nachrichten, 6. Mai 2005, Nr. 18
- orn.: Fachleute sehen Wettbewerb von mehreren Seiten bedroht. Kartellamtspräsident Böge: Größten der Verzerrungen vom Staat verursacht / RWE-Chef Roels: Fusionen unter Netzbetreibern erleichtern. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 17. Februar 2005
- M. Rothenberg: Haushalte sollen Stromrechnung der Großindustrie mitbezahlen, VDI nachrichten, 4. Februar 2005, Nr. 5
- v/mg: Bundesnetzagentur beginnt mit Datenerhebung. VDI nachrichten, 09.09.2005
- St.: Aluminiumhütte Stade schließt bald. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 29.06.2005
- vL.: Norsk Hydro kauft amerikanischen Rivalen. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 20.09.2005
- ami.Vattenfall baut Kraftwerk ohne Kohlendioxidausstoß. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 20.05. 2005
- Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Endbericht. Köln, 24. Februar 2005
- F. Dohmen, M. Sauga: Windige Rechnungen. Der Spiegel, 4/2005, 24. Januar 2005

- Deutsche Emissionshandelsstelle: „Aufgaben der Deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt“, „Ausgabenstruktur der Deutschen Emissionshandelsstelle“
<http://www.dehst.de>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Energieforschung.
<http://www.bmwa.bund.de>
- Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina: Deutsche Energieforschung und Energiepolitik auf dem Prüfstand. Thesenpapier der Leopoldina als Ergebnis der Leopoldina-Jahresversammlung "Energie" vom Oktober 2003. Presseinformation 37/2003 Halle (Saale), 17. Dezember 2003
- H. Röck: Klima und Politik. Verlag Alois Erdl OHG, Trostberg/Obb
- H. Röck: Wohin ändert sich das Klima? Eigenverlag. 2004
- P. Dietze: Klimaschutz: Deutschland auf dem Weg in ein nachhaltiges Energie-Dilemma. Mitwissen-Mittun Nr. 13, 9.11.2003
- A. von Alvensleben: Kohlendioxid und Klima.
<http://www.schulphysik.de/klima/alvens/klima.html>
- U. Berner, H. Streif: Klimafakten. Der Rückblick – ein Schlüssel für die Zukunft. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart 2000
- D. Ufer: Energiewirtschaft und Klimakatastrophe. In: W. Brune / D. Schwirten / D. Ufer / H. Völcker: Energie, Umwelt und Wirtschaft: Visionen statt Illusionen. B. G. Teubner Stuttgart, Leipzig 1999
- Bayerische Akademie der Wissenschaften, Rundgespräche der Kommission für Ökologie. Klimawandel im 20. und 21. Jahrhundert: Welche Rolle spielen Kohlendioxid, Wasser und Treibhausgase wirklich? Verlag Dr. Friedrich Pfeil, München, April 2005
- F. W. Peppler: Mensch und Energie. Eigenverlag, 2005
- nf. Amerika lobt Klimabündnis. Weitere Beitrittskandidaten in Asien / Wirtschaftswachstum als Lösung. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 13.08.2005
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag: Für einen Strategiewechsel in der Umweltpolitik. Berlin/Brüssel September 2005. <http://www.dihk.de>