

Ziesing, Hans-Joachim; Matthes, Felix Christian

**Article**

## Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen

DIW Wochenbericht

**Provided in Cooperation with:**

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

*Suggested Citation:* Ziesing, Hans-Joachim; Matthes, Felix Christian (2003) : Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 70, Iss. 48, pp. 763-769

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/151267>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

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

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

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

**Terms of use:**

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

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

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

# Wochenbericht

Wirtschaft Politik Wissenschaft

## Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen

Hans-Joachim  
Ziesing  
hziesing@diw.de

Felix Christian  
Matthes  
matthes@oeko.de

*Energiepolitik und Energiewirtschaft stehen ebenso wie die Umweltpolitik vor großen Herausforderungen.<sup>1</sup> Zur Eindämmung der Treibhausgasemissionen, zu denen die Energiewirtschaft in erheblichem Maße beiträgt, wird in Europa nunmehr ein Emissionshandelssystem etabliert. Deutschland hat sich im Rahmen des europäischen „burden sharing“<sup>2</sup> zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 21 % bis zur Periode 2008/2012 gegenüber 1990 verpflichtet. In einem Nationalen Allokationsplan ist nun festzulegen, wie dieses Ziel erfüllt werden soll. Nach der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in Europa stehen aber auch wichtige Regulierungsaufgaben zur Gewährleistung des Wettbewerbs und zur Sicherstellung des fairen Netzzugangs auf der Tagesordnung. Daneben sieht sich die Elektrizitätswirtschaft der Aufgabe gegenüber, nicht nur den Stromerzeugungsbeitrag zu ersetzen, der mit dem Auslaufen der Kernenergienutzung entfällt, sondern ebenso Ersatz für die in großem Umfang zu erwartenden altersbedingten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke zu schaffen.*

*Betriebswirtschaftliche Entscheidungen über den künftigen Kraftwerksmix hängen wesentlich von den langfristigen klimapolitischen Rahmenbedingungen und Umsetzungsstrategien ab. Es wird daher empfohlen, die Investitionsentscheidungen – die langfristige Auswirkungen haben werden – mit Vorsicht anzugehen, gleichzeitig aber die Förderung der Stromeinsparung in Angriff zu nehmen, die Rahmenbedingungen für den Ausbau effizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu verbessern sowie die Nutzung erneuerbarer Energieträger voranzutreiben. Ein Ersatz durch Kohlekraftwerke in größerem Umfang ist unter Klimaschutzpolitischen Aspekten erst dann zu vertreten, wenn sich die Option der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -speicherung als machbar erweist. Dazu sind die entsprechenden Forschungsanstrengungen von Wirtschaft und Politik zu verstärken.*

### Hoher Bedarf an Ersatzinvestitionen in der Elektrizitätswirtschaft

Die Elektrizitätswirtschaft sieht in den nächsten drei Jahrzehnten einem einschneidenden Ersatzinvestitions- und Modernisierungsbedarf entgegen. Ein Großteil der Kraftwerke hat inzwischen schon ein hohes Alter erreicht (Tabelle). Altersbedingt wird es zu umfangreichen Stilllegungen konventioneller Wärmekraftwerke kommen, und die Kernkraftwerke werden spätestens Mitte der 20er

<sup>1</sup> In diesem Wochenbericht wird zurückgegriffen auf Daten und Ergebnisse von Felix Christian Matthes und Hans-Joachim Ziesing: Investitionsoffensive in der Energiewirtschaft – Herausforderungen und Handlungsoptionen. Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen. Berlin, August 2003.

<sup>2</sup> Hierbei handelt es sich um eine Verteilung der Minderungsverpflichtungen auf die Mitgliedstaaten der EU-15, um das gemeinsam zugesagte Ziel einer Reduktion um 8 % zu erreichen.

Königin-Luise-Straße 5  
14195 Berlin

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

www.diw.de  
postmaster@diw.de

**DIW** Berlin

**Nr. 48/2003**

70. Jahrgang / 27. November 2003

### Inhalt

Energiepolitik und Energiewirtschaft  
vor großen Herausforderungen  
Seite 763

**Unkorrigiert!**

Sperrfrist:

Mittwoch, 26. November 2003, 17 Uhr!

A 22127 C

Tabelle

**Altersstruktur der Wärmekraftwerke in der allgemeinen Versorgung nach Zeitabschnitten der Inbetriebnahme**

	Jahr der Inbetriebnahme			Insgesamt (Stand: 31.12.2000)
	bis 1974	1975 bis 1994	1995 bis 2000	
<b>Altersstruktur in MW</b>				
Steinkohle	10 634,9	17 465,6	768,0	28 868,5
Braunkohle	9 570,5	6 207,0	5 465,0	21 242,5
Kernenergie	2 223,0	21 340,2	0,0	23 563,2
Erdgas	7 291,1	6 980,2	3 293,5	17 564,8
Heizöl	4 879,1	2 043,8	39,5	6 962,4
Sonstige	183,2	1 108,7	1 851,2	3 143,1
<b>Insgesamt</b>	<b>34 781,8</b>	<b>55 145,5</b>	<b>11 417,2</b>	<b>101 344,5</b>
<b>Altersstruktur in %</b>				
Steinkohle	36,8	60,5	2,7	100,0
Braunkohle	45,1	29,2	25,7	100,0
Kernenergie	9,4	90,6	0,0	100,0
Erdgas	41,5	39,7	18,8	100,0
Heizöl	70,1	29,4	0,6	100,0
Sonstige	5,8	35,3	58,9	100,0
<b>Insgesamt</b>	<b>34,3</b>	<b>54,4</b>	<b>11,3</b>	<b>100,0</b>

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2002;  
Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2003

Jahre vom Netz gegangen sein. Über 40 % der in konventionellen Wärmekraftwerken installierten Kraftwerksleistung werden im Jahre 2010 ein Lebensalter von 35 Jahren und mehr erreicht haben. Dazu gehören über ein Drittel der in Steinkohlekraftwerken installierten Leistung, 45 % der Leistung aller Braunkohlekraftwerke sowie über 40 % der gesamten Gaskraftwerksleistung. Bei Ersetzung nur dieses ältesten Teils der installierten Kraftwerksleistung beträgt der Ersatzbedarf annähernd 35 000 MW. In den Jahren bis 2030 werden voraussichtlich weitere konventionelle Kraftwerkskapazitäten mit einer Gesamtleistung von bis zu 30 000 MW das Ende ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer erreichen.

Zusätzlich wird bis Mitte der 20er Jahre die installierte Kernkraftwerksleistung von über 21 000 MW vollständig vom Netz gehen. Bis 2030 wird demnach vermutlich eine Kraftwerksleistung von mindestens 50 000 MW ersetzt werden müssen. Bei einer umfassenden Modernisierung kann sich diese Leistung auf beinahe 80 000 MW erhöhen (Abbildung 1). Dieser Ersatzinvestitionsdruck mag zwar bei dem einen oder anderen Kraftwerk durch die Lebensdauer verlängernde Maßnahmen gemindert werden, doch ändert dies an der grundsätzlichen Problematik nur wenig (siehe obere Linie in Abbildung 1). Gemessen an der im Jahre 2000 insgesamt in Deutschland installierten Kraftwerksleistung von reichlich 120 000 MW würden demnach bis 2030 etwa 50 bis 60 % der Kapazitäten vom Netz gehen.

Damit steht die deutsche Stromwirtschaft in den nächsten drei Dekaden vor der Notwendigkeit, ein Investitionsprogramm von 50 bis 60 Mrd. Euro umzusetzen. Angesichts der langen Lebensdauer der Investitionen im Kraftwerks- und im Netzbereich von 40 Jahren und mehr geht es damit zugleich aber auch um Entscheidungen, die das Gesicht der Elektrizitätswirtschaft noch bis über die Mitte des Jahrhunderts hinaus prägen werden.

**Die Optionen**

Bei der Frage, wodurch die wegfallende Kraftwerksleistung ersetzt werden könnte oder sollte, stehen grundsätzlich folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Ersatz durch verminderte Nachfrage nach elektrischer Arbeit und Leistung (Kapazität), also eine verbesserte Effizienz der Stromnutzung oder die Substitution von Stromanwendungen durch andere Energieträger auf der Nachfrageseite.
- Verstärkte Nutzung dezentraler Stromerzeugungstechniken, wozu Stromerzeugungssysteme auf Basis erneuerbarer Energiequellen, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und – in der längerfristigen Perspektive – Brennstoffzellenanlagen/Mikrogasturbinen mit der Zielrichtung „virtuelle Kraftwerke“, also vernetzter dezentraler Strukturen, gehören.
- Forcierter Ausbau zentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der öffentlichen Fernwärmeversorgung und in der Industrie.
- Einsatz hocheffizienter konventioneller Kondensationskraftwerke auf Basis fossiler Energieträger.
- Deckungsbeiträge durch Importe.

Mit dem europäischen Binnenmarkt für Energie und einer weitgehenden Angleichung der umweltpolitischen Rahmenbedingungen (Großfeuerungsanlagenverordnung, EU-Emissionshandel<sup>3</sup>) wird sich das Investitionskalkül in den künftig 25 Mitgliedstaaten der EU annähern. Da die meisten europäischen Staaten mit einem umfassenden Erneuerungsbedarf im Stromsektor konfrontiert sind, dürfte der weiträumige Stromtransport begrenzt bleiben, so dass aus dieser Sicht eine gravierende

<sup>3</sup> Vgl. Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Vgl. [www.bmu.de/files/eu\\_emissionshandelsrichtlinie.pdf](http://www.bmu.de/files/eu_emissionshandelsrichtlinie.pdf)

„Abwanderung“ der Stromerzeugung aus Deutschland wohl nicht zu erwarten ist.

Allerdings können geringe Kostendifferenzen dazu führen, dass zumindest im grenznahen Raum Investitionsentscheidungen zuungunsten deutscher Standorte gefällt werden könnten (gegebenenfalls zur Vermeidung der deutschen Erdgassteuer). Insgesamt dürften sich aber die Deckungsbeiträge durch Stromimporte in vergleichsweise engen Grenzen bewegen.

Eine zentrale Herausforderung für politisches Handeln stellt die Stromeinsparung dar. In den vergangenen zehn Jahren ist der Stromverbrauch in Deutschland mit wenigen Ausnahmen durchweg gestiegen. Diesen Trend gilt es zu bremsen oder gar umzukehren, wenn ambitionierte Klimaschutzziele erreicht, aber auch die Versorgungssicherheit erhöht werden sollen.

Verschiedene Potential- und Szenarienanalysen zeigen, dass eine Stabilisierung oder sogar eine absolute Minderung des Strombedarfs in einer Größenordnung von mindestens 10 % in den nächsten drei Dekaden durchaus möglich und wirtschaftlich darstellbar sind. Optimisten sehen noch weit größere Potentiale.<sup>4</sup> Für die Erschließung dieser Effizienzpotentiale sind jedoch neue politische Ansätze in der deutschen und europäischen Politik notwendig.

Als strategische Maßnahmen stehen der effizienteren Stromnutzung auf der Nachfrageseite solche zugunsten möglichst emissionsfreier oder emissionsarmer inländischer Erzeugungskapazitäten auf der Angebotsseite im Vordergrund. Beide Seiten sind schon deshalb von größter Bedeutung, weil die Elektrizitätswirtschaft der mit Abstand größte Emittent von Treibhausgasen ist. Zwar sind die Emissionen durch die Stromerzeugung in Deutschland seit 1990 deutlich gesunken (bis 2002 um rund 9 %), doch sind noch immer fast 40 % der gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland allein auf die Stromerzeugung zurückzuführen.<sup>5</sup> Daran sind die Verstromung von Steinkohlen mit etwa einem Drittel und die von Braunkohlen mit reichlich der Hälfte beteiligt. Der Rest entfällt vor allem auf die Verstromung von Erdgas.

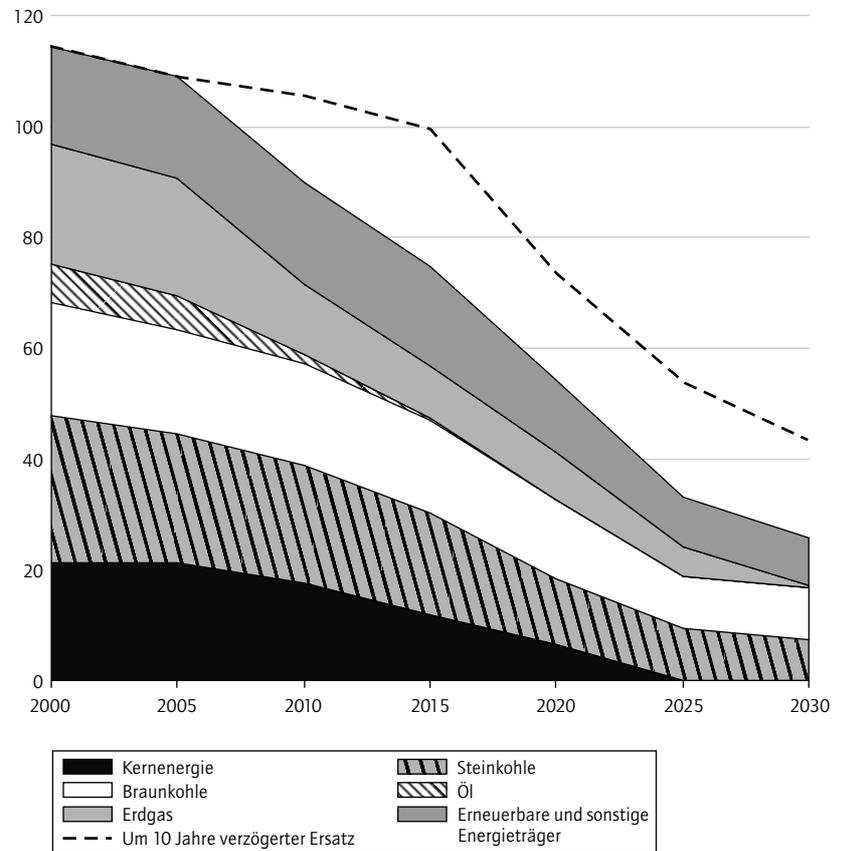
## Die Perspektiven auf der Erzeugungsseite

Da die bevorstehenden Entscheidungen über die Struktur des Kraftwerksparks auch das Niveau der Treibhausgasemissionen bis über die Mitte des Jahrhunderts hinaus prägen, können die langfristigen Klimaschutzziele nicht aus dem Auge verloren werden.

Abbildung 1

### Altersbedingte Stilllegungen und Kernkraftwerksausstieg: Netto-Engpassleistung des gesamten Kraftwerksparks

Installierte Leistung in Gigawatt



Quellen: Öko-Institut; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2003

Ohne Vorgaben klimaschutzpolitischer Ziele und unter der Annahme eines rein betriebswirtschaftlich bestimmten Entscheidungskalküls lassen alle vorliegenden „Business as usual“-Szenarien erwarten, dass der Ersatzinvestitionsbedarf vorrangig durch fossil gefeuerte Kraftwerke gedeckt würde, wobei Stein- und Braunkohlen die bei weitem wichtigsten Energieträger zur Stromerzeugung wären.<sup>6</sup> Unter diesen Voraussetzungen würde die Elektrizitätswirtschaft zur Mitte des Jahrhunderts ein

<sup>4</sup> Zu solchen Potentialschätzungen vgl. beispielsweise Deutscher Bundestag: Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“. Drucksache 14/9400 vom 7. Juli 2002, Kapitel 4.

<sup>5</sup> Vgl.: Treibhausgas-Emissionen nehmen weltweit zu – Keine Umkehr in Sicht. Bearb.: Hans-Joachim Ziesing. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 39/2003; Nur schwacher Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahre 2002. Bearb.: Hans-Joachim Ziesing. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 8/2003.

<sup>6</sup> Vgl. dazu etwa das für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung ...“ erarbeitete Referenzszenario. In: Deutscher Bundestag, a. a. O., Kapitel 4.2; Prognos AG: Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft. Auftraggeber DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. Basel 2002.

Emissionsniveau erreichen, bei dem zumindest sehr ambitionierte Klimaschutzziele<sup>7</sup> nicht mehr zu verwirklichen wären, da in diesem Fall die Sektoren außerhalb der Elektrizitätswirtschaft praktisch kaum emittieren dürften. Dies kann aber kein gangbarer Weg sein.

Vor diesem Hintergrund gewinnen emissionsfreie oder zumindest emissionsarme Stromerzeugungssysteme an Bedeutung. Nach dem Ausstieg aus der Kernenergie handelt es sich dabei vorrangig um Stromerzeugungssysteme auf der Basis erneuerbarer Energiequellen. Mit der früheren Einspeisevergütungsregelung und dem anschließenden Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich die Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie in der Vergangenheit bereits erheblich erhöht. Gegenwärtig tragen erneuerbare Energien schon mit rund 8% zur gesamten Stromerzeugung bei,<sup>8</sup> und das Ziel eines Anteils von 12,5% im Jahre 2010 scheint bei Fortführung der Förderpolitik erreich-

bar. Den entscheidenden Beitrag dazu dürfte die Windenergie leisten.

Aber selbst wenn über 2010 hinaus mit einem weiterhin starken Zuwachs der regenerativen Stromerzeugung gerechnet werden kann und das im Novellierungsvorschlag für das EEG genannte Ziel eines Stromerzeugungsanteils von 20% im Jahre 2020 verwirklicht wird,<sup>9</sup> bleibt noch immer ein erheblicher Anteil, der über andere Optionen realisiert werden muss.

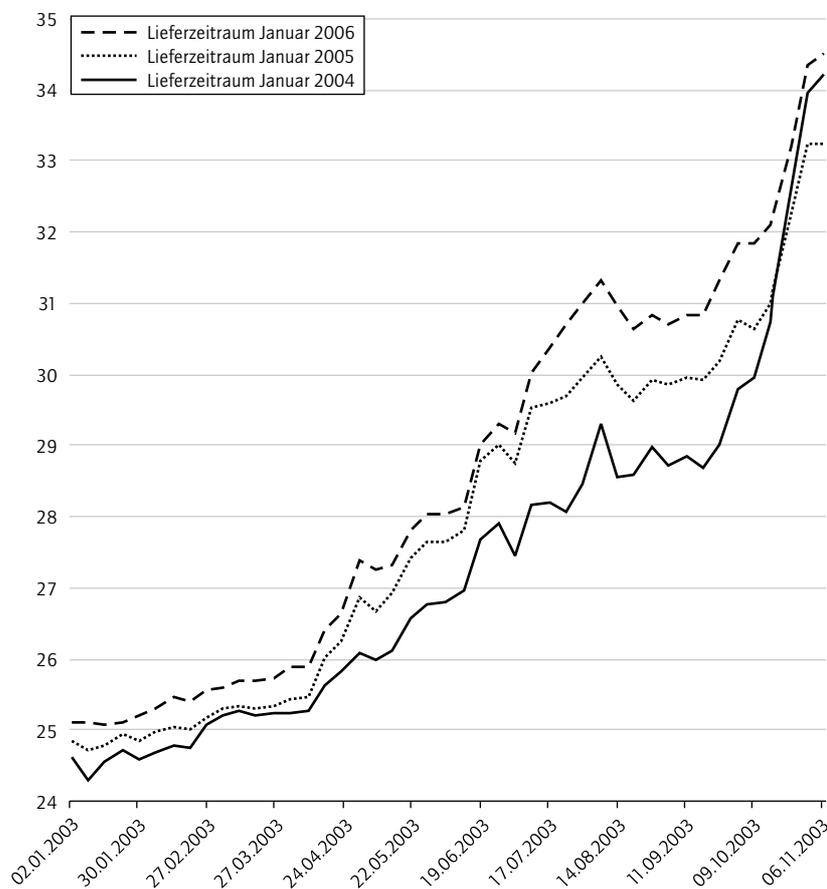
### Die Rolle von Stein- und Braunkohlekraftwerken<sup>10</sup>

Unter klimaschutzpolitischen Überlegungen sind weitreichende Ersatzinvestitionen durch Kohlekraftwerke nur schwer zu vertreten, solange nicht der Übergang auf das emissionsfreie Kraftwerk („clean coal technology“) gelingt. Das ist allerdings nicht schon dadurch gegeben, dass möglichst hohe Nutzungsgrade bei der Stromerzeugung erreicht werden, so notwendig dies auch ist. Durch modernste Kohlekraftwerke lassen sich immerhin die spezifischen Emissionen im Vergleich zu Altanlagen um bis zu 30% vermindern. Freilich dürfte dieser Minderungsbeitrag im nationalen Rahmen vor dem Hintergrund der vielfach formulierten mittel- und langfristigen Klimaschutzziele nicht ausreichen. Dies gilt vor allem dann, wenn der Anteil der Kohleverstromung im Zuge des Kernenergieausstiegs noch ausgeweitet werden sollte. „Clean coal technology“ im strengen Sinne kann nur bedeuten, eine weitgehende Emissionsfreiheit bei der Kohleverstromung zu erreichen. Hierzu werden auch schon verschiedene Wege der CO<sub>2</sub>-Abscheidung vor oder nach der Kohleverbrennung und der Speicherung des abgeschiedenen Kohlendioxids in geologischen Formationen diskutiert. Allerdings ist hierzu noch eine Reihe schwieriger technischer und ökonomischer, aber auch ökologischer Fragen zu lösen. Daher wird diese Option für den kommerziellen Einsatz bei den Modernisierungsmaßnahmen in den nächsten ein bis zwei Dekaden noch keine wesentliche Rolle spielen können.

Abbildung 2

### Strompreise am Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX) – EEX Grundlast Jahresfuture (Phelix)

In Euro je MWh



Quelle: European Energy Exchange (EEX).

DIW Berlin 2003

<sup>7</sup> Beispielsweise untersuchte die in Fußnote 4 erwähnte Enquete-Kommission Entwicklungspfade, auf denen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 um 80% gegenüber 1990 erreicht werden könnte.

<sup>8</sup> Vgl.: Schwache Konjunktur und milde Witterung drücken Primärenergieverbrauch. Bearb.: Franz Wittke und Hans-Joachim Ziesing. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 6/2003.

<sup>9</sup> Vgl. dazu Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Stand: 18. November 2003, § 1 Abs. 2; vgl. [www.bmu.de/de/1024/js/download/re\\_ft/](http://www.bmu.de/de/1024/js/download/re_ft/)

<sup>10</sup> Vgl. zur Rolle der Kohle auch Rat für Nachhaltige Entwicklung: Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft. texte Nr. 4. Berlin, Oktober 2003.

## Unsichere Rahmenbedingungen für Kraftwerksinvestitionen

Bei allen Überlegungen über den künftig einzuschlagenden Weg ist zu bedenken, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Bau neuer Kraftwerke von erheblichen Unsicherheiten geprägt sind:

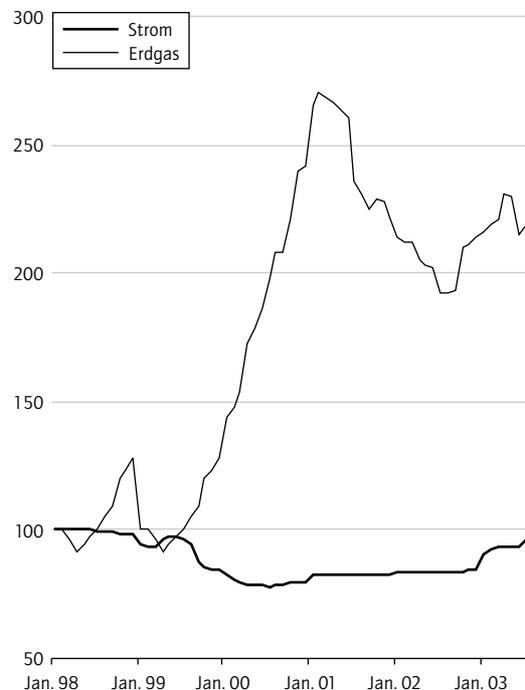
- Mit dem Beginn der Liberalisierung der Strommärkte hat zunächst ein starker Verdrängungswettbewerb eingesetzt, in dessen Folge die Erzeugerpreise für Strom drastisch gefallen sind, so dass Gewinne vor allem nur noch über die Netznutzungsentgelte erzielt werden. Angesichts der aktuellen Großhandelspreise für Strom lässt sich nahezu kein Kraftwerksneubau wirtschaftlich darstellen. Aufgrund der Reinvestitionsnotwendigkeiten ist aber wieder mit deutlich steigenden Großhandelspreisen für Strom zu rechnen. Seit Anfang dieses Jahres ist auch schon ein deutliches Anziehen der Strompreise auf dem Terminmarkt zu beobachten (Abbildung 2).
- Die Unsicherheiten und Preiserhöhungen insbesondere auf den Welterdölmärkten<sup>11</sup> haben ebenfalls einen starken Anstieg insbesondere der Erdgaspreise bewirkt. Daraus resultieren vor allem für die noch am ehesten klimaverträgliche Erdgasverstromung sowie für die Kraft-Wärme-Kopplung wirtschaftliche Probleme (Abbildung 3).
- Die Liberalisierung der Energiemärkte zieht höhere Risikozuschläge bei den Verzinsungsanforderungen des eingesetzten Kapitals nach sich, als dies unter Monopolzeiten mit garantierten Erlösen der Fall war. Dies erschwert in gewissem Grade Investitionen in kapitalintensive Stromerzeugungstechnologien. Das trifft Kohlekraftwerke ebenso wie erneuerbare Energien.
- Mit der Einführung des EU-Emissionshandelsystems erhalten die CO<sub>2</sub>-Emissionen erstmals einen Preis. Das Preisniveau für die Emissionszertifikate ist jedoch zum einen für den Zeitraum bis 2012 noch spekulativ und zum anderen für den Zeitraum nach 2012 wegen fehlender längerfristiger CO<sub>2</sub>-Minderungsvereinbarungen noch nicht abzusehen.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht hängen die Investitionsentscheidungen über neue Kraftwerke von den jeweils zu erwartenden Stromerzeugungskosten ab, die wiederum von einer Reihe definierter Randbedingungen beeinflusst werden (z. B. Investitionskosten, Energiepreise, Zinssatz, Nutzungsdauern, Auslastung und potentielle CO<sub>2</sub>-

Abbildung 3

### Industriestrompreise und Erdgas-Importpreise

Januar 1998 = 100



Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit; Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK); Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2003

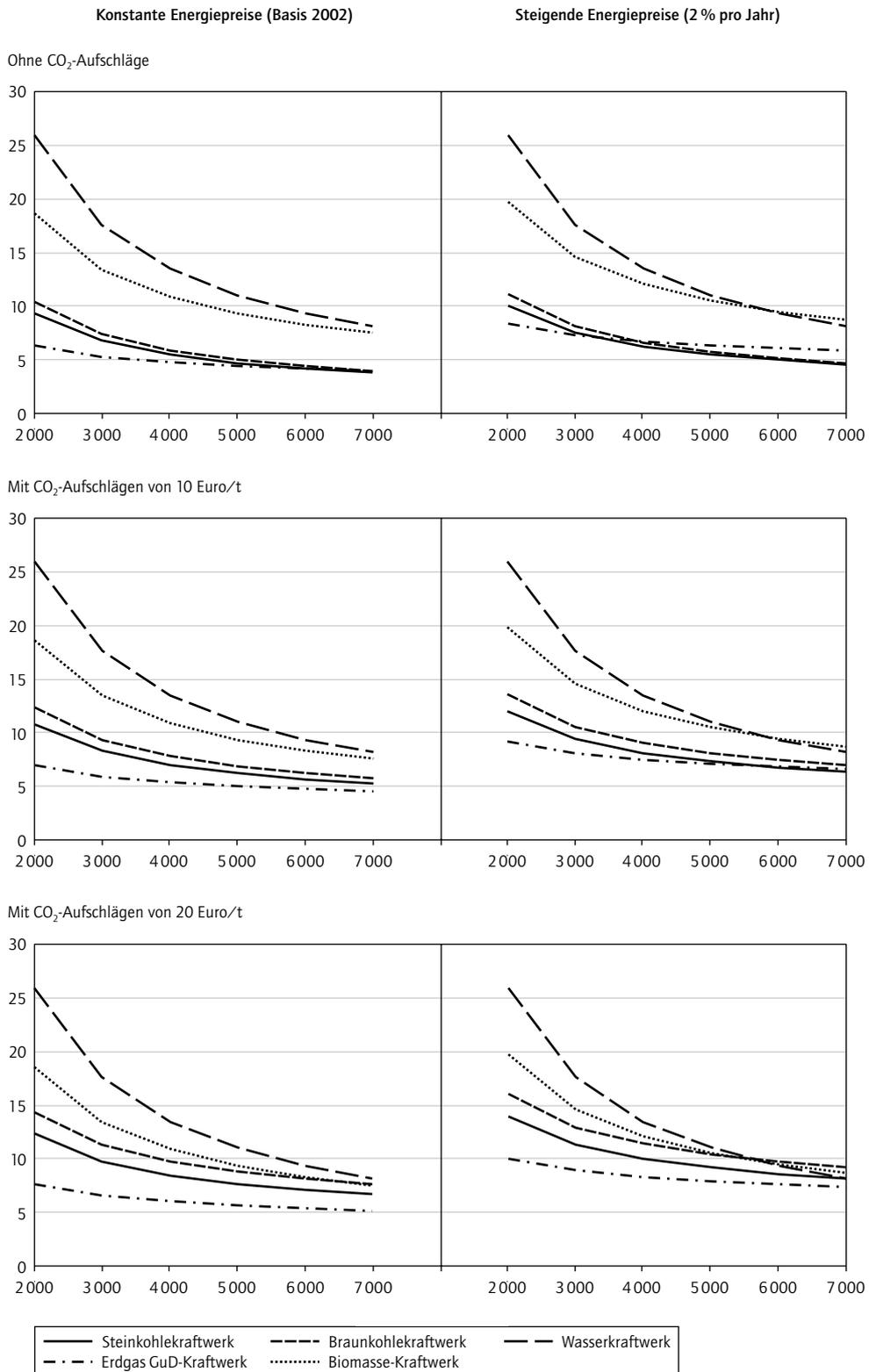
Aufschläge im Gefolge des bevorstehenden Emissionshandels). Für Kondensationskraftwerke durchgeführte Modellrechnungen kommen zu dem Ergebnis, dass – unter der Voraussetzung heutiger Energiepreise und ohne CO<sub>2</sub>-Aufschläge – Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke im Grundlastbereich Kostenvorteile gegenüber Erdgaskraftwerken aufweisen, die ihrerseits bis in den oberen Mittellastbereich kostengünstigen Strom produzieren könnten. Bei steigenden Energiepreisen verschiebt sich das Bild noch deutlicher zugunsten der Stein- und Braunkohlekraftwerke bis weit in den Mittellastbereich hinein (Abbildung 4).

Unter der Annahme, dass sich im Zuge des bevorstehenden Emissionshandels und einer auch über die erste Verpflichtungsperiode nach dem Kyoto-Protokoll (also über 2012) hinaus verfolgten ambitionierten Klimaschutzpolitik CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise in Höhe von 10 bis 20 Euro/t CO<sub>2</sub> einstellen, verändert sich das Bild erheblich:

<sup>11</sup> Zur Entwicklung der Ölpreise vgl.: Ölpreise: Höhepunkt überschritten. Bearb.: Manfred Horn. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 32/2003.

Abbildung 4

**Stromerzeugungskosten<sup>1</sup> in Kondensationskraftwerken nach dem Auslastungsgrad**  
 In Euro-Cent je kWh bzw. Stunden pro Jahr



<sup>1</sup> Zinssatz: 8%; Nutzungsdauer: 30 Jahre; Inbetriebnahme: 2015.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

- Bei stabilen Energiepreisen erlangen Erdgaskraftwerke schon bei CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen von 10 Euro/t CO<sub>2</sub> bis in den Grundlastbereich hinein Wettbewerbsvorteile gegenüber Kohlekraftwerken; bei steigenden Energiepreisen liegen die Stromerzeugungskosten in diesem Bereich vergleichsweise dicht beieinander.
- Bei Zertifikatspreisen von 20 Euro/t CO<sub>2</sub> sind Erdgaskraftwerke sowohl bei konstanten als auch bei steigenden Energiepreisen kostengünstiger als die hier betrachteten Konkurrenzsysteme.

An diesen Beispielen wird deutlich, dass die betriebswirtschaftlichen Entscheidungen über den künftigen Kraftwerksmix wesentlich von den Klimaschutzpolitischen Rahmenbedingungen und Umsetzungsstrategien abhängen.

Modellrechnungen zeigen, dass noch bis zum Jahr 2020 eine deutliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung im Vergleich zu 2000, nämlich um etwa ein Fünftel, realisiert werden kann. Dies gilt unter den Voraussetzungen, dass bis 2020 die Stromnachfrage gegenüber einer Referenzentwicklung um knapp 10 % (etwa 4 % gegenüber 2000) gesenkt, der Anteil der erneuerbaren Energien auf rund 20 % gesteigert und der Beitrag der Erdgasverstromung auf rund ein Viertel erhöht werden können. Hocheffiziente Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke tragen unter diesen Bedingungen noch in erheblichem Umfang zur Stromerzeugung bei: Im Jahre 2020 würde deren Stromerzeugung noch 235 Mrd. kWh (davon 114 Mrd. kWh Stein- und 121 Mrd. kWh Braunkohlestrom) betragen, das wäre ein Anteil von rund 43 % an der gesamten Stromerzeugung. Dabei würden die Kapazitäten von Kohlekraftwerken von 54 000 MW im Jahre 2000 auf rund 39 000 MW im Jahre 2020 (davon 22 000 MW Stein- und 17 000 MW Braunkohlekraftwerke) zurückgehen. Unter den Annahmen, die über die altersbedingten Stilllegungen getroffen worden sind, würde dies den Bau neuer hocheffizienter Kohlekraftwerke in einer Größenordnung von 13 000 MW bedeuten.

## Schlussfolgerungen

Strategisch ergibt sich die Notwendigkeit, mit Vorsicht an die anstehenden Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbereich heranzugehen und Zeit zu gewinnen. Dazu kann als ein Schwerpunkt energie- und umweltpolitischer Aktivitäten die Förderung der Stromeinsparung eine wichtige Entlastungsfunktion übernehmen.

Auf der Angebotsseite sollte die Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Ausbau von effizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie für einen wachsenden Beitrag der erneuerbaren Energieträger im Vordergrund stehen. Weiterhin sollte – solange die „Clean coal“-Technologien im oben genannten Sinne nicht verfügbar sind – der Bau von Erdgas-GuD-Kraftwerken<sup>12</sup> zumindest als Übergangsstrategie dienen. Dazu könnte die Abschaffung der Erdgassteuer für die Verstromung einen wichtigen Beitrag leisten. Letztlich wird aber auch der Bau von neuen hocheffizienten Kohlekraftwerken notwendig sein, um die verbleibenden Kapazitätslücken zu schließen.

Der Bau von neuen Kohlekraftwerken in stärkerem Maße als hier unterstellt ist unter klimaschutzpolitischen Aspekten wohl erst dann zu vertreten, wenn sich die Option der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung als machbar erweist. Hierzu ist eine Intensivierung der entsprechenden forschungspolitischen Anstrengungen von Wirtschaft und Politik dringend geboten, will man der Kohle umwelt- und klimaverträgliche Einsatzchancen eröffnen.

Deutschland hat sich im Rahmen des europäischen „burden sharing“ zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2008/2012 um 21 % gegenüber 1990 verpflichtet. Für Unternehmen mit einem Planungshorizont über mehrere Jahrzehnte sind aber politische Signale über die darüber hinausgehenden langfristigen energie- und umweltpolitischen Ziele und die dafür vorgesehenen Maßnahmen notwendig. Auch wenn es keine völlige Planungssicherheit geben kann, verstärkt doch der Verzicht auf langfristige Vorstellungen die Planungsunsicherheiten und damit die Gefahr von Investitionsattentismus bei allen relevanten Akteuren.

<sup>12</sup> GuD-Kraftwerk = Gas- und Dampfkraftwerk.



## Aus den Veröffentlichungen des DIW Berlin

Boriss Siliverstovs

### Multicointegration in US Consumption Data

The present paper tests for the existence of multicointegration between real per capita private consumption expenditure and real per capita disposable personal income in the USA. In doing so, we exploit the fact that the flows of disposable income and consumption expenditure, on the one hand, and the stock of consumers' wealth, which can be considered as cumulative past discrepancies between the flows of income and expenditure, on the other hand, can be thought of as a stock-flow model, in which multicointegration is likely to occur. We apply recently developed I(2) techniques for testing for multicointegrating relations and find supporting evidence for the existence of multicointegration in US consumption data.

**Discussion Paper No. 382**

November 2003

Kurt Geppert, Martin Gornig and Andreas Stephan

### Productivity Differences in the European Union: National, Regional and Spatial Effects

Using panel data on European regions and applying Analysis of Covariance, our study provides an empirical assessment of the relative importance of national, regional and spatial factors for explaining variations of productivity. Our analysis shows that initial economic conditions or agglomeration and centrality are indeed relevant for differences in productivity levels. What is far more important, however, is which country a region belongs to. Productivity differences in the European Union are thus obviously dominated by national regimes. In light of the historically strong influence of the nation states, this result may come as no surprise. What is surprising is the fact that the role of countries has not decreased over time, despite intensive integration efforts (European Single Market, Economic and Monetary Union).

**Discussion Paper No. 383**

November 2003

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

#### Impressum

##### Herausgeber

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

##### Redaktion

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

##### Pressestelle

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

##### Verlag

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

##### Bezugspreis

(unverbindliche Preisempfehlungen)  
Jahrgang Euro 108,-/sFR 182,-  
Einzelnnummer Euro 10,-/sFR 18,-  
Zuzüglich Versandkosten  
Abbestellungen von Abonnements  
spätestens 6 Wochen vor Jahresende

ISSN 0012-1304

Bestellung unter [www.diw.de](http://www.diw.de)

##### Konzept und Gestaltung

kognito, Berlin

##### Druck

Druckerei Conrad GmbH  
Oranienburger Str. 172  
13437 Berlin

**Einer Teilaufgabe liegt  
ein Prospekt des Verlags  
Duncker & Humblot bei.**