

Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen

Inhalt

Energiepolitik und Energiewirtschaft
vor großen Herausforderungen
Seite 763

WTO-Recht – Kein Hindernis für
Förderung erneuerbarer Energien
Seite 770

Hans-Joachim
Ziesing
hziesing@diw.de

Felix Christian
Matthes
matthes@oeko.de

Energiepolitik und Energiewirtschaft stehen ebenso wie die Umweltpolitik vor großen Herausforderungen.¹ 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“² 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 CO₂-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

¹ 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.

² 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.

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	
Altersstruktur in MW				
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
Insgesamt	34 781,8	55 145,5	11 417,2	101 344,5
Altersstruktur in %				
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
Insgesamt	34,3	54,4	11,3	100,0

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-Emissionshandel³) 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

³ 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

„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.⁴ 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 CO₂-Emissionen in Deutschland allein auf die Stromerzeugung zurückzuführen.⁵ 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.

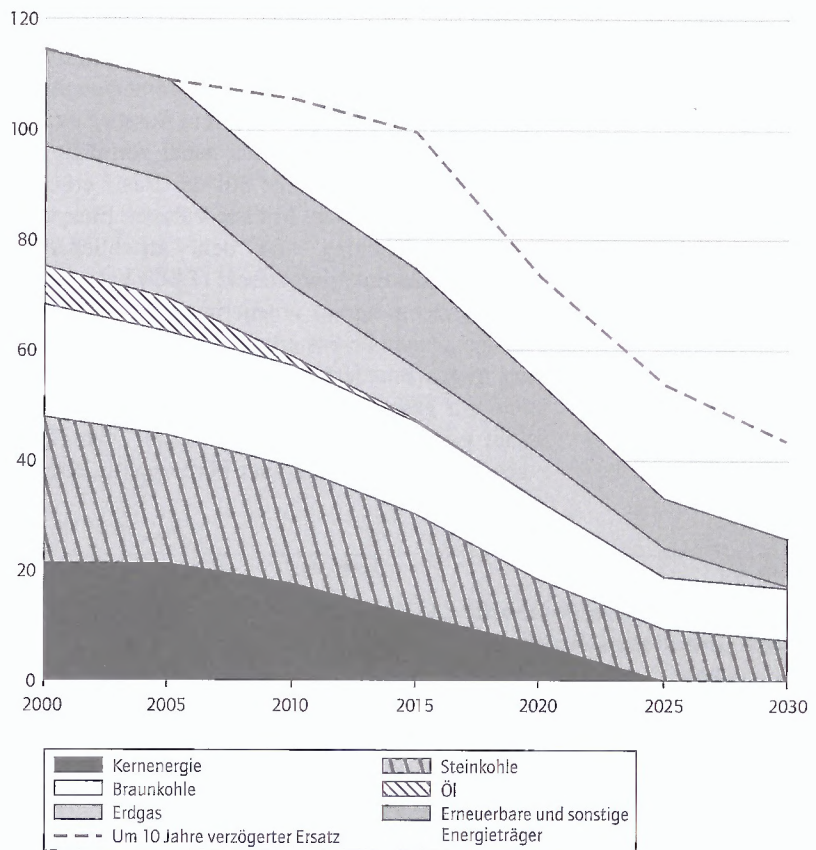
Die Perspektiven auf der Erzeugungsseite

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.⁶ Unter diesen Voraussetzungen würde die Elektrizitätswirtschaft zur Mitte des Jahrhunderts ein

⁴ 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.

⁵ 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 CO₂-Emissionen im Jahre 2002. Bearb.: Hans-Joachim Ziesing. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 8/2003.

⁶ 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 Klimaschutzziele⁷ 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,⁸ und das Ziel eines Anteils von 12,5 % im Jahre 2010 scheint bei Fortführung der Förderpolitik erreichbar.

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,⁹ bleibt noch immer ein erheblicher Anteil, der über andere Optionen realisiert werden muss.

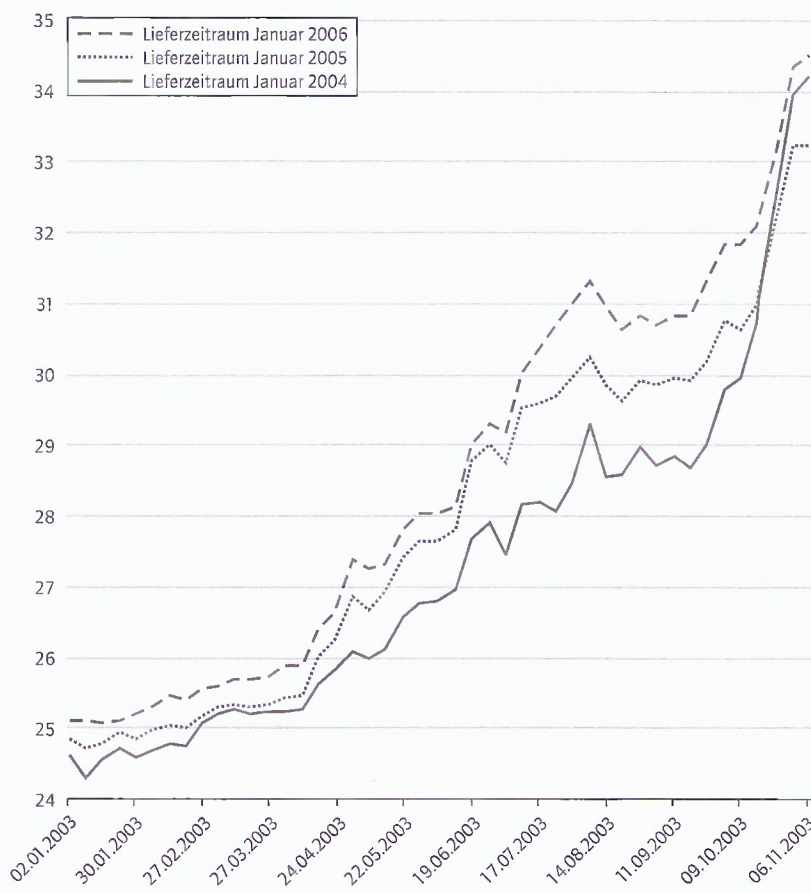
Die Rolle von Stein- und Braunkohlekraftwerken¹⁰

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 CO₂-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

⁷ 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.

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

⁹ 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/

¹⁰ 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:

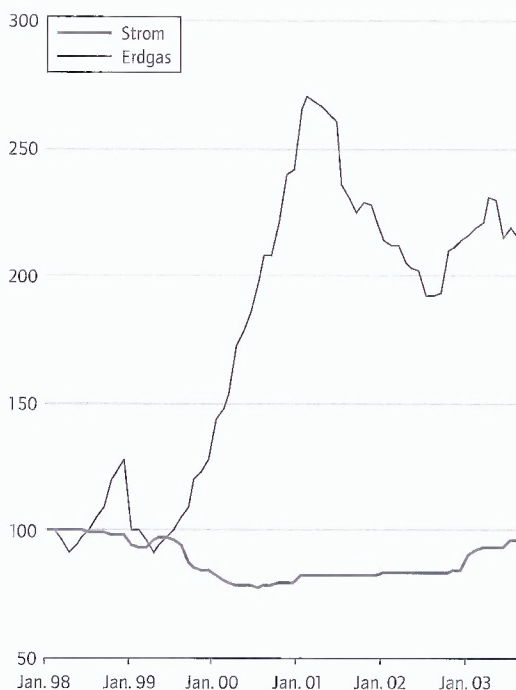
- Mit dem Beginn der Liberalisierung der Strommärkte hat zunächst ein starker Verdrängungswettbewerb eingesetzt, in dessen Folge die Erzeugerpreise für Strom drastisch gefallen sind, so dass Gewinne vor allem nur noch über die Netznutzungsentgelte erzielt werden. Angesichts der aktuellen Großhandelspreise 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 Welterdölmärkten¹¹ 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-

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 CO₂-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).

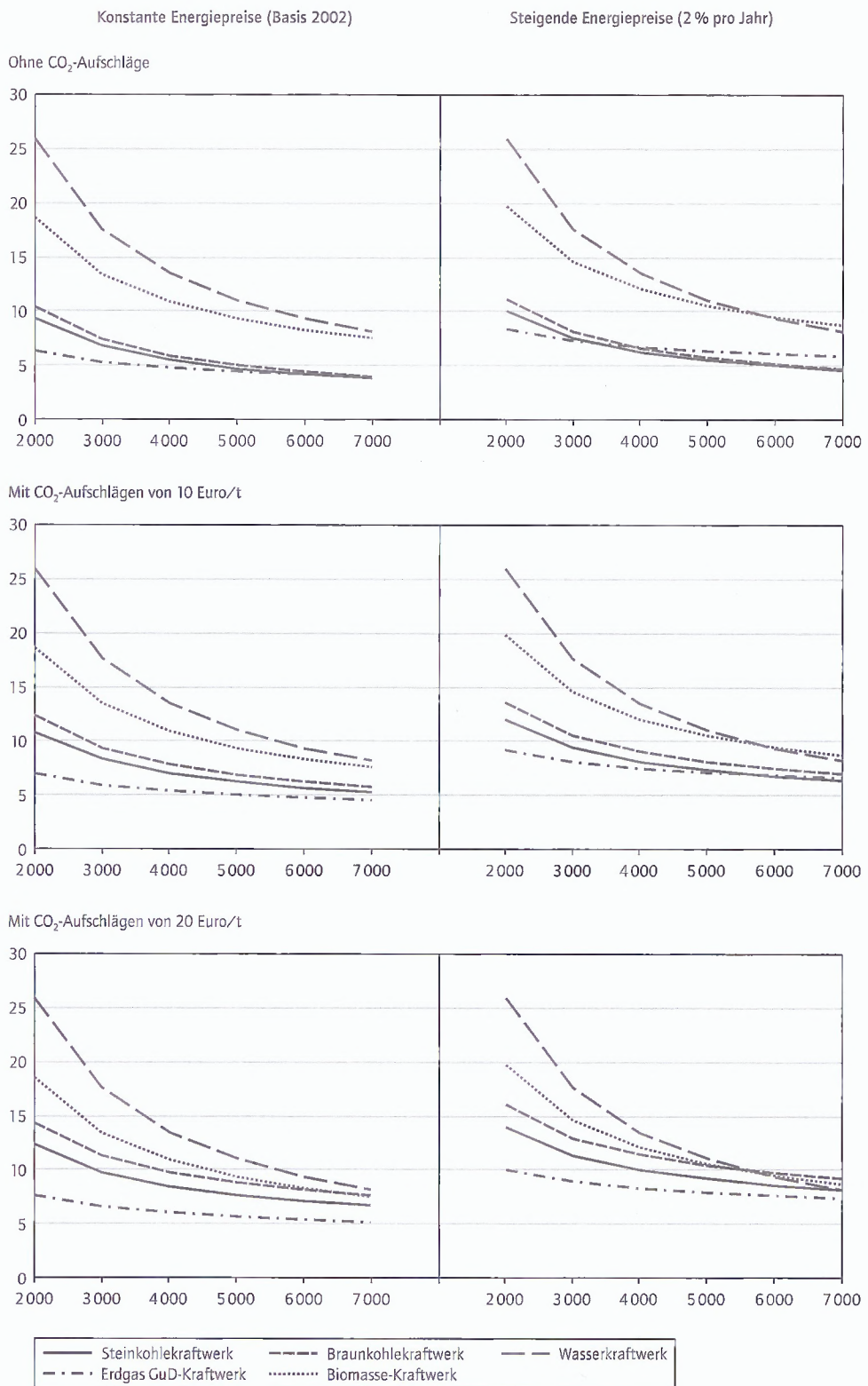
Unter der Annahme, dass sich im Zuge des bevorstehenden Emissionshandels und einer auch über die erste Verpflichtungsperiode nach dem Kyoto-Protokoll (also über 2012) hinaus verfolgten ambitionierten Klimaschutzpolitik CO₂-Zertifikatspreise in Höhe von 10 bis 20 Euro/t CO₂ einstellen, verändert sich das Bild erheblich:

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

Abbildung 4

Stromerzeugungskosten¹ in Kondensationskraftwerken nach dem Auslastungsgrad

In Euro-Cent je kWh bzw. Stunden pro Jahr



¹ Zinssatz: 8 %; Nutzungsdauer: 30 Jahre; Inbetriebnahme: 2015.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2003

- Bei stabilen Energiepreisen erlangen Erdgaskraftwerke schon bei CO₂-Zertifikatspreisen von 10 Euro/t CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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-Kraftwerken¹² 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 CO₂-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.

¹² GuD-Kraftwerk = Gas- und Dampfkraftwerk.

WTO-Recht – Kein Hindernis für Förderung erneuerbarer Energien

Susanne Dröge
sdroege@diw.de

Harald Trabold
htrabold@diw.de

Der Welthandelsorganisation (WTO) wird immer wieder vorgeworfen, ein Hindernis für eine wirksame Umweltpolitik zu sein. Die Handelsregeln, so der Kernvorwurf, hätten Vorrang vor ökologischen Belangen.¹ Die WTO hält dem entgegen, dass das Regelwerk den WTO-Mitgliedern erhebliche Spielräume in der nationalen Umweltpolitik lässt.²

Auch in Bezug auf den globalen Klimaschutz scheint es diskussionswürdig, ob das WTO-Recht einzelne Staaten daran hindern kann, eine Vorreiterrolle bei der Verringerung von Treibhausgasemissionen einzunehmen.³ Die Bundesregierung hat im Rahmen ihrer Klimaschutzpolitik eine Reihe von Gesetzen zur Förderung erneuerbarer Energien erlassen. Ziel ist es, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis 2010 zu verdoppeln.⁴ Die in diesen Gesetzen enthaltenen Vorschriften beeinflussen Höhe und Zusammensetzung des Energieverbrauchs mithilfe von technischen Standards, Steuern und finanziellen Zuwendungen an die Hersteller oder Nutzer erneuerbarer Energien.

Da Energie international gehandelt wird, stellt sich unmittelbar die Frage, ob diese Gesetze mit dem Regelwerk der WTO vereinbar sind, insbesondere ob solche Maßnahmen ausländische Anbieter benachteiligen könnten. Diese Problemstellung hat das DIW Berlin in Kooperation mit dem Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung im Auftrag des Umweltbundesamtes untersucht.⁵ In die Analyse mit einbezogen wurden auch Zertifikate und Kennzeichen für „grünen“ Strom, die derzeit auf freiwilliger Basis verwendet werden. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die deutschen Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien im Wesentlichen mit den WTO-Regeln vereinbar sind.

Grundlegende WTO-Prinzipien und relevante Zusatzabkommen

Grundpfeiler der WTO-Rechtsordnung sind das Meistbegünstigungs- und das Inländerprinzip.⁶ Das Meistbegünstigungsprinzip verpflichtet ein WTO-Mitglied, alle Vorteile, die es im Handel mit Gütern und Dienstleistungen einem Handelspartner zugesteht, unverzüglich auch allen anderen WTO-Mitgliedern zu gewähren. Das Inländerprinzip verbietet es, ausländische Anbieter sowie Waren und Dienstleistungen (über bestehende Zölle und bekannt gegebene nichttarifäre Handelshemmnisse hinaus) schlechter zu behandeln als inländische Anbieter und Erzeugnisse.

Beide Prinzipien ergänzen einander zu einer umfassenden Nichtdiskriminierung: Das Meistbegünstigungsprinzip verbietet eine Diskriminierung zwischen ausländischen Mitgliedstaaten, das Inländerprinzip eine Diskriminierung zwischen in- und ausländischen Waren und Erzeugnissen. Konsequenterweise bedeutet dies, dass viele wirtschaftspolitische Maßnahmen gegen WTO-Recht verstoßen, weil sie entweder *de jure* oder *de facto* heimischen Produzenten gegenüber ausländischen

einen Vorteil verschaffen. So könnte beispielsweise ein Verstoß gegen das Inländerprinzip vorliegen, wenn heimische Unternehmen einer Branche finanzielle Beihilfen bekommen, ausländische Unternehmen jedoch nicht. Deswegen kennt das WTO-Recht eine Reihe von Zusatzabkommen, deren Regeln von den allgemein geltenden Bestimmungen des WTO-Rechts abweichen. Da erneuerbare Energien in Deutschland im Wesentlichen durch Standards und Zahlungen an die Produzenten gefördert werden, sind insbesondere das Subventionsabkommen und das Übereinkommen über technische Handelshemmnisse von Bedeutung.

¹ Vgl. dazu z. B. Greenpeace: Der Welthandel auf Abwegen. Berlin 2003, S. 10.

² Vgl. dazu u. a. WTO: Understanding the WTO. Genf 2003, S. 66–72.

³ Vgl.: Treibhausgas-Emissionen nehmen weltweit zu – Keine Umkehr in Sicht. Bearb.: Hans-Joachim Ziesing. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 39/2003.

⁴ BMU: Nationales Klimaschutzprogramm. Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000. Berlin.

⁵ Vgl. Frank Biermann, Frederic Böhm, Rainer Brohm, Susanne Dröge und Harald Trabold: Verursacherprinzip, WTO-Recht und ausgewählte Instrumente der deutschen Energiepolitik. In: Texte des UBA, Nr. 75/03. Berlin 2003.

⁶ Vgl. Richard Senti: WTO. Schulthess Juristische Medien. Zürich 2000.

Finanzielle Förderung von erneuerbaren Energien in Deutschland

Im Rahmen der Förderung erneuerbarer Energiequellen werden in Deutschland direkte Finanzhilfen, Preisgarantien und Steuerbefreiungen gewährt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das im April 2000 in Kraft getreten ist, hat zum Ziel, den Anteil des deutschen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahre 2010 auf über 12 % zu steigern. Dazu gewährt das Gesetz Preisgarantien für die Produzenten von Strom aus erneuerbarer Energie. Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, den Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzunehmen und zu den in den Paragraphen 4 bis 8 EEG festgelegten Preisen zu vergüten. Die Differenz zu den Preisen von Strom aus nicht-erneuerbaren Energien ist von den Netzbetreibern zu tragen und wird auf die Konsumenten abgewälzt.⁷

Nach Angaben des Verbandes der Netzbetreiber betrug im Jahre 2002 die Vergütung für rund 25 Mrd. kWh EEG-Strom insgesamt 2,2 Mrd. Euro. Darüber hinaus werden Einnahmen, die aus der Besteuerung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Rahmen der Ökologischen Steuerreform stammen, im Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien verwendet. Dieses Programm verfügte im Jahre 2002 über ein Volumen von 200 Mill. Euro.⁸

Preisgarantien und Finanzhilfen

Zur Klärung der Frage, ob eine staatliche Maßnahme zur Förderung erneuerbarer Energiequellen im WTO-Kontext als Subvention⁹ zu klassifizieren ist, sind die im GATT-Vertrag und im Subventionsabkommen festgelegten juristischen Definitionen und deren Auslegungen maßgebend.

Bezogen auf das EEG läge eine Subvention im Sinne des WTO-Rechts vor, wenn die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien vom Staat entweder eine finanzielle Zuwendung erhielten oder Preise in irgendeiner Form gestützt würden.¹⁰ Die Zahlungen an die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energiequellen gemäß EEG stammen jedoch von den Netzbetreibern. Da in den Gesetzen Garantiepreise für Strom verankert sind, könnte es sich allerdings um eine Form der Preisstützung handeln. Die einschlägigen juristischen Kommentare weisen darauf hin, dass es durch eine relevante Preisstützung zu einem „Verlust“ auf Seiten des Staates kommen muss. Die garantierten Preise des EEG werden jedoch nicht direkt vom Staat an die Produzenten gezahlt. Vielmehr verpflichtet die Regierung private Wirtschaftssubjekte (die Netz-

betreiber) dazu, ein Geschäft zu bestimmten Garantiepreisen abzuschließen, wenn gewisse Bedingungen erfüllt sind. Der deutsche Ansatz zur Unterstützung erneuerbarer Energiequellen nach EEG ist somit keine Subvention nach WTO-Recht.¹¹

Anders als bei den Preisgarantien des EEG handelt es sich bei den Finanzhilfen zugunsten erneuerbarer Energien um eine Subvention im Sinne des WTO-Rechts. Das WTO-Recht unterscheidet zwischen verbotenen, anfechtbaren und erlaubten Subventionen. Verboten sind Subventionen immer dann, wenn sie nur im Falle des Exports geleistet werden oder wenn inländischen Produkten Vorrang gegenüber Importprodukten eingeräumt wird. Dies ist beim EEG jedoch nicht der Fall. Anfechtbar sind Subventionen, wenn sie den wirtschaftlichen Interessen eines anderen WTO-Mitglieds schaden. Eine solche Schädigung der Industrie eines anderen WTO-Mitglieds durch die Finanzhilfen erscheint jedoch zurzeit angesichts der Subventionshöhe und des relativ geringen Handels mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen unwahrscheinlich. Bis heute hat noch kein Mitglied wegen der Finanzhilfen für erneuerbare Energien bei der WTO Beschwerde eingelegt.

Festzuhalten bleibt, dass die aktuelle Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland mit dem gültigen Subventionsrecht der WTO vereinbar ist. Die Preisgarantien des EEG für Strom aus erneuerbaren Energiequellen führen zwar zu einem Transfer von finanziellen Mitteln, stellen aber keine Subvention im Sinne der WTO-Regeln dar. Die im Rahmen des Marktanreizprogramms gewährten Finanzhilfen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen sind zwar prinzipiell eine anfechtbare Subvention, aber nur dann, wenn ein anderes WTO-Mitglied dadurch geschädigt wird.

⁷ Auf ähnliche Weise unterstützen das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wie das EEG den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Es sieht Zuschläge vor, die von den Netzbetreibern für Strom aus diesen Anlagen an die Erzeuger zu zahlen sind.

⁸ Vgl. DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich, ISI und Öko-Institut: Politikszenerarien für den Klimaschutz – Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012. Gutachten. Berlin 2003, S. 218.

⁹ Aus wirtschaftswissenschaftlicher Perspektive ist nicht eindeutig geklärt, was genau unter den Begriff der Subvention fällt, da es an einer einheitlichen Definition mangelt. So verwendet z. B. die Bundesregierung einen anderen Subventionsbegriff als die wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstitute. Auch die Definitionen von EU und WTO unterscheiden sich etwas voneinander, so dass eine bestimmte Maßnahme nach EU-Recht eine Subvention darstellen kann, nach WTO-Recht jedoch nicht.

¹⁰ Dies ist eine stark vereinfachte Darstellung. Eine genaue und ausführliche Erörterung der juristischen Details findet sich in Frank Biermann et al., a. a. O.

¹¹ Der Europäische Gerichtshof befand die Maßnahmen des EEG mit einer ähnlichen Begründung ebenfalls nicht als eine Subvention im Sinne des europäischen Rechts (EuGH, Urteil vom 13. März 2001, Rechtssache C-379/98).

Herkunftsnachweise, Zertifikate und Kennzeichen für „grünen“ Strom

Weitere Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien sind derzeit in Deutschland in der Diskussion oder in einem frühen Umsetzungsstadium. Für ihre Ausgestaltung kann es relevant sein, ob durch das WTO-Regelwerk Einschränkungen bestehen.

In der EU-Richtlinie (2001/77/EG) „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ vom 27. September 2001 werden u. a. Herkunftsnachweise als unabdingbares Instrument benannt, das den Handel mit Strom aus erneuerbaren Quellen fördert und für die Verbraucher mehr Transparenz schafft.¹² Falls Herkunftsnachweise als rechtliche Vorschrift für alle Energieanbieter national eingeführt würden, so wäre dies eine Maßnahme, die im WTO-Recht eindeutig geregelt ist: Es handelt sich dann um eine technische Vorschrift, die nach den genannten Nichtdiskriminierungsgrundsätzen gehandhabt werden muss. Ein erstes europaweites Zertifizierungssystem besteht bereits. Dies wird insbesondere von großen Stromerzeugern unterstützt, hat jedoch noch nicht zu einer europaweiten Vereinheitlichung der Herstellungsnachweise oder zu einem europaweiten Zertifikatshandel geführt.¹³

Inwieweit handelbare „grüne“ Zertifikate dazu dienen können, den angestrebten Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch zu erreichen, wird kontrovers diskutiert. Handelbare „grüne“ Zertifikate verbriefen die mit erneuerbaren Energiequellen hergestellten Strommengen. Erzeuger von „grünem“ Strom speisen diesen zu Marktpreisen in das allgemeine Netz und erhalten darüber hinaus Zertifikate. Führt ein Land nun z. B. eine gesetzliche Quote für „grünen“ Strom ein – dies ist in Großbritannien und Australien der Fall –, kann die Erfüllung solcher Quoten mithilfe „grüner“ Zertifikate umgesetzt werden, ohne dass jeder einzelne Stromerzeuger auf erneuerbare Energieträger umrüsten müsste. Ein steigender Zertifikatspreis ist ein Anreiz, in Technologien zur erneuerbaren Stromerzeugung zu investieren. In Deutschland ist eine Quotenregelung derzeit jedoch nicht vorgesehen, da die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach dem EEG erfolgt.

Überlegungen, ob handelbare „grüne“ Zertifikate mit dem WTO-Regelwerk vereinbar sind, werden relevant, wenn sich im Rahmen der internationalen Klimapolitik eine Vielzahl von WTO-Mitgliedstaaten für den Einsatz dieses Instruments entscheidet und zugleich die Zertifikate auch grenzüberschreitend gehandelt werden. Dabei ist zu klä-

ren, ob solche handelbaren Zertifikate als „Güter“ oder als „Dienstleistungen“ zu klassifizieren sind. Der Handel mit Gütern ist im Allgemeinen Zoll- und Handelsabkommen (GATT) geregelt, der Handel mit Dienstleistungen ist Gegenstand des Allgemeinen Abkommens über den Handel mit Dienstleistungen (GATS). Beiden gemeinsam ist das Prinzip der Nichtdiskriminierung von in- und ausländischen Produkten bzw. Dienstleistungen. Der entscheidende Unterschied zwischen GATT und GATS liegt in der Art, in der freier Handel gewährt wird: Will ein WTO-Mitglied den freien Dienstleistungshandel, zu dem z. B. die Niederlassungsfreiheit gehört, so muss es jeden einzelnen Sektor, für den dies angestrebt wird, auf eine so genannte Positivliste setzen. Dieses Verfahren ist langwierig. Erst wenn mehrere WTO-Mitgliedstaaten dieselben Sektoren gelistet haben, greifen auch unter dem GATS die Meistbegünstigung und das Inländerprinzip.

Unabhängig von der Zuordnung von handelbaren „grünen“ Zertifikaten im WTO-Regelwerk würde für den internationalen Handel mit diesen Zertifikaten auf jeden Fall gelten, dass für ausländische Anbieter von Zertifikaten keine Mengenbeschränkungen gelten dürfen oder dass bei der Zulassung zum inländischen Markt nicht in anderer, diskriminierender Weise zwischen Anbietern aus verschiedenen Ländern unterschieden werden darf.

Ein weiteres Instrument, das zu einer besseren Unterscheidung der Stromerzeugung in Bezug auf die Umweltwirkungen verwendet wird, ist die freiwillige ökologische Kennzeichnung von Strom.¹⁴ Einzelne Anbieter unterziehen sich einem Begutachtungsprozess, an dessen Ende die Erteilung eines „grünen“ Strom-Kennzeichens steht, mit dem der Anbieter werben kann. Eine solche Kennzeichnung bewirkt, dass der „grüne“ Strom explizit aufgrund seiner Herstellungsweise als gesondertes Erzeugnis ausgewiesen und am Markt behandelt wird.

Im Regelwerk der WTO kollidiert eine Unterscheidung anhand der Herstellungsweise grundsätzlich

¹² Insbesondere Artikel 5(1) fordert, dass bis Oktober 2003 auf Antrag in allen EU-Mitgliedstaaten ein Herkunftsnachweis ausgestellt werden kann. Vgl. EU 2001: Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283/36 vom 27. Oktober 2001.

¹³ RECS – Renewable Energy Certification System. Ein Zertifikat verbrieft 1 000 kWh aus erneuerbaren Energiequellen. RECS wird zurzeit vor allem von der niederländischen Regierung unterstützt. Vgl. www.recs.org

¹⁴ Ein Beispiel ist das Gütesiegel „ok-power“ vom EnergieVision e.V. Die hier verwendeten Kriterien für den zusätzlichen Umweltnutzen der Stromerzeugung sind strikter als die im EEG festgelegten Merkmale für erneuerbare Energiequellen. Ein europaweit harmonisiertes Ökostrom-Label wird angestrebt (European Green Electricity Network – EUGENE). Vgl. www.energie-vision.de

mit dem Begriff der „gleichartigen“ Produkte bzw. Dienstleistungen, der die Basis für die Nichtdiskriminierungsprinzipien des Handelsregimes bildet. Da sich am Enderzeugnis Strom nicht mehr feststellen lässt, aus welcher Quelle es stammt, muss eine Unterscheidung in „grünen“ und „schmutzigen“ Strom mit einer besonderen Begründung versehen werden, damit eine solche Regelung im Streitbeilegungsverfahren der WTO Bestand haben kann. Eine solche Begründung kann im Wesentlichen auf Artikel XX GATT basieren, in dem u. a. zum Schutz erschöpfbarer Ressourcen Handelsrestriktionen zugelassen sind, solange diese nicht willkürlich oder ungerechtfertigt diskriminieren. Ob diese Regeln für die Kennzeichnung von Strom relevant sind, hängt allerdings davon ab, welchen Grad der Verbindlichkeit solche Kennzeichen haben. Gesetzliche Kennzeichen sind – wie schon im Fall der Herkunftsnachweise angeführt – eindeutig geregelt und dürfen nicht zwischen Importen und inländischen Gütern diskriminieren. Bei den derzeit bestehenden Kennzeichen auf freiwilliger Basis, die von privaten Organisationen vergeben werden, greifen die WTO-Regeln hingegen nicht.

Falls eine weitere gesetzliche Ausgestaltung von Herkunftsnachweisen, Zertifikaten oder Kennzeichen angestrebt würde, so wäre allerdings zu beachten, dass daraus resultierende Importbeschränkungen für Strom, die mit der Herstellungsweise begründet werden, nur mit Rückgriff auf die Ausnahmeregelungen mit der WTO-Rechtslage in Einklang zu bringen wären.

Fazit

Deutschland hat in den vergangenen Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen, um durch die Förderung erneuerbarer Energien seine klimapolitischen Ziele zu erreichen. Es ist der Bundesregierung gelungen, die Förderung so zu gestalten, dass die im Rahmen des EEG geleisteten Zahlungen im WTO-Rahmen nicht als Subvention gelten. Die Finanzhilfen zur Förderung von erneuerbaren Energiequellen hingegen stellen zwar eine prinzipiell anfechtbare Subvention dar. Da derzeit aber kein anderes WTO-Mitglied dadurch geschädigt wird, ist auch diese finanzielle Förderung mit den WTO-Regeln vereinbar. Die in Deutschland zurzeit verwendete Kennzeichnung von Strom auf freiwilliger Basis ist ebenfalls mit dem WTO-Recht vereinbar. Hier besteht allerdings die Einschränkung, dass weiter gehende staatliche Maßnahmen zur Unterscheidung von importiertem Strom aufgrund der Herstellungsweise nur über WTO-Ausnahmeregelungen gerechtfertigt werden können.

Das Beispiel erneuerbarer Energien zeigt, dass der generelle Vorwurf, die WTO-Regeln behinderten den Umweltschutz und gefährdeten nationale Anstrengungen beim Klimaschutz, sich nicht aufrechterhalten lässt. Vielmehr kommt es für eine effektive Klimaschutzpolitik darauf an, dass einzelne Staaten den im WTO-Regelwerk vorhandenen Spielraum nutzen und dessen Auslegung im Sinne eines weltweiten Klimaschutzes weiterentwickeln.

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).

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

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

Konzept und Gestaltung

kognito, Berlin

Druck

Druckerei Conrad GmbH
Oranienburger Str. 172
13437 Berlin

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