

Hubertus Bardt

Regulierungen im Strommarkt

Umweltschutz und Wettbewerb

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

ISBN 3-602-24114-9

978-3-602-24114-9

Der Autor

Dr. rer. pol. **Hubertus Bardt**, geboren 1974 in Bonn; Studium der Volkswirtschaftslehre und der Betriebswirtschaftslehre in Marburg und Hagen, Promotion an der Philipps-Universität Marburg; seit 2000 im Institut der deutschen Wirtschaft Köln, seit 2005 Leiter der Forschungsstelle Ökonomie/Ökologie.

Herausgegeben vom Institut der deutschen Wirtschaft Köln

© 2005 Deutscher Instituts-Verlag GmbH
Gustav-Heinemann-Ufer 84–88, 50968 Köln
Postfach 51 06 70, 50942 Köln
Telefon (02 21) 49 81-4 52
Telefax (02 21) 49 81-4 45
Internet: www.divkoeln.de
E-Mail: div@iwkoeln.de

Druck: Druckhaus Locher GmbH, Köln

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Zur historischen Entwicklung der Stromwirtschaft	5
3	Stromquellen und ihre ordnungspolitischen Merkmale	6
3.1	Kohle	9
3.2	Öl und Gas	13
3.3	Kernkraft	16
3.4	Erneuerbare Energien	18
4	Umweltpolitische Instrumente in der Stromwirtschaft	21
4.1	Ökosteuer und Emissionshandel	23
4.2	Zur Förderung erneuerbarer Energien	25
4.3	Der Energiemix als staatliche Aufgabe?	28
5	Energiemärkte und Wettbewerb	29
6	Europäische Energiepolitik für mehr Wettbewerb	31
6.1	Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt von 1996	34
6.2	Beschleunigungsrichtlinie von 2003	35
6.3	Separierte Strommärkte in Europa	36
7	Zusammenfassung	44
	Literatur	46
	Kurzdarstellung / Abstract	48

1

Einleitung

Die Stromwirtschaft steht seit längerem im Mittelpunkt vielfältiger wirtschaftspolitischer Diskussionen. Dabei sind insbesondere zwei Diskussionsstränge zu unterscheiden: Zum einen wird der Wettbewerb innerhalb der Stromwirtschaft diskutiert und entsprechende Regelwerke werden entwickelt. Zum anderen ist die Stromerzeugung aus umweltpolitischen Gründen, und hier insbesondere aus Gründen des Klimaschutzes, in den Fokus mannigfacher Regulierungen geraten.

Der Energieversorgung kommt eine Schlüsselfunktion für die Wirtschaft eines hochindustrialisierten Landes wie Deutschland zu. Ohne ausreichende Energie ist industrielle Produktion nicht vorstellbar. Ebenso sind Transportleistungen aller Art auf die Verfügbarkeit von Energie angewiesen. Aber auch private Haushalte benötigen in erheblichem Umfang Energie – für die Heizung, die Beleuchtung und alle denkbaren Arten von elektrisch betriebenen Geräten.

Innerhalb der Energieversorgung ist die Stromwirtschaft besonders beachtenswert. Sie stellt nicht nur für die privaten Haushalte den größten Teil der Energie – außer Heizöl und Erdgas – zur Verfügung, sondern versorgt auch Teile des Verkehrswesens, die gesamte Dienstleistungsbranche und wichtige Bereiche der Industrie mit Energie. Eine unzuverlässige Stromversorgung wäre für das Leben und Wirtschaften in Deutschland ebenso schwer zu ertragen wie überhöhte Preise. Regulierungen der Stromwirtschaft betreffen daher die gesamte Wirtschaft und verdienen besondere Beachtung.

Dieser Beitrag greift die wichtigsten Diskussionen über Regulierungen der Stromwirtschaft auf. Dazu werden zunächst die Hauptmerkmale der einzelnen Primärenergiequellen und daraus resultierende ordnungspolitische Fragestellungen analysiert. Hierauf aufbauend werden anschließend die bedeutendsten umweltpolitisch motivierten Regulierungen beleuchtet, durch welche den Stromverbrauchern nicht unerhebliche Kosten entstehen: die Stromsteuer, der Emissionshandel sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Im Anschluss daran werden Wettbewerbsfragen aufgegriffen, die innerhalb der Stromwirtschaft relevant sind. Dabei geht es vor allem um die von der Europäischen Kommission forcierte Liberalisierung des Strommarktes, die mit der Einsetzung einer Regulierungsbehörde in Deutschland 2005 in eine neue Phase eingetreten ist. Insbesondere der Zugang zum Leitungsnetz stellt einen Engpassfaktor dar, durch den ein Kosten senkender Wettbewerb im Stromnetz behindert werden kann. Dass bei der Liberalisierung des Strommarktes ganz unterschiedliche Wege gegangen werden, zeigt der abschließende Ausblick auf einige europäische Beispiele.

2

Zur historischen Entwicklung der Stromwirtschaft

Elektrischer Strom ist aus den meisten Lebenslagen heute kaum mehr wegzudenken. Elektrische Verbraucher sind im Alltag omnipräsent. Ob es der Radiowecker, der Föhn, der Toaster, das Autoradio, der Computer, der Fernseher, die Waschmaschine oder das Telefon ist, alles würde ohne elektrischen Strom nicht funktionieren. Wie unvorstellbar und schwierig der Alltag ohne Strom ist, kann man höchstens dann feststellen, wenn man Opfer eines größeren und länger andauernden Stromausfalls wird, wenn kein Kühlschrank, keine Kommunikation und keine Heizung funktioniert, die von elektronischen und damit Strom verbrauchenden Bauteilen gesteuert wird.

Die Ära des Stroms begann vor noch nicht einmal 150 Jahren. Die Erfindung der elektrodynamischen Maschine von Werner von Siemens 1866 und die Entwicklung einer produktionsreifen Glühlampe durch Thomas Edison bildeten den Startschuss für die Verbreitung von elektrischem Strom als einer praktisch überall und jederzeit verfügbaren und für die verschiedensten Anwendungen einsetzbaren Energiequelle. Schnell haben die elektrischen Glühbirnen die alte gasbetriebene Straßenbeleuchtung in vielen Städten abgelöst und damit gleichsam für die Nutzung von Elektrizität geworben.

Die Stromwirtschaft blickt heute in Deutschland und darüber hinaus auf eine lange Tradition voller staatlicher Einflussnahme zurück. Diese reicht von Normierung und Wettbewerbsaufsicht über Umweltauflagen und Subventionen bis hin zum Angebot von Strom durch öffentliche Unternehmen und der zentralen Planung einer zukünftigen Stromversorgung. Als Schlüsselsektor einer Volkswirtschaft stand die Strombranche oftmals im Mittelpunkt staatlichen Interesses – unabhängig von der tatsächlichen Notwendigkeit einer umfassenden Einflussnahme durch die Regierung. Auch wenn unterschiedliche Länder unterschiedliche Wege gegangen sind, ist doch die große Bedeutung des Staates für die verschiedenen Ebenen der Stromwirtschaft ein internationales Phänomen.

In ihren Anfängen gründete sich die Elektrizitätsbranche auf private Initiative verschiedener Unternehmen (Gröner, 1975, 46 ff.). Hersteller von elektrotechnischen Produkten – sowohl von elektrischen Verbrauchern als auch von Geräten zur Stromerzeugung und -leitung – versuchten, durch die Versorgung von Kommunen mit Strom Märkte für ihre Produkte zu erschließen. Damit wurde der Anschluss der Bevölkerung an Strom als neuer Energieträger von privaten Marktteilnehmern vorangetrieben, wenn es auch schnell zu wettbewerbsbehinderndem Verhalten

einiger Marktteilnehmer kam. So wurden den von ihnen neu gegründeten Energieversorgungsunternehmen Ausschließlichkeitsbindungen für den Einkauf elektrotechnischer Ausrüstungen auferlegt. Die öffentliche Hand beschränkte sich weitgehend auf die Rolle des Konzessionsgebers. Nur einzelne Städte wie Lübeck und Elberfeld 1887 sowie Barmen und Darmstadt 1888 gründeten eigene Energieversorgungsunternehmen. Die meisten anderen Kommunen sahen jedoch in Elektrizitätswerken eine risikobehaftete Konkurrenz zu den bestehenden lukrativen Gasanstalten. Erst als sich Ende der neunziger Jahre des 19. Jahrhunderts der Strommarkt als wirtschaftlich interessant herausgestellt hatte, gründeten mehr und mehr Kommunen eigene Elektrizitätswerke oder übernahmen bestehende private Gesellschaften. Während sich die Stromversorgung auf kommunaler Ebene sehr schnell zu einem guten Teil in öffentlicher Hand befand, war die Überlandversorgung nach wie vor weitgehend privat organisiert.

Die dezentrale und recht zersplitterte Struktur der deutschen Stromwirtschaft veränderte sich jedoch bald mit vergrößerten Kraftwerkskapazitäten und neuen technischen Möglichkeiten des Ferntransports von Strom in den zwanziger Jahren des 20. Jahrhunderts. Vor allem auf der Ebene der Stromproduktion kam es zu massiven Konzentrationsprozessen. Viele Kommunen verzichteten vollständig auf eine eigene Stromerzeugung und ließen sich vielmehr von zentralen Anbietern versorgen, andere stellten zumindest zu einem Teil noch selbst Strom her. Damit waren die Grundstrukturen der deutschen Energieversorgung bereits festgelegt, so wie sie bis zur ersten Phase der Strommarktliberalisierung 1998 vorherrschten und teilweise bis heute weiter existieren.

3

Stromquellen und ihre ordnungspolitischen Merkmale

Elektrischer Strom ist keine primäre Energiequelle. Er entsteht vielmehr dadurch, dass Energie aus anderen Quellen umgewandelt wird. So werden beispielsweise Kohle, Öl und Gas verbrannt. Mit der entstehenden Wärme wird ebenso wie mit der Wärme, die bei einer nuklearen Kettenreaktion in einem Kernkraftwerk entsteht, Wasser erhitzt. Der Wasserdampf treibt wiederum einen Generator an, in dem Strom erzeugt wird. Bei Wind- und Wasserkraftanlagen wird die Bewegungsenergie von Luft und Wasser mit Hilfe eines Generators direkt in elektrische Energie umgewandelt. Durch die Umwandlung wird nicht nur der Transport der Energie vereinfacht – Strom ist bei vorhandenem Leitungsnetz überall verfügbar –,

sondern vor allem ihr Einsatz in unterschiedlichsten Anwendungen ermöglicht. Dafür werden Umwandlungsverluste sowie eine erheblich eingeschränkte Lagerfähigkeit der Energie in Kauf genommen.

Aufgrund der besonderen Stellung von Strom als einer sekundären Energiequelle ergeben sich auf zwei Ebenen ordnungspolitische Problemstellungen:

Stromproduktion: Die erste Ebene fokussiert Fragen der Stromproduktion. Hier geht es insbesondere um den staatlichen Beitrag zur Gestaltung des Energiemix (Kapitel 3 und 4). Für die verschiedenen Primärenergieträger gelten unterschiedliche Regelungen, es gibt unterschiedliche Traditionen und unterschiedlichen ordnungspolitischen Handlungsbedarf. Auch die zukünftigen Veränderungen des Energiemix und insbesondere die Frage der Förderung erneuerbarer Energien zählen zu den relevanten Problemstellungen auf der Ebene der Stromproduktion.

Strommarkt: Die zweite Ebene umfasst Fragen des Strommarktes. Hier entstehen vor allem aufgrund der Eigenschaften des Stromnetzes besondere Schwierigkeiten bei der Sicherung von Wettbewerb (Kapitel 5 und 6). Verschiedene gesetzgeberische Ebenen und verschiedene Länder haben hier im Zeitablauf unterschiedliche Lösungsversuche unternommen, den traditionell durch staatliche Vorgaben dominierten Strommarkt zu liberalisieren, bestehende Wettbewerbsbeschränkungen aufzulösen und den möglichen Missbrauch von Marktmacht zukünftig zu verhindern.

Auf beiden Ebenen der Energiepolitik besteht eine Reihe von Problembereichen, die bei der Ausgestaltung eines sektoralen Ordnungsrahmens Beachtung finden müssen. Dazu gehören vor allem die drei Ziele der Energiepolitik:

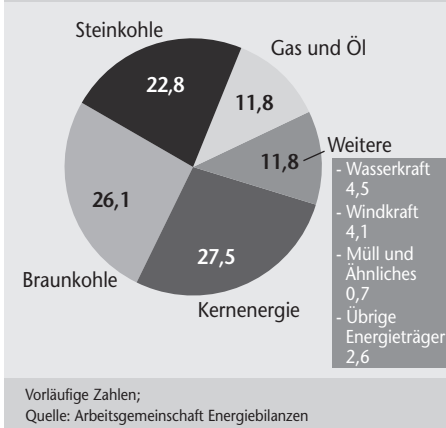
- Die Zuverlässigkeit der Energieversorgung muss nicht nur kurzfristig im Stromnetz, sondern auch langfristig durch zugängliche Energiequellen sichergestellt werden.
- Ein kostengünstiges Angebot an Energie ist ein wichtiger Standortfaktor für andere Wirtschaftsbereiche.
- Auch verschiedene Umweltschutzaspekte, insbesondere Fragen des Klimaschutzes, spielen bei der Diskussion über die Struktur des Energiemarktes eine Rolle.

Zur Sicherstellung der Stromversorgung wurden nach und nach verschiedene Primärenergieträger verwendet. Lange waren Braun- und Steinkohle die wichtigsten „Rohstoffe“ für elektrischen Strom, Öl kam später hinzu. Nach dem Zweiten Weltkrieg wurde die Kernspaltung als viel versprechende Energiequelle angesehen, die ohne großen Rohstoffverbrauch billigen Strom in großen Mengen bereitstellen kann. Spätestens mit dem Reaktorunfall in Tschernobyl (heute Ukraine) geriet die friedliche Nutzung der Atomkraft jedoch bei der Öffentlichkeit in

Energiemix 2004

Abbildung 1

Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Prozent



Misskredit, insbesondere weil zum einen die Folgen eines Unfalls gefürchtet wurden und zum anderen die Frage des Umgangs mit radioaktiven Abfällen nicht hinreichend geklärt erschien. Inzwischen steht jedoch der Klimaschutzaspekt und damit die Suche nach Primärenergiequellen, die weniger klimaschädliche Gase wie Kohlendioxid in die Atmosphäre ausstoßen, stärker im Vordergrund. Daher wird der Bau von Kraftwerken diskutiert, die mit Erdgas einen weniger klimaschädlichen Primärenergieträger verbrennen. Darüber hinaus wird

jedoch auch die Nutzung der so genannten erneuerbaren Energien, vor allem Wind, Wasser und Sonne, gefördert.

Auch heute noch sind Braun- und Steinkohle die weitaus bedeutendsten Primärenergieträger, aus denen elektrischer Strom gewonnen wird. Insgesamt ist Kohle für fast 49 Prozent des in Deutschland gewonnenen Stroms verantwortlich (Abbildung 1). Auch die Kernenergie hat mit knapp 28 Prozent einen wesentlichen Anteil an der Deckung des Strombedarfs. Gas und Öl machen zusammen knapp 12 Prozent aus, wobei der Anteil der Mineralölprodukte bei lediglich 1,6 Prozent liegt. Ebenfalls fast 12 Prozent entfallen auf erneuerbare Energien und sonstige Energieträger. Den Löwenanteil an den erneuerbaren Energien mit 4,5 beziehungsweise 4,1 Prozent machen dabei Wasserkraft und Windkraft aus. Die Struktur der Energieversorgung ist international sehr heterogen; während beispielsweise Frankreich einen besonders hohen Anteil des Strombedarfs aus Kernkraft deckt, sind in Polen und der Tschechischen Republik Braun- und Steinkohle mit 90 beziehungsweise 72 Prozent dominant (Voss, 2004).

Seit Anfang der neunziger Jahre hat es einige deutliche Veränderungen bei der Bruttostromerzeugung gegeben. Die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland ist zwischen 1991 und 2004 um gut 12 Prozent oder 66 Milliarden Kilowattstunden (kWh) angestiegen (Tabelle 1). Zur Deckung des zusätzlichen Bedarfs haben vor allem Erdgas (+26 Milliarden kWh), die Windkraft (+25 Milliarden kWh), die Kernenergie (+20 Milliarden kWh) und die Wasserkraft (+8 Milliarden kWh) beigetragen. Damit ist die Kernkraft zur inzwischen

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

Tabelle 1

in Milliarden Kilowattstunden (kWh)

	1991	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Kernenergie	147,4	154,1	161,6	170,0	169,6	171,3	164,8	165,1	167,0
Braunkohle	158,3	142,6	139,4	136,0	148,3	154,8	158,0	158,2	158,5
Steinkohle	149,8	147,1	153,4	143,1	143,1	138,4	134,6	146,6	138,0
Erdgas	36,3	41,1	50,8	51,8	49,2	55,5	56,3	61,5	62,0
Wasserkraft	19,2	25,2	22,5	24,7	29,4	27,8	27,9	25,0	27,0
Windkraft	0,1	1,5	4,5	5,5	9,5	10,5	15,9	18,9	25,0
Mineralölprodukte	14,8	9,1	6,7	6,3	5,2	6,1	8,7	9,7	9,5
Müll und Ähnliches	2,4	2,7	3,2	3,5	3,7	3,7	3,9	3,9	4,0
Übrige Energieträger	11,9	13,4	15,2	15,4	17,1	16,0	13,3	15,0	15,5
Insgesamt	540,2	536,8	557,3	556,3	575,1	584,1	583,3	603,8	606,5

Ab 2001 vorläufige Zahlen;

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

wichtigsten einzelnen Primärenergiequelle geworden. Bemerkenswert ist zudem der Anstieg im Bereich der erneuerbaren Energiequellen Wind- und Wasserkraft von 19 Milliarden kWh 1991 auf 52 Milliarden kWh 2004. Gleichzeitig ist der Beitrag der Steinkohle um 12 Milliarden kWh deutlich zurückgegangen. Mit zuletzt 138 Milliarden kWh bleibt die Steinkohle aber weiterhin die dritt wichtigste Quelle elektrischen Stroms.

3.1 Kohle

In Deutschland ist die Kohle der wichtigste Primärenergieträger, aus dem mehr als die Hälfte des elektrischen Stroms gewonnen wird. Dabei ist Braunkohle aktuell bedeutender als Steinkohle, hier gab es jedoch in den letzten Jahren gelegentliche Schwankungen (Tabelle 1). Der weitaus größte Teil der Kohle wird für die Stromerzeugung verwendet, eine kleinere Rolle spielt Prozesswärme, die beispielsweise für die Stahlproduktion durch die Verbrennung von Kokskohle gewonnen wird. Die beiden für die Stromproduktion verwendeten Kohlearten Stein- und Braunkohle unterscheiden sich technisch insbesondere durch ihren Brennwert. Steinkohle hat einen sehr viel höheren Brennwert je Mengeneinheit, Braunkohle ist oftmals mit einem höheren Wasseranteil versetzt (Hensing et al., 1998, 50). Die ökonomischen Unterschiede, die sich teilweise aus den natürlichen Besonderheiten sowie den daraus resultierenden einfacheren Transportmöglichkeiten von Steinkohle ergeben, sind hingegen deutlich umfassender.

Während die Steinkohle zur Zeit der industriellen Revolution im Verbund mit dem Eisenerz und der Dampfmaschine entscheidend zum Aufbau der Industrie

und zum Aufstieg des Ruhrgebiets beigetragen hat, steht sie nun schon seit Jahrzehnten beispielhaft für einen schrumpfenden Wirtschaftszweig, der durch umfassende Subventionen gestützt wird. Die in Deutschland – vor allem in Nordrhein-Westfalen sowie in einer Zeche im Saarland – abgebaute Steinkohle steht in direkter Konkurrenz zu ausländischer Kohle. Die deutsche Kohle mit ihrem hohen Brennwert muss mit großem technischen Aufwand aus über 1.000 Meter Tiefe gefördert werden. Dabei sind hohe Sicherheits- und Umweltstandards einzuhalten. An vielen ausländischen Standorten finden sich sehr viel bessere geologische Bedingungen. So lässt sich beispielsweise in den USA und in Australien Steinkohle im Tagebau fördern. Die sich ergebende erhebliche Differenz der Produktionskosten wird beim Import nach Deutschland teilweise durch die hohen Transportkosten reduziert. Dennoch bleibt die hiesige Kohle deutlich teurer als das ausländische Konkurrenzprodukt, sodass gut die Hälfte der in Deutschland verbrauchten Steinkohle inzwischen importiert wird. Zu den wichtigsten Lieferanten von Steinkohle gehören vor allem Polen (fast 10 Millionen Tonnen), Südafrika (gut 6 Millionen Tonnen) sowie Kolumbien, Russland und die Niederlande mit jeweils über 3 Millionen Tonnen nach Deutschland exportierter Steinkohle im Jahr 2003 (Tabelle 2).

Deutsche Importe von Steinkohle 2003 Tabelle 2

	in 1.000 Tonnen	in Prozent
Polen	9.801	28,0
Südafrika	6.046	17,3
Australien	3.334	9,5
Kolumbien	3.283	9,4
Russland	3.070	8,8
Niederlande	2.461	7,0
USA	1.473	4,2
China	1.382	4,0
Tschechien	1.155	3,3
Kanada	1.122	3,2
Norwegen	644	1,8
Belgien	426	1,2
Indonesien	405	1,2
Sonstige	367	1,0

Quelle: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft

Nachdem der Kostennachteil der deutschen Steinkohle gegenüber Importkohle bereits seit den fünfziger Jahren wuchs und je nach Weltmarktpreis für Kohle im Zeitverlauf schwankte, wurden verschiedene Maßnahmen zur Stützung der heimischen Steinkohlewirtschaft getroffen (Hensing et al., 1998, 56 f.). Insbesondere wurde der Einsatz deutscher Steinkohle dadurch ermöglicht, dass ihr Preis auf ein konkurrenzfähiges Niveau heruntersubventioniert wurde. In einer Verbändevereinbarung sagten die großen Energieversorgungsunternehmen die Verstromung einer bestimmten Menge deutscher Steinkohle zu. Der Kostenunterschied wurde durch Mittel aus

einer Abgabe – dem so genannten „Kohlepfennig“ – ausgeglichen, die von den Endverbrauchern zu entrichten war. Ein ähnliches Fördersystem wurde auch in-

stalliert, um die Stahlwirtschaft zur Abnahme deutscher Steinkohle zu bewegen. Nachdem das Bundesverfassungsgericht 1994 den „Kohlepfennig“ als rechtlich unzulässig erklärt hatte, wurde die Subventionierung auf eine direkte Förderung aus den öffentlichen Haushalten umgestellt und seitdem langsam, aber stetig zurückgefahren.

Die Subventionierung wird dabei hauptsächlich mit zwei Argumenten begründet. Erstens soll die Versorgung mit Kohle und damit mit Energie sichergestellt werden. Zweitens soll der regionale Strukturwandel in den Kohleregionen und dabei insbesondere im Ruhrgebiet abgemildert und somit unnötige Arbeitslosigkeit verhindert werden.

Das Argument der Versorgungssicherheit beruht darauf, dass die wünschenswerte Sicherung der Energieversorgung durch eine gewisse Autarkie, also durch Unabhängigkeit von ausländischen Lieferanten erreicht werden kann. Die Grundidee einer marktgesteuerten internationalen Wirtschaftsordnung ist jedoch eine andere. Gerade die internationale Verflechtung soll eine Sicherung der Versorgung begünstigen. Durch Verträge zum beiderseitigen Vorteil soll sichergestellt werden, dass die Lieferanten die Rohstofflieferung nicht willkürlich einstellen. Eine breite Diversifizierung der Anbieterstruktur soll zudem verhindern, dass es zu Versorgungsengpässen kommt, wenn einzelne Lieferanten kurzfristig ausfallen. Eine derartige Diversifizierung findet in Deutschland nicht nur durch die Vielzahl von Importländern statt, sondern auch durch den bestehenden Energiemix. Die Gefahr einer Energieknappheit durch ausfallende Steinkohleimporte dürfte gering sein. Auch dürften Lieferunterbrechungen aufgrund gestörter internationaler Transportwege nur in engen Grenzen wahrscheinlich sein, schließlich kommt derzeit die meiste importierte Steinkohle aus dem Nachbarland Polen (Tabelle 2). Tatsache ist freilich, dass durch einen Verzicht auf die Subventionierung der heimischen Kohle eine stärkere Abhängigkeit vom Weltmarktpreis besteht. Solange dieser sich jedoch – unter Einbeziehung der Transportkosten – unter den deutschen Förderkosten bewegt, wäre dies wenig problematisch. Schwerwiegender wäre hingegen ein dauerhafter deutlicher Preisanstieg über die hiesigen Förderkosten hinaus, wie er beispielsweise durch eine langfristig erhöhte Nachfrage aus China entstehen könnte. Wäre eine solche Situation wahrscheinlich, würde sich ein weiterer subventionsfreier Steinkohleabbau auch in Deutschland lohnen. Dieses Risiko abzuschätzen und gegebenenfalls einzugehen ist jedoch eine ureigene unternehmerische Aufgabe.

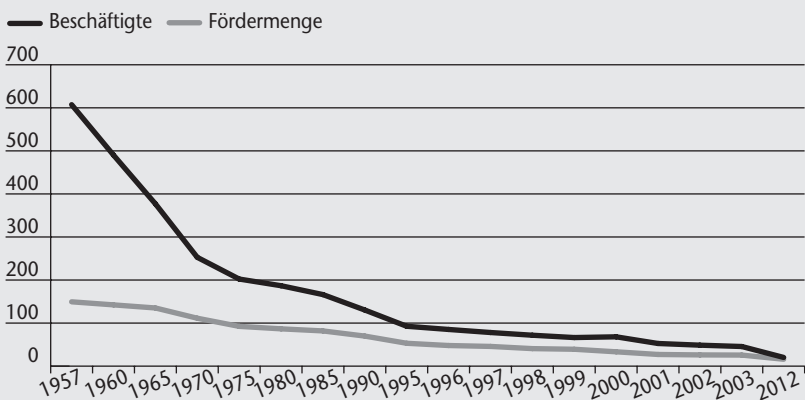
Das Argument des verzögerten und daher mit weniger Anpassungslasten erfolgten Strukturwandels kann eine dauerhafte Subventionierung der Kohleförderung nicht allein begründen. Jedoch kann eine degressive Ausgestaltung der Unterstüt-

zungszahlungen dazu beitragen, eine gewisse soziale Abfederung der Lasten des Strukturwandels zu gewährleisten und allzu harte Strukturbrüche zu vermeiden. Tatsächlich hat der Abbau der Kohleförderung für die betroffenen Kommunen erhebliche wirtschaftliche Konsequenzen. So gehen nicht nur Arbeitsplätze, sondern auch Wertschöpfung, Steuerzahlungen und Aufträge an andere Unternehmen verloren (Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus, 2005). Zulieferbetriebe sind negativ betroffen, ebenso diejenigen Unternehmen, die von der privaten Kaufkraft in der Region abhängig sind. Eine Subventionierung zur Milderung des Strukturwandels sollte jedoch nur die Übergangsphase betreffen.

Zugleich kann der Fall der Steinkohle aber auch als ein gutes Beispiel für einen voranschreitenden Subventionsabbau und einen voranschreitenden Strukturwandel angesehen werden. So ist die Belegschaft seit den fünfziger Jahren weitestgehend abgebaut worden. 1957 waren noch 607.300 Beschäftigte im Steinkohlebergbau tätig, 1995 nur noch 92.600. 2003 schließlich waren es nur noch 45.600 Beschäftigte, davon 22.800 unter Tage. Im gleichen Zeitraum ist die Steinkohleförderung von 149,4 Millionen Tonnen 1957 über 53,1 Millionen Tonnen 1995 auf nur noch 25,7 Millionen Tonnen 2003 gesunken. Bis 2012 ist ein weiterer Rückgang der Beschäftigung auf rund 20.000 sowie der Fördermenge auf 16 Millionen Tonnen vorgesehen (Abbildung 2). Zudem soll die Subventionierung von über 5 Milliarden Euro 1996 und immer noch 2,7 Milliarden Euro 2005 auf 1,8 Milliarden Euro 2012 abgesenkt werden.

Steinkohlebergbau: Beschäftigte und Fördermengen 1957 bis 2012

Abbildung 2



Beschäftigte in 1.000, Fördermenge in Millionen Tonnen verwertbarer Fördermenge;
Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus

Ganz anders sieht die ordnungspolitische Situation der Braunkohle aus. Sie ist aus zwei Gründen auch in Deutschland wirtschaftlich abbaubar und verstrombar. Erstens kann sie im Tagebau gefördert werden. Dies ist zwar mit nicht unerheblichen Eingriffen in die natürliche Umgebung verbunden – so muss der Grundwasserspiegel weit abgesenkt werden – und führt zu erheblichen Auseinandersetzungen mit Anwohnern, die umgesiedelt werden müssen, um Platz für den Tagebau zu schaffen. Dennoch ist der oberflächennahe Tagebau erheblich günstiger als eine mögliche Förderung aus tieferen Schichten. Zweitens hat die Braunkohle einen geringeren Brennwert je Mengeneinheit und ist oftmals mit Wasser versetzt. Daher müssen größere Mengen verwertet werden, was eine Trennung von Abbaustandort und Verbrennungsstandort unattraktiv macht. Folglich finden sich Braunkohlekraftwerke zumeist recht nahe bei den Abbaugebieten. Import oder Export von Braunkohle findet praktisch nicht statt. Hier ist ein hoher Grad an Autarkie vorhanden, womit eine gewisse Versorgungssicherheit verbunden werden kann. Immerhin wird gut ein Viertel des deutschen Stroms aus Braunkohle gewonnen, ohne dass hierfür staatliche Subventionen fließen oder ähnliche Fördermaßnahmen getroffen werden müssen.

Gemein ist den beiden Kohlearten der Ausstoß von Kohlendioxid bei der Verfeuerung. Im Zuge der Klimaschutzpolitik wird daher versucht, die Abgabe klimawirksamer Gase in die Atmosphäre zu verringern. Neben Forschungsanstrengungen, das Kohlendioxid aus den Abgasen zu entfernen und anschließend unterirdisch zu lagern, stellt insbesondere die Effizienzsteigerung der Kohlekraftwerke ein nennenswertes Klimaschutzpotenzial dar. Anlagen mit einem höheren Wirkungsgrad brauchen für dieselbe Menge erzeugten Stroms weniger Primärenergie, sparen somit Ressourcen ein und verringern die Klimagasemissionen.

3.2 Öl und Gas

Als weitere fossile Brennstoffe werden Mineralöl und Erdgas für die Stromproduktion eingesetzt. Erdöl ist eine der weltweit bedeutendsten Energiequellen. So hatte Öl im Jahr 2004 einen Anteil von rund einem Drittel am gesamten Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. Hinzu kamen weitere Verwendungsmöglichkeiten, vor allem in der Chemischen Industrie. Öl und Ölprodukte spielen jedoch für die Stromgewinnung nur eine untergeordnete Rolle. Gerade einmal 1,6 Prozent des Stroms werden aus Ölprodukten gewonnen. Dies hängt sicherlich zum einen damit zusammen, dass für die Verstromung andere Mittel in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen, zum anderen aber auch damit, dass Erdöl für zahlreiche andere Verwendungen benötigt wird oder gar unverzichtbar ist. So wird heute praktisch der gesamte Autoverkehr mit

Ölprodukten betrieben, ebenso der Flugverkehr und große Teile der Beheizung von Wohn- und Geschäftshäusern. Für die Chemische Industrie ist Erdöl zudem ein kaum ersetzbarer Rohstoff, der die Grundlage für alle Kunststoffe und viele weitere Produkte bildet. Insofern ist es erklärlich, dass der Rohstoff Erdöl primär in den Verwendungen Einsatz findet, in denen er nicht oder nicht wirtschaftlich substituierbar ist, und dass für die Verstromung größtenteils auf andere Primärenergieträger zurückgegriffen wird. Der Ölpreisschock von 1973 hat zum Verzicht auf Öl in der Stromerzeugung einen wesentlichen Beitrag geleistet.

Die ordnungspolitischen Fragestellungen, die sich mit dem Erdöl verbinden, liegen eher fernab der Stromerzeugung. So ist insbesondere auf der Versorgungsseite eine Konzentration der Ölquellen und -vorräte in einer Reihe von Ländern problematisch, die sich zu einem Staatenkartell in Form der OPEC (Organisation Erdöl exportierender Länder) zusammengeschlossen haben und die damit erheblichen Einfluss auf Fördermengen und die Preisentwicklung ausüben können. Ebenso schwerwiegend ist die Tatsache, dass diese Länder zumeist in Krisenregionen wie dem Nahen Osten zu finden sind, was zu empfindlichen Störungen der Öllieferungen führen kann. So erklären sich auch die teilweise starken Reaktionen des Ölpreises auf die Entwicklungen im Irak. Ordnungspolitisch besonders brisant ist zudem das in Erdöl-Förderstaaten oftmals auftretende Phänomen des Ressourcen-Fluchs, wonach die Staaten in vielen Fällen nicht von ihrem Rohstoffreichtum profitieren können, sondern sogar deutliche Wachstumsrückstände in Kauf nehmen müssen. Negativ hervorstechend ist beispielsweise die Erfahrung, dass in den OPEC-Ländern eine deutlich höhere Korruption herrscht als in anderen Entwicklungs- und Transformationsländern oder im weltweiten Durchschnitt. Dasselbe gilt für deutlich höhere Militärausgaben und niedrigere Investitionen in Forschung und Entwicklung (Bardt, 2005a).

Im Zusammenhang mit dem Rohstoff Erdöl stehen regelmäßig Umweltfragen in der Diskussion. Dies betrifft praktisch sämtliche Ebenen, hauptsächlich jedoch die Förderung, den Transport und die Nutzung als Brennstoff. Umweltprobleme, die bei Förderung und Transport auftreten können, sind regional beschränkte Verschmutzungen mit Rohöl, wie sie beispielsweise nach Tankerunglücken vorkommen. Im Hinblick auf den Verbrauch relevanter ist die Klimawirkung der Verbrennung von Öl und Ölprodukten. Bei der Verbrennung wird das klimaschädliche Gas Kohlendioxid frei, weshalb im Hinblick auf den Klimaschutz oftmals eine Einschränkung der Ölverbrennung gefordert wird.

Erdgas hat im Gegensatz zum Erdöl eine bessere Klimabilanz, da bei diesem Energieträger bei der Verbrennung ein geringerer Kohlendioxidausstoß zu verzeichnen ist. Daher wird Gas immer wieder als ein zunehmend wichtiger

werdender Energieträger genannt – sowohl für den Straßenverkehr als auch zur Stromerzeugung. Heute stammen bereits über 10 Prozent des Stroms aus Erdgas. Ebenso wie beim Öl wird auch beim Erdgas die Konzentration der Lieferländer kritisch gesehen, insbesondere die derzeit hohe Abhängigkeit von russischem Gas. Gegen eine Diversifizierung der Lieferländer stand bisher die Infrastruktur von Pipelines, die Gas aus Sibirien nach Deutschland transportieren. Andere Länder wie beispielsweise die Golfstaaten sind nicht in gleicher Form an mögliche Abnehmerländer angeschlossen, sodass hier vielfach die nahe bei den Ölquellen liegenden Gasvorräte beim Austreten aus dem Boden klimaschädlich abgefackelt werden, statt dass man sie sammelt und exportiert. Zukünftig kann die Verflüssigung von Erdgas die Abhängigkeit von Pipelines zum Transport verringern, weil verflüssigtes Erdgas auch in größerem Umfang mit Schiffen transportiert werden kann. Für die Verflüssigung muss jedoch eine nicht unerhebliche Menge Energie eingesetzt werden, wodurch die ökonomischen und ökologischen Vorteile, die Gas als Primärenergieträger hat, deutlich verringert werden.

Aus ökonomischer Perspektive sind auf dem Gasmarkt zwei ordnungspolitische Problembereiche von größerem Interesse. Zum einen die Tatsache, dass Gas, insbesondere wenn es um die Verteilung an Endverbraucher wie private Haushalte geht, leitungsgebunden ist und somit den Charakteristiken eines Netzwerkutes entspricht. Dies ist für die Stromerzeugung, die nur an einer vergleichsweise geringen Anzahl von Punkten und mit einem jeweils vergleichsweise hohen Verbrauch von Gas stattfindet, jedoch weniger von Interesse, sofern Pipelines oder Schiffe die Versorgung sicherstellen. Im Kern ist die Netzproblematik beim Gasmarkt für Endverbraucher ähnlich gelagert wie bei der ebenfalls netzgebundenen Verteilung von Strom, weshalb beide Bereiche auch gemeinsam vom Staat reguliert werden (siehe hierzu insbesondere Kapitel 5 und 6). Zum anderen ist aus ordnungsökonomischer Perspektive die Bindung des Gaspreises an den Ölpreis von Interesse. Diese wird vor allem mit dem engen Verbund der beiden Primärenergieträger begründet. Einerseits befinden sich die Vorkommen zumeist nah beieinander, zum anderen können sie vom Verbraucher in vielen Verwendungen gegeneinander ausgetauscht werden, weshalb ein enger Preiszusammenhang auch ohne diese Bindung zu vermuten wäre. Für die Abnehmer des Erdgases ist die Preisbindung im Rahmen von langfristigen Lieferverträgen in erster Linie aus Gründen der Planungssicherheit interessant. Dennoch ist aus wettbewerbspolitischen Gründen zumindest die Frage zu stellen, ob es wirklich vorteilhaft ist, auf eine unabhängige Preisbildung zu verzichten. Schließlich gehen damit laufende Knappheitssignale des Marktes verloren, aus denen die Marktteilnehmer auf der Angebots- und Nachfrageseite entsprechende Anpassungsreaktionen – sei es eine

Veränderung der Fördermenge, sei es die mittel- bis langfristige Planung einer stärkeren Substitution von Öl durch Gas oder umgekehrt – ableiten könnten.

3.3 Kernkraft

Die friedliche Nutzung der Kernenergie zur Stromgewinnung hat in Deutschland eine wechselvolle Geschichte. Nach dem Zweiten Weltkrieg wurden große Hoffnungen in die Kernspaltung als eine sichere und dauerhaft preiswerte Energiequelle der Zukunft gesetzt. Aus dieser Zeit der Atomeuphorie stammt auch die Einschätzung, der Strom aus Kernkraft sei „too cheap to meter“ – zu billig, um den Verbrauch überhaupt zu messen. Auch die Erhöhung der Ölpreise während des Ölpreisschocks in den frühen siebziger Jahren trug dazu bei, dass die Kernenergie weiter gefördert wurde. Mit ihr wurde die Hoffnung verbunden, die Abhängigkeit von den Erdöl exportierenden Ländern zumindest in der Stromversorgung zu verringern. Für andere Bereiche wie den Straßenverkehr lässt sich Kernenergie nicht beziehungsweise ausschließlich über den Umweg des elektrischen Stroms verwenden. Zunehmend entwickelten sich jedoch auch erhebliche Widerstände gegen die Atomkraft. Insbesondere wurde auf die Problematik der Deponierung dauerhaft strahlender radioaktiver Abfälle aufmerksam gemacht. Aber auch die neben der friedlichen Nutzung der Kernenergie befürchtete militärische Verwendung hat während der heißen Phase der Diskussion über die militärische Nachrüstung mit kernwaffenbestückten Raketen mit dazu beigetragen, das Image der Atomkraft zu schädigen. Spätestens mit dem Reaktorunglück im sowjetischen Tschernobyl (heute Ukraine) im Jahr 1986 geriet die Gefahr einer Kernschmelze und einer davon ausgelösten Belastung großer Landstriche mit radioaktiver Strahlung in den Mittelpunkt der öffentlichen Befürchtungen. Insgesamt hat die Akzeptanz der friedlichen Nutzung der Kernenergie nach der ersten Euphoriephase deutlich gelitten, unabhängig davon, wie begründet oder unbegründet die geäußerten Sorgen im Einzelnen auch sein mögen.

Die ökonomische Perspektive der Kernenergie hat sich in den letzten Jahrzehnten ebenfalls verändert. Auch mit der Gewinnung von Strom aus der Kernspaltung sind erhebliche Kosten verbunden. Die Prognose „too cheap to meter“ hat sich als nicht haltbar erwiesen. Charakteristisch ist vor allem die hohe Fixkostenbelastung der Kernenergie insgesamt. Zu Kostensteigerungen kam es beispielsweise aufgrund erhöhter Sicherheitsstandards für die Kernkraftwerke, den Transport und die Lagerung der atomaren Abfälle. Gerade für den Bau und Betrieb der Kernkraftwerke gelten in Deutschland höchste Sicherheitsstandards. So wird beispielsweise diskutiert, in welchem Maße die Schutzhüllen um die Reaktoren gegen Erdbeben oder gegen absichtlich herbeigeführte Flugzeugabstürze gesichert

sind und welche Konsequenzen sich aus einem größten anzunehmenden Unfall (GAU) ergeben könnten. Neben den Kostensteigerungen bei der Kernkraft haben auch die Preisentwicklungen bei anderen Energieträgern dazu geführt, dass die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie sich weniger positiv entwickelt hat, als dies in den sechziger und siebziger Jahren erwartet worden war. Insbesondere haben die lange Zeit relativ moderaten Kosten für fossile Brennstoffe den Kostenvorteil der Kernkraft weiter schwinden lassen.

Ordnungspolitisch betrachtet wurde die Entwicklung der Kernenergie in Deutschland nur bedingt durch Marktprozesse bestimmt. Unternehmerische Entscheidungen zum Bau eines Kraftwerks und der politische Wille zum Ausbau der Kernenergie kamen hier zusammen. Umfangreiche ordnungsrechtliche Detailregelungen gelten für Planung, Bau und Betrieb der Anlagen. Um ein Kernkraftwerk in Betrieb nehmen zu dürfen, sind umfangreiche Genehmigungsverfahren zu durchlaufen. Auch der laufende Betrieb steht unter der ständigen Überwachung durch Aufsichtsbehörden. Der Bereich der Entsorgung atomarer Abfälle zeigt jedoch, wie die ordnungsrechtliche Steuerung ihre Ziele verfehlen kann. So fehlen bis heute ein politischer Konsens und eine rechtliche Festlegung für alle notwendigen Endlagerstätten, was weniger an technisch-wissenschaftlichen Schwierigkeiten bei der Identifikation und Prüfung möglicher Endlagerstandorte, sondern vielmehr am fehlenden politischen Willen liegt, diese Probleme zu lösen. Ebenso wie der Aufbau der Atomtechnik in Deutschland ein staatlich gelenkter Prozess war, so ist auch die Stilllegung der Anlagen als staatlich initiiert anzusehen und nicht durch einzelwirtschaftliche Überlegungen geprägt. Im so genannten Atomkonsens einigten sich die Betreiber der Nuklearanlagen und die Bundesregierung im Jahr 2001 auf eine Beschränkung der Restlaufzeit der Reaktoren und damit auf einen schrittweisen Ausstieg aus der Stromproduktion mit Kernkraft. Da diese Vereinbarung jedoch nur unter erheblichem politischen Druck zustande gekommen ist, weil die Regierungsparteien einen Atomausstieg durchsetzen wollten, kann von einem echten Konsens mit den betroffenen Unternehmen nicht die Rede sein, zumal diese ausdrücklich die weitere friedliche Nutzung der Kernenergie für unverzichtbar halten.

Im Zuge der Diskussion über den Klimaschutz wird zunehmend auch die Kernkraft als Alternative zu fossilen Energieträgern ins Gespräch gebracht, weil für die Erzeugung einer bestimmten Strommenge nur eine relativ kleine Menge Kohlendioxid in die Atmosphäre abgegeben wird (Tabelle 3). So werden für eine Kilowattstunde Strom aus Kernenergie 0,025 Kilogramm Kohlendioxid emittiert, nur unbedeutend mehr als im Fall der Windkraft (0,020). Bei beiden Energieformen entsteht die Kohlendioxidemission jedoch nicht im laufenden

Betrieb, sondern vor allem beim Bau der Anlagen. Braun- und Steinkohle sind mit 1,040 Kilogramm beziehungsweise 0,830 Kilogramm Kohlendioxid je Kilowattstunde aus Klimaschutzabwägungen sehr viel kritischer zu beurteilen. Gegen eine stärkere Bedeutung der Kernenergie aus Klimaschutzpolitischen Gründen in Deutschland spricht jedoch die recht geringe öffentliche Akzeptanz für Kernkraftwerksneubauten. Eine Laufzeitverlängerung für bestehende Anlagen dürfte dagegen weniger problematisch sein.

Klimawirkung der Energieerzeugung

Tabelle 3

Ausstoß von Kohlendioxid je Kilowattstunde Strom in kg

Braunkohle	1,040
Steinkohle	0,830
Erdgas (Gas- und Dampfkraftwerk neuester Technologie)	0,380
Photovoltaikanlage in Deutschland	0,200
Photovoltaikanlage in Äquatornähe	0,100
Kernenergie	0,025
Windenergie	0,020
Wasserkraft	0,004

Quelle: Deutsches Atomforum

Während die traditionelle Nutzung der Kernenergie auf einer gesteuerten Kettenreaktion von Zerfallsprozessen von Atomkernen basiert, funktioniert die andere Möglichkeit der Kernkraftnutzung nach dem gegenteiligen Schema. So wie die Sonne Energie und Licht produziert, so soll die künstlich gesteuerte Kernfusion Atomkerne verschmelzen und hieraus große Mengen Energie gewinnen. Mit der Kernfusion werden ähnliche Hoffnungen verbunden wie in den fünfziger Jahren mit der Kernspaltung – nämlich günstige

Energie, die praktisch unbegrenzt verfügbar ist und keine negativen externen Effekte verursacht. So erhofft man sich von der Fusion eine klimaschonende Energiequelle, die im Gegensatz zur Windkraft steuerbar ist und im Gegensatz zur Kernspaltung weniger Abfälle produziert und geringere Risiken mit sich bringt. Das Szenario einer im großen Maßstab einsetzbaren Kernfusionstechnik ist jedoch in absehbarer Zeit nicht realistisch, da hier nach wie vor erheblicher Forschungsbedarf besteht. Ein größerer internationaler Kernfusionsreaktor soll zu Forschungszwecken im südfranzösischen Cadarache gebaut werden.

3.4 Erneuerbare Energien

In den letzten Jahren ist die Bedeutung erneuerbarer Energien stetig gestiegen. So ist die Bruttostromerzeugung der Windkraft zwischen 1991 und 2004 von 0,1 Milliarden Kilowattstunden auf 25 Milliarden Kilowattstunden angestiegen (Tabelle 1). Damit machte sie zuletzt 4,1 Prozent der Bruttostromerzeugung aus und blieb damit nur unbedeutend hinter der Wasserkraft (4,5 Prozent) zurück, die jedoch in den letzten Jahren sehr viel langsamer gewachsen ist. Strom aus Sonnenenergie spielt bisher in der Strombilanz in Deutschland faktisch keine

Rolle. Während die Nutzung von fossilen Energieträgern oder der Kernenergie zur Stromproduktion vor allem energiewirtschaftlich begründet wurde, stehen hinter den erneuerbaren Energieträgern zumeist umweltpolitische Überlegungen wie Klima- oder Ressourcenschutz. Diese Umweltargumente werden zuweilen von weiteren Überlegungen wie der Verringerung der Abhängigkeit von Ölförderländern flankiert. Auch wenn erneuerbare Energien, zum Beispiel Windmühlen oder Wasserkraftwerke, eine lange Tradition als Energiequelle haben, ohne dass dabei Umweltaspekte eine Rolle gespielt hätten, ist die politisch gewollte Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Energiemix auf umweltpolitische Zielsetzungen zurückzuführen. Dabei wird davon ausgegangen, dass mit erneuerbaren Energien – vor allem Sonne, Wind und Wasser – weniger externe Effekte verbunden sind als mit fossilen Brennstoffen oder der Kernspaltung.

Auch wenn erneuerbare Energien umweltpolitische Vorteile haben, sind mit ihnen doch zwei schwerwiegende Probleme verbunden – ein technisches und ein wirtschaftliches. Das technische Problem der erneuerbaren Energien – insbesondere die in den letzten Jahren stark geförderte und gewachsene Windkraft ist hier zu nennen – sind die unkalkulierbaren Schwankungen der Stromproduktion. Windkraftwerke können nur dann Strom produzieren, wenn sich die Windgeschwindigkeit innerhalb einer bestimmten Bandbreite bewegt. Herrscht zu viel oder zu wenig Wind, schalten sich die Anlagen ab und es wird kein Strom in das Netz eingespeist. Da die Windgeschwindigkeit nicht zufällig und unabhängig von der Windgeschwindigkeit an anderen Orten ist, folgt die Stromerzeugung auch keinem Zufallsprinzip, bei dem es über die Bundesrepublik verteilt zu einem recht stabilen Ausgleich kommen würde. Vielmehr machen sich die Windverhältnisse deutlich in der gesamten Einspeisung von Strom bemerkbar. Ähnliches gilt auch für die – quantitativ bisher weit weniger bedeutende – Sonnenenergie, die Sonnenschein als Voraussetzung für die Stromproduktion hat. Diese nicht kalkulierbaren Schwankungen führen dazu, dass zusätzlich zu den erneuerbaren Energien noch konventionelle Kraftwerke bereitstehen müssen, um jederzeit kurzfristig den Ausfall von Wind- und Sonnenkraft durch die Einspeisung von Strom ausgleichen zu können. Damit wird ein Stromausfall verhindert und die Versorgungssicherheit gewährleistet. Auch perspektivisch kann die Windkraft gerade einmal 6 Prozent ihrer installierten Kapazität mit 99-prozentiger Sicherheit dauerhaft bereitstellen und nur in entsprechendem Umfang konventionelle Kraftwerke ersetzen (Deutsche Energie-Agentur, 2005, 12). Insofern können die erneuerbaren Energien auch nur beschränkt als Ersatz für konventionelle Kraftwerke dienen und lediglich einen Teil der Kosten für fossile Brennstoffe oder Uran als Kernbrennstoff einsparen. Eine Lösung für dieses Problem könnte eine bessere Lagerfähigkeit von elektrischen

schem Strom sein. Damit könnten die Leistungsunterschiede der erneuerbaren Energien ausgeglichen und eine kontinuierliche Stromversorgung gewährleistet werden. Bisher sind die technischen Möglichkeiten der Stromspeicherung in großem Stil ohne allzu große Stromverluste jedoch äußerst gering. Auch für die konventionelle Stromerzeugung wären bessere Speichermedien interessant, weil damit auf die Verbrauchsschwankungen reagiert werden könnte, ohne dass für den Spitzenausgleich große, schnell verfügbare Kapazitäten vorgehalten werden müssten, wie dies bisher und für die absehbare Zukunft der Fall ist.

Das wirtschaftliche Problem der erneuerbaren Energieträger liegt insbesondere darin, dass der von ihnen produzierte Strom sehr viel teurer ist als konventioneller Strom. Wind- und erst recht Sonnenenergie stellen elektrischen Strom zu deutlich höheren Kosten her als Kohle-, Gas- oder Kernkraftwerke. Damit stehen sie dem Ziel einer preisgünstigen Energieversorgung entgegen. Um die Entwicklung preisgünstigerer Anlagen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien zu fördern, wird versucht, eine möglichst große Anzahl von Anlagen schon heute auf den Markt zu bringen. Die Kostendifferenz wird durch Quasi-Subventionen ausgeglichen. Durch die erhöhte Produktion der geförderten Anlagen sollen Lernkurveneffekte genutzt werden. Das Konzept der Lernkurve geht davon aus, dass sich die Durchschnittskosten mit einer erhöhten Ausbringungsmenge deutlich verringern. Indem die Kosten der ersten, teureren Anlagen durch staatliche Maßnahmen ausgeglichen werden, soll so eine wettbewerbsfähige, marktgängige Massenproduktion angestoßen werden. Hierin ist eine erhebliche ordnungsökonomische Herausforderung zu sehen, auf die in Kapitel 4 näher eingegangen wird. Die andere ordnungsökonomische Problemstellung bezieht sich weniger auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien insgesamt im Verhältnis zu konventionellen, sondern vor allem auch auf den Wettbewerb zwischen den erneuerbaren Energien. Dieser darf durch eine staatlich geplante Förderung nicht behindert werden. Dabei besteht die Gefahr, dass nach politisch-administrativen Kriterien eine Energiequelle als erfolgversprechend ausgewählt und gefördert wird oder dass alle Formen der erneuerbaren Energien parallel unterstützt werden, ohne dass es zu ausreichenden Effizienzsteigerungen der Energieerzeugung aus umweltschonenden Quellen kommt. Stattdessen muss gewährleistet sein, dass der preisgesteuerte Markt als evolutorisches Entdeckungsinstrument die vielversprechendsten und effizientesten Varianten der Stromerzeugung mithilfe von erneuerbaren Energien auswählen kann.

4

Umweltpolitische Instrumente in der Stromwirtschaft

Neben der Sicherung der Versorgung mit elektrischem Strom und der Wirtschaftlichkeit des Energieangebots haben auch Umweltschutzaspekte in den letzten Jahren immer mehr an Bedeutung für die Energiepolitik gewonnen. Dabei stehen vor allem negative externe Effekte im Mittelpunkt der Überlegungen. Es wird davon ausgegangen, dass die negativen Wirkungen der Energieerzeugung von den Verursachern nicht vollständig getragen werden und sich somit das Kosten-Nutzen-Kalkül verschiebt. Durch geeignete Maßnahmen sollen negative externe Effekte, also vor allem Umweltverschmutzungen oder Klimaveränderungen, internalisiert, das heißt in die Entscheidungen über Energieproduktion und -verbrauch einbezogen werden. Die Ermittlung möglicher externer Effekte und insbesondere ihre monetäre Bewertung sind jedoch äußerst anspruchsvoll und kaum objektiv zu leisten, was eine rationale Gestaltung der Umweltpolitik zuweilen erheblich erschwert.

Um dennoch negative externe Effekte zu vermeiden, gibt es in der Umweltökonomie eine Reihe unterschiedlicher Instrumente, die fast alle auch in der einen oder anderen Form im Bereich der Stromwirtschaft eingesetzt werden:

- Bei Umweltproblemen handelt es sich im Kern um eine Nutzungskonkurrenz um bestehende Ressourcen. Während die einen beispielsweise die Ressource Wasser zur Abfallentsorgung nutzen wollen, möchten andere sie zum Fischfang, zur Erholung oder als Trinkwasser verwenden. Verhandlungen zwischen den konkurrierenden Nutzern und entsprechende Zahlungen für den Verzicht auf die Nutzung könnten für eine Gleichgewichtslösung sorgen. Aufgrund der Vielzahl der Beteiligten, fehlender direkter Zuordnungsmöglichkeiten von Verschmutzungen und Schäden zu Verursachern und nicht ausreichend spezifizierter Verfügungsrechte an den Ressourcen sind solche Verhandlungslösungen jedoch eher die Ausnahme und spielen in der Stromwirtschaft praktisch keine Rolle.
- Das Umwelthaftungsrecht definiert einen eindeutigen Verursacher von Umweltschäden und verpflichtet ihn, diese Schäden durch Geldzahlungen oder andere Maßnahmen wieder auszugleichen. Haftungsrechtliche Fragen werden im Zusammenhang mit der Stromerzeugung vor allem an zwei Stellen diskutiert: zum einen bei der Haftung der Betreiber von Kernkraftwerken für die Schäden durch mögliche Unfälle, zum anderen bei der Haftung für Spätschäden des Kohlebergbaus, beispielsweise durch Bodenabsenkungen in bebauten Gebieten über alten Stollen.

- Ordnungsrechtliche Bestimmungen sind prägend für den größten Teil des Umweltrechts, auch in Bezug auf die Stromerzeugung. Hier sind neben technischen Vorgaben vor allem auch die Emissionsobergrenzen zu nennen. So wurden die Säuberung von Abgasen und der Einbau von Filtersystemen in Kraftwerke für fossile Brennstoffe primär über ordnungsrechtliche Vorgaben durchgesetzt.
- Grundsätzlich können umweltpolitische Ziele auch mit fiskalischen Maßnahmen erreicht werden. Die Idee basiert auf dem Konzept der externen Effekte. So sollen negative Externalitäten dadurch internalisiert werden, dass die Kosten durch Steuerbelastungen angehoben werden. Somit sollte das Kosten-Nutzen-Kalkül genau so sein, wie es wäre, wenn alle Kosten von Anfang an mit berücksichtigt worden wären. Dieses theoretische Konzept ist aber nur sehr unzureichend zu realisieren, da hierfür genaue Kenntnisse der jeweiligen Kostenverläufe vorliegen müssten, die jedoch nicht sicher zu ermitteln sind. In der Stromwirtschaft spielen fiskalische Instrumente insbesondere seit der Einführung der Stromsteuer als Bestandteil der so genannten Ökosteuer eine wichtige Rolle. Neben Steuern sind aber auch Subventionen ein wichtiges Instrument der Strompolitik, insbesondere im Bereich der Förderung erneuerbarer Energien.
- Im Gegensatz zu Umweltsteuern wird bei einem Zertifikatesystem keine direkte Preiserhöhung durchgesetzt. Vielmehr findet eine Beschränkung der zulässigen Emissionsmengen statt. Diese Mengen können jedoch gehandelt werden, sodass im Prinzip an der Stelle Emissionsvermeidung stattfinden soll, wo die Vermeidungskosten am niedrigsten sind. Wenn die Vermeidungskosten niedriger sind als der Preis der Emissionsrechte, lohnen sich Vermeidungsanstrengungen und ein Verkauf der Rechte; sind hingegen die Rechte günstiger, kommt es zu einem Zukauf. Aber auch dieses Konzept, an dem sich der Handel mit Kohlendioxid-emissionsrechten in der Industrie und der Energiewirtschaft orientiert, ist mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden.
- Mit freiwilligen Vereinbarungen, die in der Regel die Unternehmensverbände und nicht alle betroffenen Unternehmen unterzeichnen, wird versucht, staatliche Regelungen in Deutschland zu vermeiden und die Vorteile der Selbstorganisation zu nutzen. Insbesondere müssen in diesem Fall keine detaillierten Regeln dafür aufgestellt werden, mit welchen technischen Mitteln ein vereinbartes Ziel erreicht werden soll, hier kann jedes Unternehmen die jeweils günstigste Lösung finden. Umgekehrt kann bei fehlender Durchsetzbarkeit freiwilliger Vereinbarungen das Umweltziel verfehlt werden. Dies soll durch die Etablierung eines Monitorings verhindert werden. Für die Stromwirtschaft relevant sind hier insbesondere die freiwilligen Vereinbarungen der Wirtschaft zur Senkung der Kohlendioxid-emissionen.

Aber nicht nur die zielgerichtete Konzeption der einzelnen Instrumente ist mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Eine besondere Herausforderung liegt darin, die verschiedenen Instrumente aufeinander abzustimmen und das Zusammenspiel der Einzelmaßnahmen zu optimieren. Dies gilt schon länger für das Verhältnis von fiskalischen und ordnungsrechtlichen Maßnahmen. Mit der Einführung des Emissionshandels für Kohlendioxid stellt sich jedoch vermehrt die Frage, wie die verschiedenen nach und nach eingeführten Instrumente im Einzelnen zusammenwirken.

4.1 Ökosteuer und Emissionshandel

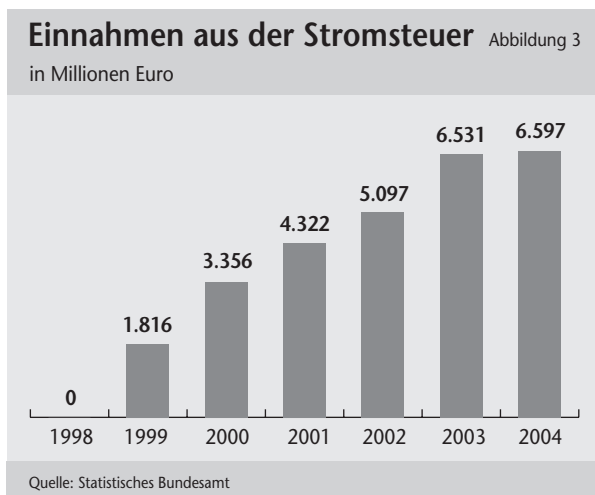
In Deutschland wurden in den letzten Jahren zwei neue umweltpolitische Instrumente eingeführt, die einen sparsameren Umgang mit Energie sowie geringere Kohlendioxidemissionen zum Ziel haben und von denen neben der Energiewirtschaft auch andere Wirtschaftszweige – wie beispielsweise die Industrie sowie teilweise auch die Privathaushalte – betroffen sind. Hierbei handelt es sich zum einen um eine erhöhte Besteuerung von Energie, zum anderen um ein System des Emissionshandels für Kohlendioxid.

Die nach langer Diskussion im nationalen Alleingang durchgesetzte so genannte Ökosteuer besteht im Kern aus einer mehrstufigen Erhöhung der Mineralölsteuer sowie einer neu eingeführten Stromsteuer (Voss, 1999). Im Gegenzug sollte durch die Einnahmen eine Reduzierung der Lohnnebenkosten finanziert werden. Der erhöhte und mit den Zusatzeinnahmen aus der Ökosteuer finanzierte Bundeszuschuss zur Rentenversicherung konnte die Sozialversicherungsbeiträge absenken und einen erneuten Anstieg verlangsamen. Aus politökonomischer Perspektive hatte die Ökosteuer jedoch vor allem die Folge, dass der Reformdruck in der gesetzlichen Rentenversicherung abgemildert wurde. Als Konsequenz wurden die ökonomisch notwendigen Korrekturen des Rentensystems um einige Jahre verschoben, weil der politische Handlungsdruck reduziert war. Während in der gesetzlichen Rentenversicherung ein politischer Zeitgewinn erkaufte wurde, sind die finanziellen Belastungen durch die Ökosteuer dauerhaft zu tragen.

Das Grundproblem einer nationalen Energiesteuer besteht in einer Wettbewerbsverzerrung im Vergleich zu ausländischen Standorten. Höhere Energiekosten können Unternehmen veranlassen, ihre Produktion an einen ausländischen Standort zu verlagern. Dies könnte lediglich durch internationale Absprachen vermieden werden, an denen sich die wichtigsten Länder beteiligten. Beispielsweise könnte die erweiterte Europäische Union eine solche Form eines Energiesteuerkartells bilden. Die deutsche Ökosteuer ist hingegen nicht in derartige internationale Vereinbarungen eingeschlossen. Um eine besondere Belastung der Unternehmen

am Standort Deutschland zu vermeiden, wurden daher Ausnahmeregelungen von der Ökosteuer eingeführt. Da die Steuerermäßigungen jedoch den Status einer Subvention haben, wird immer wieder politischer Druck aufgebaut, um diese Ausnahmeregelungen abzubauen. Die Schonung ist jedoch durch mehrere Argumente begründbar. Zum einen ist die volle Ökosteuerbelastung ökonomisch wie ökologisch dann kontraproduktiv, wenn die Produktion bei gleich bleibendem Energieverbrauch im Ausland weiterbetrieben wird. Eine ökologisch vorteilhafte Lenkung durch die erhöhte Steuer ist in solchen Fällen nicht gegeben; die Kosten in Form verlorener Arbeitsplätze und verringerter Wertschöpfung sind jedoch zu tragen. Zum anderen ist aber auch davon auszugehen, dass gerade die energieintensiven Branchen ohnehin versuchen, ihren Energieverbrauch möglichst gering zu halten. Der hohe Anteil der Energiekosten an den gesamten Produktionskosten sorgt dafür, dass Einsparpotenziale wo immer möglich genutzt werden. Zusätzliche Anreize durch eine erhöhte Steuerbelastung sind hier oftmals gar nicht nötig.

Aber auch ohne die energieintensiven Branchen ist das Aufkommen der neuen Stromsteuer in beachtliche Größenordnungen gewachsen. Inzwischen fließen fast sieben Milliarden Euro aus der Stromsteuer in die öffentlichen Kassen. Damit sind die deutlichen Steigerungen der vergangenen Jahre zum Stillstand gekommen, ein Sockel, der sich aus dem recht konstanten Stromverbrauch und den festen Steuersätzen ergibt, ist erreicht worden (Abbildung 3).



Hierzulande sind für verschiedene Sektoren (vor allem Industrie, Energiewirtschaft, Verkehr und Haushalte) bestimmte Obergrenzen für den Ausstoß von Kohlendioxid festgelegt. Für die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft wurden diese Obergrenzen auf die vom Emissionshandel betroffenen Anlagen

verteilt. Dabei orientierte man sich im Prinzip an historischen Emissionswerten (Grandfathering) und entschied sich gegen die entgeltliche Zuteilung der Rechte. Die Orientierung an bisherigen Emissionen wurde in vielen Bereichen modifi-

ziert. So wurden zum Teil bereits getätigte Maßnahmen für den Klimaschutz angerechnet (Early Action), um Vorreiter nicht durch eine geringere Zuteilung zu bestrafen. Für einzelne Unternehmen wurden auch beabsichtigte Produktionsausweitungen berücksichtigt. Aber auch die Gesamtsumme der Rechte wurde – gemessen an den Emissionen der letzten Jahre – reduziert, um insgesamt einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. So kam es für die betroffenen Unternehmen zu sehr unterschiedlichen und teilweise auch nennenswerten Belastungen, da die Kohlendioxidemissionen entweder deutlich reduziert oder entsprechende Zertifikate gekauft werden müssen. Obwohl es sich beim Emissionshandel um ein gesamteuropäisches Instrument handelt, können dennoch Wettbewerbsverzerrungen auftreten. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Zuteilung in einem Land strenger als in einem anderen Land erfolgt. Dahinter stehen jedoch letztlich auch das Kyoto-Protokoll und die interne Lastverteilung der Europäischen Union. Da Deutschland hier eine Vorreiterrolle eingenommen hat, sind auch von den Unternehmen höhere Belastungen zu tragen als in anderen Ländern (Bardt, 2005b).

Für die deutsche Stromwirtschaft als wichtigste der vom Emissionshandel betroffenen Branchen bedeutet diese Neuregelung, dass Entscheidungen über den Einsatz von Primärenergie auch immer unter dem Gesichtspunkt des Zertifikatspreises getroffen werden müssen. So führt ein verstärkter Einsatz von Kohlekraftwerken in Zeiten hoher Gaspreise dazu, dass für die kohlenstoffintensivere Kohle zusätzliche Emissionsrechte gekauft werden müssen. Damit steigen die Zertifikatspreise und die Kosten der Stromerzeugung, was sich bei angenommenen großen Überwälzungsmöglichkeiten letztlich auch im Strompreis niederschlägt.

Mit den gesetzlichen Regeln zum Emissionshandel wird die maximal zulässige Menge für ausgestoßenes Kohlendioxid festgelegt. Die sich hieraus ergebenden Preiseffekte gehen mit in den Strompreis ein und sorgen damit auch beim Endverbraucher für entsprechende Preissignale. Wird der Stromverbrauch durch eine Besteuerung des Stroms zusätzlich reduziert, können die Energieversorger entsprechende Emissionsrechte verkaufen, wodurch andere Unternehmen ihre Emissionen entsprechend erhöhen können. Die Gesamtemission verändert sich damit nicht. Bei der Stromerzeugung müssen für den gesamten Kohlendioxidausstoß Zertifikate bereitgehalten werden. Die entsprechenden Kosten sind bereits mit in den Strompreis eingegangen, weshalb eine zusätzliche Besteuerung unnötig ist. Die Abschaffung der Stromsteuer wäre demnach nur konsequent.

4.2 Zur Förderung erneuerbarer Energien

Neben den beiden allgemeinen und branchenübergreifenden Instrumenten der Energiesteuer und des Emissionshandels besteht mit dem Erneuerbare-

Energien-Gesetz (EEG) noch ein weiteres wichtiges umweltpolitisches Instrument, das ausschließlich Unternehmen der Stromwirtschaft erfasst. Mit ihm soll der Einsatz erneuerbarer Energien gefördert werden. Mit der Subventionierung ist die Hoffnung verbunden, die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien, zu nennen sind vor allem Windkraft, Biomasse, Wasserkraft und Sonnenenergie, deutlich zu verbessern. Dabei wird davon ausgegangen, dass durch die Massenanfertigung der entsprechenden Geräte ein Lernkurveneffekt auftreten kann und Skaleneffekte genutzt werden, sodass die durchschnittlichen Kosten der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen deutlich gesenkt werden können.

Die Subventionierung der erneuerbaren Energien lässt sich nicht ohne weiteres durch Subventionen für konventionelle Energieträger rechtfertigen. Bei der Subventionierung der Kohle ist entscheidend, wem diese letztlich zugute kommt. Sollte sie sich in niedrigeren Preisen für Strom aus Kohlekraftwerken niederschlagen, ist hierin eine Wettbewerbsverzerrung zwischen den Stromerzeugern zu sehen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Zahlungen primär der heimischen Steinkohleförderung zugute kommen. Zur Verstromung könnte genauso gut billigere Importkohle verwendet werden.

Mit der Förderung erneuerbarer Energien werden mehrere Ziele verfolgt, insbesondere aber der Schutz der Umwelt durch einen verringerten Ausstoß von Kohlendioxid. Dies lässt gewisse Sonderbehandlungen für einen überschaubaren Zeitraum durchaus gerechtfertigt erscheinen. Mit der angestrebten Kostenreduktion der erneuerbaren Energien sollen die Voraussetzungen für einen langfristig kostengünstigeren Klimaschutz geschaffen werden. In Kombination mit dem Emissionshandel erzeugt das EEG selbst aber keine weiteren Einsparungen von Kohlendioxid. Mit einem höheren Anteil der erneuerbaren Energien benötigen die Energieversorgungsunternehmen weniger Emissionszertifikate. Diese können nun von Unternehmen aus anderen Branchen genutzt werden, sodass eine durch das EEG motivierte Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien Kohlendioxideinsparungen in der Energiewirtschaft erzeugt, die dann an anderer Stelle wieder zunichte gemacht werden können (Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2004, 6 ff.).

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht eine Verpflichtung für Energieversorger vor, Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und entsprechend den im Gesetz festgelegten Sätzen zu vergüten. Die Sätze richten sich dabei nach der Art der Energie, nach Besonderheiten der Anlagen und nach der Leistung der Anlagen. So müssen die Energieversorger für eine Kilowattstunde Strom aus Wasserkraft eine Mindestvergütung von 3,7 bis 9,67 Cent zahlen, bei der Windenergie sind es mindestens 5,5 Cent für Strom aus Onshore- und 6,19 Cent für Strom aus

Offshore-Anlagen. Sonnenenergie kostet sogar mindestens 45,7 bis 57,4 Cent je Kilowattstunde (Tabelle 4). Dabei wird für Strom aus kleineren Anlagen ein höherer Garantiepreis gezahlt als für Strom aus größeren Anlagen. Der Vergütungssatz für neue Anlagen sinkt jährlich, wobei maßgeblich für die Vergütung der Satz im Jahr der Inbetriebnahme ist. Insgesamt wird in der Regel eine Abnahme der Energie über eine Periode von 20 Jahren vorgeschrieben. Eine Reduktion der Zahlungen für Strom aus einer einzelnen Anlage ist im Zeitverlauf nicht vorgesehen.

Das Gesetz folgt in weiten Teilen der Idee der Kostenerstattung. Dies zeigt sich beispielsweise in den unterschiedlichen Vergütungssätzen der einzelnen Energieformen sowie der Anlagengrößen: Die teurere Sonnenenergie erhält eine höhere Vergütung als die preiswertere Windkraft; teurere Kleinanlagen erhalten höhere Sätze als preiswertere größere Anlagen; Strom aus Offshore-Windkraft wird höher vergütet als Onshore-Strom; weniger ertragreiche Windenergieanlagen werden höher gefördert als ertragreichere Anlagen. Die Folge ist,

dass ein wirklicher Wettbewerb unter den einzelnen erneuerbaren Energien nur sehr begrenzt möglich ist. Potenziell ineffizientere Formen der Energieerzeugung werden stärker gefördert als die Varianten, die am ehesten konkurrenzfähig zu bestehenden konventionellen Kraftwerken werden könnten. Auch die lange Zeit der Förderung und die recht geringe Degression der Fördersätze für Neuanlagen sind nicht die besten Voraussetzungen für eine schnelle Heranführung an den nicht subventionierten Markt. Zudem werden die Folgekosten der erneuerbaren Energien – insbesondere die notwendige Bereitstellung von Reservekraftwerken sowie der zusätzliche Netzaufbau – nicht den erneuerbaren Energien zugerechnet, deren wahre Kosten somit verschleiert werden.

Eine gangbare Alternative zur Förderung alternativer Energien wäre es, den Energieversorgern die Einspeisung eines bestimmten Anteils von Strom aus erneuerbaren Quellen vorzuschreiben. Ein solches Quotenmodell existiert beispielsweise in Großbritannien (Staiß et al., 2005). Einen ähnlichen Vorschlag hat der Verband der Elektrizitätswirtschaft in die Diskussion eingebracht (VDEW, 2005). Die Verpflichtungen könnten analog zu den Kohlendioxid-Emissions-

Gesetzliche Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien

Tabelle 4

Energie	Vergütung in Cent ¹	Degression in Prozent ²
Wasserkraft	3,70–9,67	1,0
Deponiegas	6,65–7,67	1,5
Biomasse	8,40–11,50	1,5
Geothermie	7,16–15,00	1,0
Windenergie	5,50–6,19	2,0
Solarenergie	45,70–57,40	5,0–6,5

¹ Mindestvergütungen je eingespeiste kWh; tatsächliche Vergütung kann durch bestimmte Eigenschaften der Anlagen höher liegen; ² jährliche Degression für Neuanlagen;

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

rechten handelbar gemacht werden, sodass der gewünschte Anteil erneuerbarer Energien insgesamt möglichst günstig hergestellt werden kann. Auch könnte hier der Einsatz von erneuerbaren Energien an dafür besser geeigneten natürlichen Standorten im Ausland integriert werden. Mit einem solchen Modell käme es zu verstärktem Wettbewerb zwischen den einzelnen Formen der erneuerbaren Energien, deren Kosten sich schon heute in einem vertretbaren Rahmen bewegen oder die zumindest in absehbarer Zukunft wettbewerbsfähig sein könnten. Ein solches Konzept setzt nicht nur auf Kostensenkungen durch reine Lernkurveneffekte und durch Skaleneffekte. Vielmehr könnte hier auch der Ansporn des Wettbewerbs für eine schnell wirtschaftlicher werdende Bereitstellung erneuerbarer Energien sorgen. Gleichzeitig bedeutet dies aber auch, dass weniger wettbewerbsfähige Energieformen vom Wettbewerb ausgesondert werden. Eine Förderung der Sonnenenergie wäre in einem solchen Rahmen ohne zusätzliche Maßnahmen derzeit kaum möglich (Diekmann/Kemfert, 2005, 447 f.). Zudem wird der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nur bis zur vorgegebenen Quote ansteigen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht keine Mengenobergrenze der Förderung vor, sondern hat einen möglichst hohen Anteil der erneuerbaren Energien zum Ziel.

4.3 Der Energiemix als staatliche Aufgabe?

Eine eher grundsätzliche Frage ist die, welche Rolle der Staat bei der Gestaltung des Energiemix spielen sollte und wie weit seine Einflussmöglichkeiten gehen sollten. Im Kern ist dabei die Frage zu diskutieren, ob bei der Auswahl der Primärenergieträger für die Stromerzeugung eine Markt- oder eine Staatssteuerung vorherrschen soll. Die Berechtigung der staatlichen Einflussnahme auf den Energiemix kann sich aus der Diskussion über negative externe Effekte ableiten; auch Überlegungen zur Versorgungssicherheit können zusätzlich eine Rolle spielen.

Es ist jedoch zu diskutieren, ob dies tatsächlich durch weit reichende Eingriffe in den Energiemix bis hin zu konkreten Zielvorstellungen über die zukünftigen Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der Stromerzeugung erfolgen muss. Unterschiedliche staatliche Präferenzen für einzelne Energieträger, Subventionen und Sonderregelungen verzerren die Preise und können damit zu einem suboptimalen Marktergebnis führen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die einzelnen umweltpolitischen Instrumente nicht ausreichend aufeinander abgestimmt sind.

Das Ziel der staatlichen Stromanpolitik darf letztlich kein festgelegter Energiemix der Zukunft sein. Bezüglich der Technologie, mit der ein sicheres, kostengünstiges und umweltschonendes Stromangebot am besten erzeugt werden kann, sollte eine

weitgehende staatliche Neutralität herrschen. Mit welchen Primärenergieträgern dies erreicht werden kann, sollte sich durch Marktprozesse entscheiden. Letztlich können staatliche Institutionen nicht ex ante wissen, ob langfristig die Windenergie bessere Ergebnisse liefert oder optimierte konventionelle Kraftwerke. Dies kann nur durch einen marktmäßigen Prozess aus Versuch und Irrtum herausgefunden werden. Die staatliche Aufgabe besteht in erster Linie in der Setzung eines konsistenten Ordnungsrahmens. Die darin enthaltenen umweltpolitisch motivierten Elemente sollten aber für alle Arten der Stromerzeugung gleichermaßen gelten. Dies entspricht auch der Idee des Emissionshandels, durch den Ziele festgelegt werden – beispielsweise eine Reduktion der Kohlendioxidemissionen –, während die Marktteilnehmer selbst für den jeweiligen Einzelfall die passenden Mittel zur Erreichung dieser Ziele auswählen.

5

Energiemärkte und Wettbewerb

Wichtige Teile des Energiesektors waren für viele Jahrzehnte wettbewerbliche Ausnahmebereiche in Deutschland. Während die Erdölindustrie und damit verbundene Branchen dem normalen Wettbewerbsrecht mit Fusionskontrolle und Kartellverbot unterlagen, herrschten insbesondere für die Strom- und Gasmärkte besondere Regelungen, die regional abgeschottete Monopole vorsahen. Zudem spielten der Staat und hierbei vor allem auch die Kommunen als Akteure eine bedeutende Rolle, indem sie nicht nur Regeln setzten und Rahmenbedingungen definierten, sondern als Besitzer von Versorgungsunternehmen selbst als Anbieter im Markt tätig waren. Seit der Gründungsphase der Energieversorgungsunternehmen haben Wettbewerbsbeschränkungen und öffentliche Unternehmen eine prägende Rolle in der Energiewirtschaft gespielt. Das Energiewirtschaftsgesetz von 1935 bildete eine wichtige Voraussetzung für die Dominanz der Verbundunternehmen, nachdem noch in den zwanziger Jahren Strom aus industriellen Eigenanlagen rund 70 Prozent des Bedarfs der Industrieunternehmen deckte (Faridi, 2004). Auch im Anschluss an die Gründung der Bundesrepublik 1949 kam es nicht zu einer Liberalisierung der Stromversorgung in Deutschland (Gröner/Sauer, 1994, 331 f.).

Die Märkte waren geprägt durch Gebietsmonopole, welche die Abnehmer in ihrer Region exklusiv belieferten. Für derartige Regionalkartelle, die in anderen Wirtschaftsbereichen undenkbar wären und von den Wettbewerbsbehörden unter-

bunden würden, waren wettbewerbsrechtliche Ausnahmeregelungen geschaffen worden. Der Wechsel der Versorger, der – realisiert oder angedroht – für Wettbewerb unumgänglich ist, war somit für die allermeisten Abnehmer ausgeschlossen. Nur einzelne Unternehmen konnten sich dafür entscheiden, den benötigten Strom selbst zu produzieren, um sich so vom regional zuständigen Monopolisten unabhängig zu machen. Fehlender Wettbewerb auf dem Strommarkt charakterisierte aber nicht nur die Ebene der Distribution an die Endverbraucher, sondern insbesondere auch die Bereitstellung des Netzes und der dazugehörenden Regelenergie.

Hintergrund dieser für eine marktwirtschaftliche Wirtschaftsordnung untypischen Struktur sind besondere Charakteristika der Güter Strom und Gas, die wettbewerbliche Märkte lange verhindert haben und die auch heute noch verantwortlich sind für Probleme bei der Sicherstellung von Wettbewerb in den Branchen. Insbesondere ist dabei die Netzwerkproblematik zu nennen, die für beide Güter in unterschiedlichem Maße zutrifft. Im Unterschied zum Erdöl als Energieträger sind Strom und Gas leitungsgebunden. Sie können den Verbrauchern praktisch nicht zur Verfügung gestellt werden, ohne dass diese an ein entsprechendes Netz angebunden sind, welches die Quellen mit den Endverbrauchern verbindet. Die hohen Kosten des Netzes verteilen sich auf die Zahl der Nutzer, ohne dass zusätzliche Abnehmer die Kosten des Netzes deutlich erhöhen würden. Da mit einer Zunahme der Verbrauchsstellen mit dauerhaft sinkenden Durchschnittskosten des Netzbetriebs zu rechnen ist, wäre der Aufbau eines neuen, parallelen Netzes weder für einen konkurrierenden Anbieter noch gesamtwirtschaftlich sinnvoll. Es liegt ein natürliches Monopol vor. Erfahrungen in anderen Netzwirtschaften, beispielsweise im Bereich der Telekommunikation, haben deutlich gemacht, dass es trotz eines natürlichen Monopols im Netz zu wirksamem Wettbewerb kommen kann. Entscheidend ist dabei, dass das Netzmonopol so reguliert werden muss, dass die dem Monopol innewohnenden Ineffizienzen und Renten möglichst weit reduziert werden und somit die Netzinfrastruktur kostengünstig angeboten wird und dass konkurrierende Anbieter auf den Märkten zum Zuge kommen können, welche die Infrastruktur für die Produktion beziehungsweise Distribution ihrer Dienste verwenden.

Im Fall des Stroms bezieht sich der Netzbegriff nicht nur auf die beobachtbare Ansammlung von Stromleitungen über und unter der Erde. Zum Netzbetrieb gehören hier noch weitere wichtige Elemente. Um das Stromnetz stabil aufrechtzuerhalten, muss die eingespeiste Energie zu jedem Zeitpunkt der insgesamt aus dem Netz entnommenen Energie entsprechen. Hierzu muss kurzfristig verfügbare Energie bereitgehalten werden, die je nach Nachfrageschwankungen zur Verfügung gestellt wird. Dabei gibt es gut vorhersehbare Nachfrageveränderungen,

beispielsweise wird tagsüber eine andere Strommenge verbraucht als nachts, worauf sich das Stromangebot gut einstellen kann. Andere Nachfrageschwankungen sind nicht vorherzusehen, hier müssen Kraftwerke bereitstehen, die kurzfristig ihre Leistung erhöhen oder absenken können. Auch Schwankungen im Angebot, etwa durch die schlecht zu kalkulierende Windkraft, müssen durch Energie aus anderen Kraftwerken ausgeglichen werden. Erst mit der bedarfsgerecht eingespeisten Regelernergie, die für den Ausgleich von eingespeister und entnommener Strommenge sorgt, kann von einer funktionierenden Netzinfrastruktur gesprochen werden.

Ein natürliches Monopol im Leitungsnetz bedeutet jedoch nicht, dass Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft dauerhaft unterbleiben oder gar verhindert werden müsste. Die ordnungspolitische Aufgabe liegt insbesondere darin, dafür zu sorgen, dass die Unwirtschaftlichkeit von Parallelleitungen nicht zu Wettbewerbsbeschränkungen in darüber hinausgehenden Bereichen führt. Überlegungen hierzu wurden in Deutschland schon in den sechziger Jahren öffentlich diskutiert, ohne dass es auf nationaler Ebene zu einer Stärkung des Wettbewerbs am Strommarkt gekommen wäre (Gröner, 1975, 410 ff.).

6

Europäische Energiepolitik für mehr Wettbewerb

Die Besonderheiten der Energiemarktordnung waren primär technologiebedingt und schon daher kein typisch deutsches Phänomen. Zahlreiche Länder haben in der Vergangenheit verschiedene Erfahrungen mit der Regulierung von Energiemärkten gemacht. In praktisch ganz Europa waren die Energieversorger streng reguliert beziehungsweise direkt in staatlicher Hand. Wettbewerb zwischen mehreren Anbietern auf diesen Märkten war nicht gegeben. Auch spielte die grenzüberschreitende Energieversorgung lange Zeit keine nennenswerte Rolle. Die einzelnen Energiemarkt- und Netzmonopole waren regionale oder nationale Monopole, die einer Internationalisierung des Energiesektors im Wege standen. Dies galt insbesondere für die Versorgung der Endverbraucher mit Strom oder Gas. Hier waren praktisch nur inländische Gesellschaften tätig. Auf Produzentenebene kam es hingegen zu einem internationalen Austausch. Nicht nur Gas als Primärenergieträger wurde importiert, auch Strom wurde von einem Land ins andere transferiert.

Öffnung der Energiemärkte in Europa

Tabelle 5

in Prozent

	Öffnung des Strommarktes	Öffnung des Gasmarktes
Deutschland	100	100
Österreich	100	100
Finnland	100	–
Frankreich	70	70
UK*	100	100
Irland	56	86
Belgien	90	90
Niederlande	100	100
Spanien	100	100
Italien	79	100

* Vereinigtes Königreich;
Quelle: Europäische Kommission, 2005

Spätestens in den neunziger Jahren wurden in vielen Ländern neue Strukturen auf den Energiemärkten installiert. Hier spielten insbesondere die Marktöffnung und die Schaffung von weiteren Voraussetzungen für mehr Wettbewerb eine entscheidende Rolle. Inzwischen ist in den meisten der größeren bisherigen Mitgliedstaaten der Europäischen Union eine weitgehende Marktöffnung für Strom und Gas festzustellen, die jedoch vielfach erst auf Druck der Europäischen Kommission zustande gekommen ist (Tabelle 5).

Dabei sagt diese theoretische Marktöffnung nur wenig über die tatsächliche

Wettbewerbssituation aus. Sie beschreibt lediglich, wie groß die Marktsegmente sind, auf denen alternative Anbieter tätig werden dürfen. Dennoch können unterschiedliche Marktregeln dazu führen, dass es zu keiner Konkurrenzsituation kommt und dass nur wenige Energieversorger versuchen, in andere europäische Märkte vorzudringen, sodass trotz der formalen Öffnung der Märkte für den Wettbewerb nach wie vor monopolistische Marktstrukturen bestehen können. Dies kann beispielsweise dann der Fall sein, wenn die Inhaber der Netzmonopole mit überhöhten Durchleitungspreisen Wettbewerb verhindern, obwohl die Marktöffnung auch für Konkurrenzanbieter theoretisch bereits erfolgt ist.

Nicht nur die Staaten der Europäischen Union haben versucht, Wettbewerb auf Energiemärkten zu initiieren. Weitere Liberalisierungsversuche der Strommärkte gab es beispielsweise in den USA. Bekannt ist vor allem das Beispiel Kaliforniens. Stromausfälle nach der Liberalisierung haben dazu geführt, dass die Sorge vor der Deregulierung von staatlich dominierten Märkten für Netzgüter gewachsen ist (Kuhlmann, 2004). Hintergrund der kalifornischen Schwierigkeiten war jedoch primär die Art der Liberalisierung und der verbleibenden Regulierung. Insbesondere hat es sich negativ ausgewirkt, dass die Endverbraucherpreise festgeschrieben wurden, während gleichzeitig der Bau neuer Kraftwerke praktisch unmöglich war. Gleichzeitig stieg die Nachfrage nach Strom aufgrund des deutlichen Wirtschaftswachstums in den neunziger Jahren sowie durch besonders warme Sommer, in denen der Stromverbrauch durch die Klimaanlage in die Höhe getrieben wurde. Die Kombination aus festen Endverbraucherpreisen, einer praktisch festgelegten

maximalen Angebotsmenge und einer steigenden Nachfrage musste zu den dann beobachteten Stromknappheiten und Blackouts führen. Spätestens diese Erfahrungen haben deutlich gemacht, dass der regulatorische Ordnungsrahmen für den liberalisierten Strommarkt sorgfältig gestaltet werden muss.

Energiepolitische Fragestellungen haben im Prozess der europäischen Integration von Anfang an eine wichtige Rolle gespielt. Schon bei der Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) 1951 stand ein Energieträger im Mittelpunkt. Hier ging es jedoch weniger um die Bewahrung von Wettbewerb als vielmehr darum, die Versorgung mit Kohle und Stahl zu sichern und einer gemeinsamen Verantwortung zu unterstellen, auch um nach den Erfahrungen des Zweiten Weltkriegs den Missbrauch dieser Ressourcen und Industrien für Rüstungszwecke zu verhindern. Einen deutlicheren energiepolitischen Hintergrund hatte jedoch die Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (Euratom), die 1957 zur gemeinsamen Förderung der friedlichen Nutzung der Kernenergie ins Leben gerufen wurde. Kernenergie wurde zu jener Zeit als wichtigste zivile Energiequelle der Zukunft angesehen. Weitere originäre energiepolitische Kompetenzen sollen der Europäischen Union erst mit dem neuen Verfassungsvertrag zugebilligt werden (Eickhof/Holzer, 2004).

Mit der Schaffung des Europäischen Binnenmarktes wurde Anfang der neunziger Jahre ein umfangreiches Programm der Gütermarktliberalisierung umgesetzt, das auf der Etablierung des Ursprungslandprinzips, verbunden mit einem Mindestmaß an gemeinschaftlicher Regulierung, basierte. Nicht nur Zollschränken, auch unterschiedliche Regelungen wurden als Wettbewerbshindernisse erkannt. Ziel war die Schaffung eines wirklich gemeinsamen Binnenmarktes, in dem Produkte gehandelt werden können, sofern sie den Regeln des Landes entsprechen, in dem sie produziert werden. Damit sollte der innereuropäische Handel nicht mehr durch administrative Hürden der Importländer behindert werden, die einheimische Produzenten schützen wollen. Auch die europäische Wettbewerbspolitik wurde gestärkt. Zu den markanten Ergebnissen der von der Europäischen Gemeinschaft ausgehenden Wettbewerbspolitik gehört beispielsweise die Liberalisierung der Telekommunikationsmärkte. Damit verbunden waren eine Auflösung von traditionellen Netzmonopolen, deutlich zunehmender Wettbewerb sowie stark und schnell sinkende Preise für die Konsumenten.

Erste Versuche zur Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes für Strom gab es bereits im Zuge der Vorarbeiten für die Vollendung des EG-Binnenmarktes 1992. Seit 1987 entwickelte die Kommission Vorschläge für eine Marktöffnung, die jedoch nur sehr zögerlich verwirklicht wurden (Sauer, 1992; Gröner/Sauer, 1994, 332 ff.). Die Erfolge der Gütermarktliberalisierung standen in den neunziger

Jahren auch bei der weiteren Forcierung der Deregulierung der Energiemärkte Pate, ebenso bei der langsamer verlaufenden Öffnung der Dienstleistungsmärkte für europäische Anbieter. Auch im Energiesektor sollte Wettbewerb in bisher monopolisierten Netzwirtschaften ermöglicht werden, wodurch Effizienzgewinne und Kostensenkungen zu erwarten waren. Die Europäische Kommission hat in mehreren Richtlinien versucht, in den nationalen Märkten Wettbewerb zu schaffen und zugleich eine weitere grenzüberschreitende Integration der Märkte zu erreichen, die in der Vergangenheit weitgehend getrennt waren. Nachdem die einzelnen Mitgliedstaaten auf sehr unterschiedliche Weise versucht haben, die Vorgaben der Richtlinien umzusetzen, ohne dass überall eine befriedigende Marktöffnung und eine entsprechende Wettbewerbssituation erreicht werden konnten, hat die Kommission mit der Beschleunigungsrichtlinie von 2003 die Sicherung des Wettbewerbs durch die Schaffung nationaler Regulierungsbehörden für die Strom- und Gasmärkte verbindlich vorgeschrieben. Immer noch ist die Liberalisierung der Märkte in den einzelnen Ländern jedoch sehr unterschiedlich weit fortgeschritten.

6.1 Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt von 1996

Die ersten Versuche der Europäischen Union, eine Liberalisierung der Energiemärkte durchzusetzen, waren ein verspäteter Ausfluss des umfangreichen Programms zur Schaffung eines gemeinsamen Europäischen Binnenmarktes, in dem die vier Grundfreiheiten für Waren, Personen, Kapital und Dienstleistungen verwirklicht werden sollten. Die Vollendung dieses Programms gestaltete sich jedoch schwierig und ist bis heute nicht abgeschlossen. Verglichen mit der Schaffung einer Dienstleistungsrichtlinie, die den freien Handel mit Dienstleistungen innerhalb der Europäischen Union sicherstellen soll und die noch 2005 intensiv diskutiert wird, sind die ersten Schritte zur Liberalisierung des Energiesektors sogar frühzeitig erfolgt.

Mit den Zielen der Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt von 1996 (Richtlinie 96/92/EG) – Schaffung eines Binnenmarktes für Elektrizität, Verringerung von Produktionskosten durch Wettbewerb, Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Europa, Steigerung der Effizienz im Energiesektor, Abschaffung von Handelshemmnissen, Versorgungssicherheit und Umweltschutz (Kreis, 2004, 46) – werden wettbewerbspolitische und energiepolitische Vorstellungen verfolgt. Dazu soll die Öffnung der europäischen Energiemärkte erreicht, diskriminierungsfreier Zugang sichergestellt sowie Quersubventionierungen und Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden. Verglichen mit der Beschleunigungsrichtlinie von 2003 waren die Maßnahmen jedoch weniger weitreichend. So wurde die Form, in der Wettbewerb auf den Strommärkten und insbesondere

beim Netzzugang gesichert werden sollte, den Mitgliedstaaten überlassen, die zumeist auf staatliche Überwachungsinstanzen, im Falle Deutschlands jedoch auf freiwillige Vereinbarungen der betroffenen Wirtschaftsbereiche setzten. Zur Vermeidung von Diskriminierungstatbeständen beim Netzzugang waren integrierte Energieversorger verpflichtet, getrennte Konten für den Netzbereich zu führen. Für die Marktöffnung waren Stufenpläne vorgesehen, nach denen immer größere Marktanteile auch für ausländische Anbieter geöffnet werden mussten. Obgleich dieser Aspekt der Marktöffnung, also die legale Zulässigkeit von Verträgen mit alternativen Anbietern von Strom, bereits recht weit fortgeschritten und in vielen Ländern vollständig verwirklicht ist, konnte mit der Richtlinie von 1996 allein kein wirklich funktionierender Wettbewerb auf einem gemeinsamen Binnenmarkt für Strom initiiert werden.

6.2 Beschleunigungsrichtlinie von 2003

Die EU-Beschleunigungsrichtlinie vom 26. Juni 2003 (Richtlinie 2003/54/EG) war vor allem eine Reaktion auf die bis dahin unbefriedigend langsam verlaufene Liberalisierung in einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Zwei Elemente der Richtlinie wurden als zentral angesehen für die weitere Forcierung der Marktöffnung und für die Schaffung von Wettbewerb für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas: zum einen die Einrichtung einer oder mehrerer zwingend vorgeschriebener nationaler Regulierungsbehörden, welche die Wettbewerbsaufsicht über die Netzmärkte übernehmen sollten; zum anderen die Unbundling genannte teilweise Entflechtung integrierter Versorgungsunternehmen. Damit soll vor allem die Trennung des Netzes und des Netzbetriebs von anderen Tätigkeiten wie der Energieerzeugung und dem Vertrieb sichergestellt werden.

Das Konzept einer Regulierungsbehörde basiert auf der Überlegung, dass besondere Marktstrukturen, wie sie im Fall der leitungsgebundenen Energien mit der Netzproblematik eines natürlichen Monopols vorhanden sind, einer besonderen wettbewerbsrechtlichen Behandlung bedürfen, wenn wettbewerbsliche Strukturen in den ehemaligen Monopolen aufgebaut und gesichert werden sollen. Die Kommission hält hier die übliche Missbrauchsaufsicht der Kartellbehörden für nicht ausreichend. Auch freiwillige Vereinbarungen mit dem Ziel der Marktöffnung, die als Element der Selbstregulierung möglich waren und die in Deutschland in Form von Verbändevereinbarungen verwirklicht wurden, reichen laut der Beschleunigungsrichtlinie nicht mehr aus, um Wettbewerb in Strom- und Gasnetzen zu ermöglichen und dauerhaft zu sichern.

Ein zweiter wesentlicher Baustein der Beschleunigungsrichtlinie ist das so genannte Unbundling. Damit wird die Trennung der Infrastrukturbereiche des

Netzes, in denen natürliche Monopole vorliegen und in denen aufgrund der Marktbedingungen spezifische Regulierungen notwendig sind, von den Bereichen der Dienste beschrieben, in denen Wettbewerb im Prinzip ohne besondere Maßnahmen möglich ist. Ziel ist hierbei, eine Ausnutzung der Monopolmacht und die Übertragung auf vor- oder nachgelagerte Teilmärkte zu verhindern. Beispielsweise soll so sichergestellt werden, dass der Netzzugang nicht diskriminierend zulasten anderer Stromanbieter geregelt wird. Verschiedene Formen des Unbundlings sind vorstellbar. Sie reichen von der buchhalterischen Trennung der Bereiche, wodurch Diskriminierungen und Quersubventionierungen der wettbewerblichen Dienste durch Monopolrenten aus der Infrastruktur offen gelegt und damit kontrolliert werden, über die rechtliche Entflechtung, die zur Ausgründung des Netzbetriebs in eigene, rechtlich selbstständige Gesellschaften führt, bis hin zur organisatorischen Trennung der Bereiche, bei der beispielsweise personelle Verflechtungen abgebaut werden, und der eigentumsrechtlichen Trennung, also dem Verkauf des Netzes oder der anderen Strommarktaktivitäten an Dritte. Dies könnte so weit gehen, dass etablierte Stromanbieter sich von ihren Netzen trennen müssten, wie dies beispielsweise beim Bahnverkehr in Deutschland mit der Trennung von Betrieb und Schiene diskutiert und in England bereits verwirklicht wurde.

6.3 Separierte Strommärkte in Europa

Die europäischen Energiemärkte müssen nach wie vor als wenig integriert angesehen werden. Dafür spricht der insgesamt relativ niedrige Anteil der Stromimporte am gesamten Stromverbrauch in den meisten Mitgliedstaaten. Die immer noch verbreitete Abschottung und die teilweise wenig wettbewerbliche Ausgestaltung der nationalen Energiemärkte haben weitere Integrationsfortschritte bisher erschwert. Auch die technischen Voraussetzungen für stärkeren innereuropäischen Stromhandel könnten noch verbessert werden. Entscheidend sind dafür ausreichende Verknüpfungspunkte zwischen den jeweiligen nationalen Stromnetzen (Kuppelstellen). Ähnliches gilt für den Gassektor, wo parallel verlaufende Ferngaspipelines den Wettbewerb auf der entsprechenden Ebene weiter forcieren könnten.

Es gibt eine Reihe von Unterschieden zwischen den einzelnen nationalen Energiemärkten. Bei den Grundlagen der Energieversorgung sind sehr unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt worden. Der deutsche Energiemix beispielsweise beinhaltet einen relativ hohen Anteil von Braun- und Steinkohle; alternative Energiequellen – allen voran die Windkraft – haben dank massiver Förderung Marktanteile gewonnen, ohne dass sie bisher wirklich zu einer tragenden Säule der Energieversorgung geworden sind. In Frankreich hingegen spielt die Kernenergie eine überragende

Rolle bei der Stromerzeugung. Von besonderer Relevanz sind auch die divergierenden Strukturen der Strom- und Gasmärkte. Insbesondere die unterschiedlichen Wettbewerbsintensitäten und damit verbunden die Möglichkeiten des Netzzugangs im Wettbewerb um industrielle Abnehmer und Haushaltskunden machen deutlich, dass die Vollendung eines gemeinsamen Binnenmarktes für Strom und Gas in Europa noch nicht gelungen ist. Die EU-Mitgliedstaaten haben die europäischen Richtlinien auf teilweise sehr unterschiedliche Weise umgesetzt. So sollte die Marktöffnung in Deutschland über eine Verbändevereinbarung erfolgen, andere Länder haben von Anfang an das Konzept der Regulierungsbehörde umgesetzt. Die Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinie greifen die unterschiedlichen Erfahrungen auf und sollen zu einem engeren Gleichschritt der Regierungen bei der Liberalisierung beitragen.

Die Unterschiede der Energiemärkte und insbesondere die divergierenden Wettbewerbsverhältnisse machen sich letztendlich im Marktergebnis, vor allem im Preis der Energie, bemerkbar. Der Vergleich zeigt deutliche Preisunterschiede innerhalb Europas (Tabelle 6). So zahlen Industriekunden in Italien mehr als doppelt so viel für den Strom wie ihre Konkurrenten im Vereinigten Königreich. Private Haushalte müssen in Italien sogar fast den dreifachen Betrag entrichten, den die Bewohner Griechenlands zu zahlen haben. Die erheblichen Preisunterschiede für das homogene Gut Strom deuten darauf hin, dass von einem tatsächlich vollendeten Binnenmarkt, auf dem der Marktpreismechanismus einen relativ einheitlichen Preis herausbildet, noch keine Rede sein kann.

Die Preisunterschiede sind auf zahlreiche Faktoren zurückzuführen. Dabei spielt die Qualität der Versorgungssicherheit eine Rolle, aber auch die bestehenden Wettbewerbssituationen in den einzelnen Ländern. Weitere Anteile der Preisunterschiede erklären sich durch die divergierenden staatlichen Preisanteile.

Stromkosten in Europa Tabelle 6
in Cent je Kilowattstunde (kWh)

	Industriekunden		Haushaltskunden	
	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern
Italien	8,31	10,62	14,40	19,70
Niederlande	5,55	7,07	11,02	19,55
Deutschland	6,76	9,27	13,34	17,85
Belgien	5,27	7,15	11,16	14,81
Irland	7,74	9,06	11,97	14,36
Österreich	4,68	8,08	9,64	14,13
Schweden	3,82	3,88	8,46	13,97
Portugal	6,38	6,70	13,13	13,81
Frankreich (Paris)	4,55	5,89	9,05	12,14
Spanien	5,79	7,06	9,00	10,97
UK*	4,29	5,25	10,15	10,65
Finnland	4,96	6,61	7,92	10,57
Griechenland	5,41	5,84	6,37	6,88

* Vereinigtes Königreich; Stand: 1. Januar 2005; Industriekunden: Jahresverbrauch 24 GWh; Haushaltskunden: Jahresverbrauch 3.500 kWh, davon 1.300 kWh Nachtstrom;
Quelle: Eurostat

Steuern, Konzessionsabgaben oder Zusatzlasten für alternative Energieträger und die Kraft-Wärme-Kopplung machen in Deutschland inzwischen einen erheblichen Teil der Endverbraucherpreise für Strom aus.

Innerhalb der Europäischen Union ist die steuerliche Belastung des elektrischen Stroms sehr unterschiedlich ausgeprägt. Für Haushaltskunden liegt der Anteil der Steuerbelastung am Strompreis in Portugal und im Vereinigten Königreich unter 5 Prozent, in den Niederlanden hingegen bei 43,6 Prozent. Für Industriekunden ist diese Spanne ähnlich groß. Österreich liegt hier mit einer Steuerbelastung von 42,1 Prozent mit deutlichem Vorsprung an der Spitze, Schweden dagegen mit nur 1,5 Prozent am Ende der Skala (Tabelle 7).

Anteil der Steuerbelastung am Strompreis 2005

Tabelle 7

in Prozent

	Haushaltskunden	Industriekunden
Niederlande	43,6	21,5
Schweden	39,4	1,5
Österreich	31,8	42,1
Italien	26,9	21,8
Frankreich (Paris)	25,5	22,8
Deutschland	25,3	27,1
Finnland	25,1	25,0
Belgien	24,6	26,3
Spanien	18,0	18,0
Irland	16,6	14,6
Griechenland	7,4	7,4
Portugal	4,9	4,8
UK*	4,7	18,3

* Vereinigtes Königreich;
Quellen: Eurostat, eigene Berechnungen

Trotz der unterschiedlichen Energiemarktstrukturen und der stark divergierenden Liberalisierungsfortschritte haben die Energiepreise insgesamt durch die Liberalisierung der Märkte seit Anfang der neunziger Jahre abgenommen. In den ersten Jahren nach der Marktöffnung war beispielsweise beim Strom für kleinere Industriekunden ein deutlicher Preisrückgang festzustellen (Abbildung 4). In Deutschland war der Rückgang des Strompreises ohne Steuern mit bis zu mehr als 20 Prozent inklusive Steuern recht hoch, in Frankreich konnten die Industrie-

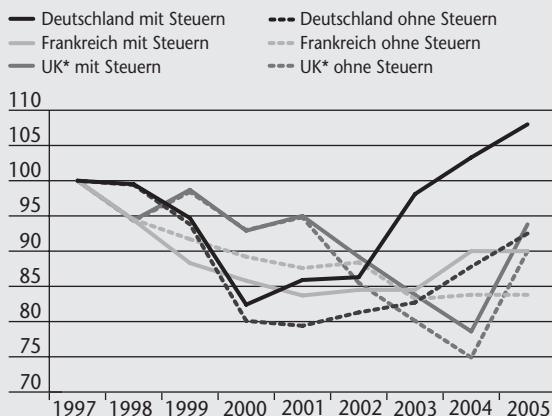
kunden rund 15 Prozent sparen. Im Vereinigten Königreich lagen die Einsparungen in einer ähnlichen Größenordnung. Die zusätzliche Absenkung der Stromkosten auf nur noch 75 Prozent des Ausgangsniveaus im Jahr 2004 wurde inzwischen wieder zurückgenommen. Der zwischenzeitlich erzielte Liberalisierungsgewinn ist zumindest in Deutschland durch die deutliche Erhöhung der Staatslasten auf Energie – nämlich die neu eingeführte Stromsteuer sowie die Zusatzlasten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz und durch die Kraft-Wärme-Kopplung – wieder aufgezehrt worden, sodass die Kunden von dem gesteigerten Wettbewerb nicht mehr profitieren können. Der aktuelle Anstieg ist in allen Ländern insbesondere auf die weltweit gestiegene Energienachfrage zurückzuführen.

Für die Europäische Union spielt das Ziel einer Vertiefung der Integration der Märkte eine selbstständige, wesentliche Rolle. Hohe Kostenunterschiede für homogene Güter in unterschiedlichen Ländern werden dabei als Indikator für getrennte Märkte angesehen. Ein weiteres wichtiges Maß für die Integration der Märkte ist der Offenheitsgrad, der üblicherweise als Ver-

Industriestrompreise nach der Liberalisierung

Abbildung 4

1997 = 100



* Vereinigtes Königreich; Industriekunden: Jahresverbrauch 2.000 MWh, jeweils 1. Januar;
Quellen: Eurostat, eigene Berechnungen

hältnis der Exporte und Importe zur Produktion definiert wird. Ein Blick auf den Strommarkt zeigt interessante Entwicklungen. Dabei ist das absolute Niveau der Offenheit hier weniger interessant, da der Gutscharakter des Stroms erheblichen Einfluss auf den marktgerechten Offenheitsgrad haben kann. Auch der internationale Vergleich ist hier nur begrenzt aussagefähig, da das Gesamtbild durch eine Reihe von spezifischen Merkmalen der nationalen Strommärkte verzerrt sein kann. Diese Merkmale müssen nicht unbedingt etablierte Marktschranken sein, die den Wettbewerb behindern. Sie können beispielsweise in der Größe des Landes oder der Verteilung der Kraftwerke begründet sein.

Von besonderem Interesse für die Analyse von Integrationsfortschritten ist jedoch die Veränderung des Offenheitsgrades auf dem Strommarkt im zeitlichen Ablauf. Dabei ist festzuhalten, dass bis auf eine Ausnahme alle Länder nach der Liberalisierung in den neunziger Jahren eine höhere Außenhandelsorientierung aufweisen konnten als zehn Jahre zuvor (Tabelle 8). Diese Ausnahme ist das Vereinigte Königreich, das schon aufgrund seiner Insellage ebenso wie Irland ohnehin nur einen sehr geringen Import und Export von Strom aufweisen kann. Insgesamt hat die Öffnung der Elektrizitätsmärkte, wie sie die Europäische Kommission forciert hat, aber ohne Zweifel zu einer tiefer gehenden Integration der Märkte in Richtung eines funktionierenden gemeinsamen Binnenmarktes für elektrische Energie beigetragen.

Offenheitsgrad* der Strommärkte in Europa Tabelle 8

	1992	2002
Dänemark	0,48	0,54
Österreich	0,36	0,50
Belgien	0,17	0,33
Niederlande	0,12	0,28
Portugal	0,13	0,24
Schweden	0,14	0,24
Finnland	0,18	0,21
Italien	0,17	0,19
Deutschland	0,12	0,16
Frankreich	0,14	0,16
Griechenland	0,04	0,12
Spanien	0,05	0,09
Irland	0,00	0,03
UK**	0,06	0,03

*Offenheitsgrad: Internationaler Handel (Importe + Exporte) im Verhältnis zur inländischen Produktion; ** Vereinigtes Königreich;
 Quellen: Eurostat, eigene Berechnungen

Die Schaffung von Wettbewerb in Märkten mit traditionellen natürlichen Monopolen zählt zu den anspruchsvollsten Aufgaben der Wirtschaftspolitik, die in den letzten Jahren in Angriff genommen wurden. Die Erfahrungen in Deutschland waren bisher recht vielfältig. Während in den Telekommunikationsmärkten heute Wettbewerb herrscht, von dem die Kunden durch niedrigere Preise profitieren, ist beispielsweise in der Wasserwirtschaft die Marktöffnung noch nicht vorangekommen. Die Europäische Union hat spätestens seit dem Binnenmarktprogramm die Rolle des Liberalisierungsmotors für die nationalen Wirtschaftspolitiken übernommen. Das Verbot, andere europäische Anbieter am Marktzutritt zu hindern, sowie die strenge

Beihilfekontrolle der Europäischen Kommission haben in weiteren Märkten für mehr Wettbewerb und marktwirtschaftlichere Strukturen gesorgt. An zahlreichen Stellen wird von der Union eine klare Durchsetzung der Trennung von öffentlichen Aufgaben durch privilegierte Anbieter auf der einen und Wettbewerbslösungen auf freien Märkten auf der anderen Seite erwartet. Oftmals kann die Kommission ordnungspolitische Grundsätze durchsetzen, ohne regionale politische Interessen und Verflechtungen berücksichtigen zu müssen. Die Rolle des mit entsprechenden Kompetenzen ausgestatteten „marktwirtschaftlichen Gewissens“ der europäischen Wirtschaftspolitik, welche die Kommission bei der Durchsetzung von Wettbewerb auf bisher teilweise monopolisierten, teilweise durch Sonderregeln abgeschotteten Märkten sowie bei der Reduzierung von Privilegien für einzelne Marktteilnehmer in den Mitgliedsländern ausfüllt, zählt sicher zu den wichtigsten wirtschaftlichen und politökonomischen Erfolgen des europäischen Einigungsprozesses.

Deutschland

Der deutsche Energiemarkt war traditionell durch streng abgegrenzte Regionalmonopole geprägt. Dies wurde erst durch die Liberalisierungsvorgaben der Europäischen Union gelockert. Mit der Marktöffnung kam es zu einem massiven Konsolidierungsprozess innerhalb der Branche. Zahlreiche kommunale Stadt-

werke, die bisher die Versorgung der Haushalte übernommen hatten, wurden von größeren Konzernen übernommen. Inzwischen dominieren vier große Anbieter den Strommarkt. Da die Anbieter weiterhin recht deutlich regional voneinander getrennt arbeiten, stellt sich die Frage, wie intensiv der Wettbewerb tatsächlich geworden ist (Monopolkommission, 2004, 523 ff.).

Die Marktöffnung wurde in Deutschland durch das Instrument der Verbändevereinbarung durchgeführt, in der sich die Verbände der Energieversorgungsunternehmen gemeinsam mit Vertretern der Industriekunden über die Regeln für den Marktzutritt geeinigt haben. Erst mit der Beschleunigungsrichtlinie der Europäischen Union wurde diese Verbändevereinbarung hinfällig und der Aufbau einer Regulierungsbehörde zwingend. Dieser wird mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 2005 die Aufsicht über die Netzenergien Strom und Gas übertragen. Hierfür soll nach einem Übergangszeitraum eine Form der Anreizregulierung entwickelt werden, mit der eine Obergrenze für die Netzdurchleitungspreise festgesetzt wird, aus der sich Anreize der Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen ergeben. Gleichzeitig werden die Unbundling-Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinie für alle größeren Energieversorgungsunternehmen umgesetzt.

Die Liberalisierungsschritte des Jahres 1998 hatten zu zeitweise deutlich fallenden Strompreisen geführt (Abbildung 4). Zwar liegen die Strompreise vor Steuern nicht mehr um rund ein Viertel niedriger als vor der Liberalisierung, dennoch konnte ein Liberalisierungsgewinn in Form einer Strompreissenkung von fast einem Fünftel für Industriestrom realisiert werden. Wenn jedoch alle Steuern und weitere staatlich verursachte Zusatzlasten für Strom berücksichtigt werden, liegt der Preis wieder über dem Ausgangsniveau vor der Liberalisierung. Die Liberalisierungsdividende ist folglich vollständig in staatlich bestimmte Verwendungen geflossen – teils in das allgemeine Steueraufkommen, teils in die umweltpolitisch motivierte Förderung bestimmter Energieformen. Insbesondere durch die Einführung der

Staatlich verursachte Zusatzlasten für Strom

Tabelle 9

in Milliarden Euro

	Stromsteuer	Erneuerbare-Energien-Gesetz	Konzessionsabgabe	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz	Gesamt
1998	–	0,3	2,0	–	2,3
1999	2,1	0,3	2,0	–	4,4
2000	3,4	0,9	2,1	0,6	6,9
2001	4,3	1,2	2,0	1,0	8,5
2002	5,1	1,6	2,1	0,7	9,4
2003	6,5	1,9	2,2	0,8	11,4
2004	6,6	2,3	2,2	0,7	11,8
2005	6,6	2,4	2,1	0,8	11,8

2005: Schätzung;
Quelle: VDEW

Stromsteuer als Element der so genannten Ökosteuern sowie durch die deutlich ausgeweitete Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung haben sich diese Lasten zwischen 1998 und 2005 von 2,3 Milliarden Euro auf 11,8 Milliarden Euro mehr als verfünffacht, wobei die Mehrwertsteuer noch nicht berücksichtigt ist (Tabelle 9).

Skandinavien

Generell gelten die skandinavischen Länder als besonders aufgeschlossen gegenüber liberalisierten und wettbewerblichen Elektrizitätsmärkten (Welfens et al., 2004, 9 ff.). Als ein Pionier der Strommarktliberalisierung gilt Norwegen, das schon 1991 die notwendige rechtliche Basis gelegt hat (Hense/Schäffner, 2004, 23 ff.). Damit handelte das EU-Nichtmitglied, lange bevor die Europäische Union den Wettbewerb auf den Strommärkten ihrer Mitgliedstaaten forcierte. Zwar wurde in Norwegen eine Wettbewerbskontrolle eingeführt. Diese ging jedoch nicht einher mit einer umfassenden Privatisierung oder einer weitgehenden Desintegration der Unternehmen; lediglich buchhalterisches Unbundling wurde vorgeschrieben. Eine zentrale Regulierungsbehörde erteilt Konzessionen an Netzbetreiber und legt vorab die Netzzugangsentgelte fest. Zu Beginn der Liberalisierung erfolgte dies entsprechend dem Ansatz einer Cost-Plus-Regulierung. Den Kosten der Durchleitung wurde eine vorgegebene Rendite hinzugerechnet, woraus sich die Preisgestaltung ableitete. In der zweiten Regulierungsperiode ab 1997 wurde hingegen eine Erlösobergrenze festgelegt, während auf die Regulierung einzelner Preise verzichtet wurde. Bei der Preisfestsetzung haben die Netzbetreiber so einige Freiheiten, lediglich der diskriminierungsfreie Zutritt zum Netz ist sicherzustellen. Überhöhte Erlöse müssen im folgenden Jahr an die Endverbraucher erstattet werden.

Etwas später als Norwegen hat sich das EU-Mitglied Finnland zu einer Liberalisierung des Strommarktes entschlossen (Hense/Schäffner, 2004, 28 ff.). Die Anfänge 1995 lagen jedoch noch vor den Vorgaben der EU, auch die vollständige Marktöffnung kam 1997 früher als in anderen Ländern. In vielen Mitgliedstaaten ist sie bis heute nicht verwirklicht (Tabelle 5). Im Gegensatz zu vielen anderen Ländern verfolgt die finnische Regulierungsbehörde eine nachträgliche kostenorientierte Kontrolle. Mit ihrer fallweisen Überprüfung reagiert die Behörde auf Beschwerden oder wird im Falle eines Missbrauchsverdachts selbst tätig. Um zu verhindern, dass die kostenorientierte Regulierung zu Kostensteigerungen führt, wurde als weiteres Standbein ein Benchmarking-System eingeführt, das die Unternehmen zu Effizienzsteigerungen anregen soll. Durch die EU-Beschleunigungsrichtlinie sind allerdings auch hier einige Anpassungen vorzunehmen.

Insbesondere sollen die Überprüfungen zukünftig für alle Unternehmen durchgeführt werden, um eine effektive Missbrauchskontrolle sicherzustellen.

Österreich

Österreich gehörte wie Deutschland nicht zu den Vorreitern einer liberalen Energiewirtschaftsordnung. Auch hier herrschten vertikal integrierte regionale Monopole vor, die zudem noch in staatlichem Besitz waren (Hense/Schäffner, 2004, 34 ff.). Erst mit der Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt von 1996 kam es zu Teilprivatisierungen der Gesellschaften. Inzwischen ist der Strommarkt vollständig geöffnet, alle Kunden können die Anbieter prinzipiell frei wählen. Die Stärkung des Wettbewerbs hat insgesamt zu deutlichen Preissenkungen und entsprechend positiven Wohlfahrtseffekten geführt (Kratena, 2004).

Mit dem Aufbau einer Regulierungsbehörde wurde auch die rechtliche und buchhalterische Entflechtung vorangetrieben. Der Netzzugang wird in Österreich durch eine Ex-ante-Regulierung gestaltet, die auf kostenorientierten Berechnungen basiert. Relevante Betriebs- und Kapitalkosten sowie eine vorab festgelegte Rendite werden als Preisbestandteile akzeptiert. Bereits seit längerem werden zudem Möglichkeiten diskutiert, durch ein zusätzliches Benchmarking-System negative Anreize, die von der kostenorientierten Regulierung ausgehen, abzubauen und bestimmte Qualitätsstandards und Effizienzniveaus zu erreichen. Die Anwendung dieser Konzepte hat sich jedoch lange Zeit verzögert.

Vereinigtes Königreich

Der britische Strommarkt ist schon aufgrund der geographischen Besonderheiten des Landes etwas anders strukturiert, als es andere europäische Märkte sein können. Durch die natürliche Insellage sind die Möglichkeiten der Verknüpfung des Stromnetzes mit ausländischen Netzen geringer beziehungsweise nur unter größeren Aufwendungen zu realisieren. Damit sind die Möglichkeiten des internationalen Wettbewerbs in der Tendenz weniger ausgeprägt, als dies in kontinentalen und zentral gelegenen Ländern wie Deutschland oder Frankreich der Fall ist. Dies zeigt sich auch im geringen Offenheitsgrad der britischen und der irischen Stromwirtschaft (Tabelle 8). Diese Isolation bedeutet jedoch nicht, dass auf Wettbewerb im Strommarkt verzichtet werden muss. Ganz im Gegenteil: Liberalisierung und Privatisierung der Stromwirtschaft in England und Wales begannen bereits 1990, lange bevor die Europäische Gemeinschaft die Öffnung der Energiemärkte forcierte.

Der Strommarkt in England und Wales wird schon seit dem Jahr 1999 von einer mit umfangreichen Kompetenzen ausgestatteten Regulierungsbehörde

überwacht (Hense/Schäffner, 2004, 21 ff.). Diese beschränkt sich nicht auf eine nachträgliche Preiskontrolle. Vielmehr vergibt die Regulierungsbehörde Lizenzen an die Unternehmen, die im Strommarkt tätig sein wollen. Verbunden mit diesen staatlichen Lizenzen sind umfangreiche Auflagen, beispielsweise in Bezug auf die Art des Vertriebs von Dienstleistungen oder auch bezüglich der Sicherstellung von zuverlässigen Serviceleistungen. Mit Preisobergrenzen sollen Anreize zur Effizienzsteigerung der Unternehmen gesetzt werden. Um zu verhindern, dass hieraus aufgrund von verschobenen Investitionen eine möglicherweise sinkende Versorgungsqualität resultiert, wurde zudem ein System mit Bonus- und Maluszahlungen installiert. Demnach sind Zahlungen an die Kunden zu leisten, wenn bestimmte Qualitätsstandards unterschritten werden. Werden die Standards dagegen übererfüllt, wird das mit einer Erhöhung der zulässigen Erlöse belohnt.

Insgesamt hat der Wettbewerb zu einer deutlichen Produktivitätssteigerung sowie einer Senkung der Netztarife geführt. Im Ergebnis sind die Preise, welche die Verbraucher für den Strom zahlen müssen, trotz der Insellage, die den Import von billigem Strom verhindert, vergleichsweise niedrig. Dazu tragen auch die recht niedrigen Steuern auf Elektrizität bei. Aufgrund der frühen Liberalisierung des Marktes haben sich die Erfolge der europäischen Strommarktliberalisierung in England und Wales zunächst nicht in weiter gesunkenen Preisen niedergeschlagen. Nach der neuen Aufstellung der Regulierungsbehörde für den Strommarkt 1999 kam es jedoch auch hier zu weiteren Preissenkungen, die nur in jüngster Zeit und auch nur zu einem geringen Teil durch zusätzliche steuerliche Lasten zunichte gemacht wurden.

7

Zusammenfassung

Die Stromwirtschaft ist wie wenige andere Branchen von Regulierungen geprägt, die mittelbar großen Einfluss auf die Gesamtwirtschaft haben. Dabei ist vor allem die Netzproblematik ein inhärentes Wettbewerbsproblem dieser Schlüsselbranche. Wettbewerb auf dem Strommarkt kann es ohne besondere regulatorische Maßnahmen nicht geben, die insbesondere den Zugang zum Stromnetz für aktuelle und potenzielle Konkurrenten sicherstellen sollen. Die Liberalisierung des Strommarktes hat schon Ende der neunziger Jahre erste Erfolge verzeichnen können. Die 2005 eingerichtete Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) für Strom und Gas wird im Verbund mit den Landesregulierungsbehörden dazu bei-

tragen können, den Wettbewerb in diesem natürlichen Monopol zu forcieren und hierfür den Netzzugang offen zu halten. Von den Erfolgen bei der Sicherung des Wettbewerbs im Strommarkt gehen nicht unerhebliche Wirkungen auf die gesamte Industrie und insbesondere auf energieintensive Branchen wie die Aluminiumherstellung aus. Für sie ist preisgünstiger Strom ein entscheidender Standortfaktor, aber auch für weniger energieintensive Unternehmen spielt der Strompreis als Teil der gesamten Kosten am Standort Deutschland eine wichtige Rolle.

Während mit dem Energiewirtschaftsgesetz und der Schaffung der Regulierungsbehörde für den Stromsektor die Voraussetzungen für einen verstärkten Wettbewerb auf dem Strommarkt geschaffen worden sind, sind die staatlichen Preisbestandteile immer noch hoch. Bereits die Kostensenkungen infolge der ersten Liberalisierungsperiode Ende der neunziger Jahre wurden nahezu vollständig durch erhöhte staatlich motivierte Sonderlasten ausgeglichen. Sie tragen auch mit dazu bei, dass das Strompreisniveau in Deutschland zu den höchsten in ganz Europa zählt.

Die einzelnen umweltpolitisch und vor allem klimapolitisch motivierten Instrumente, die den Strommarkt direkt betreffen, führen kumuliert zu hohen Belastungen, ohne dass die Wirksamkeit der einzelnen Instrumente in Kombination mit anderen Maßnahmen ausreichend sichergestellt ist. Neben einer besseren Koordinierung der einzelnen Instrumente fehlt vor allem aber auch eine marktwirtschaftliche Grundausrichtung der Energiepolitik. So ist mit dem EEG der Wettbewerb zwischen den einzelnen erneuerbaren Energien praktisch ausgeschaltet worden, da jeweils die vermuteten Kosten erstattet werden. Aber auch auf einer grundsätzlicheren Ebene fehlt das Vertrauen in den Markt als Instrument der Wissensschaffung: So muss die Definition des zukünftigen optimalen Energiemix in erster Linie den Marktkräften überlassen bleiben. Staatliche Instanzen sollten hier keine zu engen Vorgaben machen, sondern sich auf die Sicherung des Wettbewerbs in einem marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen unter Berücksichtigung von Vorgaben des Umwelt- und Klimaschutzes konzentrieren.

Literatur

- Bardt**, Hubertus, 2005a, Rohstoffreichtum – Fluch oder Segen?, in: IW-Trends, Vierteljahreszeitschrift zur empirischen Wirtschaftsforschung, 32. Jg., Heft 1, S. 33–43
- Bardt**, Hubertus, 2005b, Klimaschutz und Anpassung – Merkmale unterschiedlicher Politikstrategien, in: Die ökonomischen Kosten des Klimawandels und der Klimapolitik, Vierteljahreszeitschrift zur Wirtschaftsforschung, 74. Jg., Heft 2, S. 259–269
- Deutsche Energie-Agentur**, 2005, Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie), Berlin
- Diekmann**, Jochen / **Kempf**, Claudia, 2005, Erneuerbare Energien: Weitere Förderung aus Klimaschutzgründen unverzichtbar, in: DIW-Wochenbericht, 72. Jg., Nr. 29, S. 439–449
- Eickhof**, Norbert / **Holzer**, Verena L., 2004, Energiepolitische Kompetenzen in der Europäischen Union, in: Wirtschaftsdienst, Nr. 7, S. 443–449
- Europäische Kommission**, 2005, Jährlicher Bericht über die Verwirklichung des Strom- und Erdgasbinnenmarktes – KOM(2004)863, Brüssel
- Faridi**, Alexander, 2004, Der regulierende Eingriff des Energiewirtschaftsgesetzes in den Wettbewerb zwischen öffentlicher und industrieller Stromerzeugung in den 30er Jahren, in: Zeitschrift für Unternehmensgeschichte, 49. Jg., Heft 2, S. 173–197
- Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus**, 2005, Ausstiegspläne nicht zu Ende gerechnet – NRW und Volkswirtschaft zahlen drauf, in: Die deutsche Steinkohle: Fakten – Analysen – Instrumente, Nr. 14, Essen
- Gröner**, Helmut, 1975, Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden
- Gröner**, Helmut / **Sauer**, Gerhard, 1994, Ansätze der EG-Kommission zu mehr Wettbewerb in der Elektrizitätsversorgung, in: Hasse, Rolf H. / Molsberger, Josef / Watrin, Christian, Ordnung in Freiheit – Festgabe für Hans Willgerodt zum 70. Geburtstag, Stuttgart, S. 331–352
- Hense**, Andreas / **Schäffner**, Daniel, 2004, Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Wissenschaftliches Institut für Kommunikationsdienste, Diskussionsbeitrag Nr. 254, Bad Honnef
- Hensing**, Ingo / **Pfaffenberger**, Wolfgang / **Ströbele**, Wolfgang, 1998, Energiewirtschaft – Einführung in Theorie und Politik, München
- Kratena**, Kurt, 2004, Evaluierung der Liberalisierung des österreichischen Energiemarktes aus makroökonomischer Sicht, in: WiFo-Monatsberichte, Nr. 11, S. 837–843
- Kreis**, Constanze, 2004, Deregulierung und Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft – Theoretische und empirische Befunde, Baden-Baden
- Kuhlmann**, Andrea, 2004, Die Elektrizitätskrise in Kalifornien – oder: Wie riskant ist die Liberalisierung von Netzsektoren?, in: List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, Band 30, Heft 1, S. 49–68

Monopolkommission, 2004, Wettbewerb im Schatten „Nationaler Champions“, 15. Hauptgutachten, Berlin

Sauer, Gerhard, 1992, Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte – ein wichtiger Schritt zur Vollendung des Binnenmarktes, in: Stahl und Eisen, 112 Jg., Nr. 8, S. 33–35

Staiß, Frithjof / **Aretz**, Astrid / **Büsgen**, Uwe, 2005, Erneuerbare Energien in Europa – Auf dem Weg zum 20%-Ziel, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg., Heft 7, S. 462–466

VDEW – Verband der deutschen Elektrizitätswirtschaft, 2005, Diskussionsvorschlag zur künftigen Förderung Erneuerbarer Energien: „Ausbauziele effizient erreichen“, Berlin

Voss, Gerhard, 1999, Die ökologische Steuerreform – Ansprüche und Praxis, Beiträge zur Wirtschafts- und Sozialpolitik des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln, Nr. 253, Köln

Voss, Gerhard, 2004, Energieversorgung und Umweltschutz in den EU-Beitrittsländern, in: IW-Trends, Vierteljahreszeitschrift zur empirischen Wirtschaftsforschung, 31. Jg., Heft 1, S. 74–78

Welfens, Albrecht / **Kauffmann**, Paul J. J. / **Keim**, Martin, 2004, Liberalization of Electricity Markets in Selected European Countries, Bergische Universität Wuppertal, Diskussionsbeitrag 124, Wuppertal

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2004, Zur Förderung erneuerbarer Energien, Köln

Kurzdarstellung

Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich in einer Umbruchphase, die bereits Mitte der neunziger Jahre begonnen hat. Die ersten Schritte zur Liberalisierung des Strommarktes sollten den Wettbewerb fördern und sinkende Preise herbeiführen. Mit der Einsetzung einer Regulierungsbehörde für den Strommarkt wird ein weiterer Versuch unternommen, die bisherigen Netzmonopole durchlässiger zu machen und den Wettbewerb zwischen den bestehenden und potenziellen neuen Anbietern zu forcieren. Neben der Marktregulierung zur Sicherung des Wettbewerbs ist die Stromwirtschaft auch durch umweltpolitisch motivierte Regulierungen geprägt. Vor allem die seit 1999 erhobene Stromsteuer sowie die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung belasten den Strompreis und machen die durch die Liberalisierung erreichten Preissenkungen wieder zunichte.

Abstract

The German electricity industry is going through a period of change which began in the mid-nineties with the first steps towards a liberalisation of the electricity market. These steps were intended to promote competition and bring about a lowering of prices. With the establishment of a regulatory authority for the electricity market a further attempt is now being made to loosen the present grid monopoly and encourage competition between the incumbents and potential new providers. In addition to market regulation aimed at safeguarding competition, the power industry is also subject to extensive environmental regulation. The price of electricity has been inflated not only by the electricity tax levied since 1999 but also by the costs of promoting renewable energy and the cogeneration of heat and electricity. These factors have largely been responsible for negating the fall in prices achieved by liberalisation.