

---

Justus-Liebig-Universität Gießen  
**FB 03 – Sozial- und Kulturwissenschaften**  
**Institut für Politikwissenschaft**

---

**DER DEUTSCHE STROMMARKT IN EUROPA –  
ZWISCHEN WETTBEWERB UND KLIMASCHUTZ**

Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades (Dr. rer.soc.) des Fachbereichs  
Sozial- und Kulturwissenschaften der Justus-Liebig-Universität Gießen

vorgelegt von

Annika Krisp

aus Wetzlar

2007

# Inhalt

<b>I. Einleitung</b> .....	<b>4</b>
<b>II. Ausgangslage &amp; Rahmenbedingungen</b> .....	<b>15</b>
1. Entwicklung und Struktur der deutschen Energiewirtschaft bis 1985.....	15
1.1 Anfänge bis 1908.....	15
1.2 Kommunalisierung und Verstaatlichung 1908-1935.....	17
1.3 Das Energiewirtschaftsgesetz von 1935.....	21
1.4 Bilanz: Entwicklungen bis 1935 bilden Ausgangsbasis.....	23
1.5 Weitere Entwicklungen bis 1985.....	24
1.5.1 Gründung von Vereinigungen.....	24
1.5.2 Kohle und Kernkraft - die Grundpfeiler deutscher Stromerzeugung.....	25
1.5.3 Verfestigung der Struktur bis 1985 - Regulierung oder Deregulierung?.....	30
2. Neuregelungen ab 1985.....	31
2.1 Internationale Ebene.....	31
2.1.1 Das Kyoto-Protokoll.....	31
2.2 Europäische Ebene.....	35
2.2.1 Die Binnenmarkttrichtlinie 96/92/EG.....	35
2.2.2 Erster und zweiter Benchmarkingbericht & Änderungsvorschlag.....	39
2.2.3 Die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG.....	40
2.2.4 Dritter & vierter Benchmarkingbericht.....	42
2.2.5 Report 2005 - KOM (2005) 568.....	43
2.2.5.1 Umsetzung der Richtlinien & Marktintegration.....	44
2.2.5.2 Konzentration, Konsolidierung und Kundenreaktion.....	45
2.2.5.3 Preisentwicklung & Unabhängigkeit der Netzbetreiber.....	46
2.2.5.4 Wirksame Regulierung & Dienstleistungen.....	47
2.2.5.5 Versorgungssicherheit.....	48
2.2.5.6 Bilanz.....	49
2.2.6 Handel mit Emissionsrechten.....	50
2.2.6.1 Der Weg dahin.....	50
2.2.6.2 Die Treibhausgasemissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG.....	53
2.2.7 Förderung und Ausbau erneuerbarer Energien.....	56
2.2.8 Veröffentlichungen zu Versorgungssicherheit und zukünftiger Energiepolitik.....	63
2.2.9 Effizienz.....	65
2.3 Nationale Ebene.....	69
2.3.1 Grüne Regierungsbeteiligung & Atomausstieg.....	69
2.3.2 Wiedervereinigung: Anschluss ostdeutscher Kraftwerke ans europäische Netz.....	71
3. Statistik: Deutscher Energiemarkt 2004/2005.....	73

<b>III. Durchsetzungsbedingungen &amp; Akteure.....</b>	<b>78</b>
4. Akteure und ihre Interessen.....	78
4.1 Europäische Politik.....	78
4.1.1 Ökonomische Vorteile.....	78
4.1.2 Sinkende Energiepreise und Versorgungssicherheit.....	81
4.1.3 Umweltschutz.....	85
4.1.4 Interessenkonflikt: Binnenmarkt und Umweltschutz.....	88
4.2 Nationale Politik.....	91
4.2.1 Wirtschaftlichkeit & Versorgungssicherheit.....	92
4.2.2 Billigkeit & Umweltverträglichkeit.....	95
4.3 Städte und Kommunen.....	97
4.4 Energieversorger.....	99
4.5 Industrielle und private Energieverbraucher.....	103
4.6 Interessenkonflikte.....	105
4.6.1 Billigkeit und Umweltverträglichkeit.....	105
4.6.2 Wettbewerb (Billigkeit) und Versorgungssicherheit.....	106
4.6.3 Umsetzung des Wettbewerbs und Billigkeit.....	107
5. Energiemarktregulierung und ihre Instrumente.....	110
5.1 Regulierung, Deregulierung und kontrollierter Markt.....	110
5.2 Kartellamt.....	112
5.3 Monopolkommission.....	116
5.4 Zivilgerichte.....	119
5.5 Verbändevereinbarungen.....	121
5.6 Regulierungsbehörde.....	124
5.7 Bewertung.....	126
<b>IV. Konkrete politische und branchenspezifische Entwicklungen seit 1998.....</b>	<b>129</b>
6. Einführung von Wettbewerb.....	129
6.1 Neufassung des Energiewirtschaftsrechts.....	129
6.1.1 Die Reform von 1998.....	129
6.1.2 Die Änderung von 2003.....	132
6.1.3 Die grundlegende Novellierung von 2005.....	133
6.2 Einsetzung einer Regulierungsbehörde.....	136
6.3 Zusammenschlüsse, Fusionen und Änderungen in der Marktstruktur.....	139
6.4 Entwicklung von Preisen und Stromtransiten.....	143
7. Minderung von Emissionen.....	145
7.1 Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.....	145
7.2 Emissionshandel.....	149
7.3 Steigerung der Energieeffizienz.....	152
7.4 Ausbau der erneuerbaren Energien.....	155
8. Atomausstieg.....	160

<b>V. Perspektiven</b> .....	<b>165</b>
9. Stromversorger: Aktuelle Entwicklungen und Perspektiven.....	165
9.1 Die Verbundunternehmen.....	165
9.2 Die kommunalen Versorger.....	168
10. Perspektiven für mehr Wettbewerb.....	172
10.1 Preismanipulation mit mehr Transparenz vorbeugen.....	172
10.2 Netznutzungsentgelte senken.....	173
10.3 Anreizregulierung in geplanter Form durchsetzen.....	175
10.4 Zusammenfassende Bewertung.....	176
11. Aktuelle Probleme und Perspektiven der Versorgungssicherheit in Deutschland.....	179
12. Klimaschutz- und Emissionsminderungsziele: Probleme und Perspektiven .....	183
12.1 Erneuerbare Energien.....	184
12.2 Energieeffizienz und Energieeinsparung.....	186
12.3 Emissionshandel.....	191
12.4 Atomausstieg contra Klimaschutz?.....	193
13. Politikwissenschaftliche Perspektive: Ist die Privatisierung der Energiewirtschaft richtig?.....	195
<b>VI. Schlussbetrachtung</b> .....	<b>201</b>
Anhang.....	204
Abkürzungsverzeichnis.....	204
Quellen- & Literaturverzeichnis.....	207
Quellen.....	207
Sekundärliteratur.....	216
Politische Dokumente.....	224
Bundestags-Dokumente.....	227
Europäische Dokumente.....	231
Internet.....	233
Erklärung.....	247

## **I. Einleitung**

„Energieversorgung ist das Herzstück einer Wirtschaft, einer Industriegesellschaft.“ (RegierungOnline 2006) Diese Worte von Bundeskanzlerin Angela Merkel bei der Grundsteinlegung für ein neues RWE-Kraftwerk im August 2006 im nordrhein-westfälischen Neurath belegen, dass die sichere Versorgung mit Energie zu den grundlegenden Determinanten nationaler Politik gehört. Welchen Stellenwert der Energiebereich in der aktuellen Politik inne hat, erschließt sich allein aus der Tatsache, dass die Bundeskanzlerin bei der Grundsteinlegung für ein neues Kraftwerk überhaupt anwesend war. Ihr Terminplan ist ein Indiz dafür, dass die energiepolitischen Herausforderungen gewachsen sind und die nationale Politik vor einen dringenden Handlungsdruck stellen.

Die 1996 von der Europäischen Kommission verabschiedete Richtlinie über die Öffnung der Energiemärkte der EU-Mitgliedsländer markiert den Anfangspunkt einer vollkommenen Umwälzung dessen, was in Deutschland seit der Verabschiedung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1935 als Garant für wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und persönlichen Wohlstand galt: Das monopolistisch organisierte deutsche Energieversorgungssystem. Von Brüssel zur Liberalisierung des Systems und zur Einführung von Wettbewerb gezwungen sieht sich die deutsche Politik einer mächtigen Wirtschaftssparte gegenüber, die alles daran setzt, die über die Monopol-Jahre erwirtschaftete äußerst finanzstarke und einflussreiche Vormachtstellung nicht zu verlieren und die Konkurrenz möglichst auf Distanz zu halten. Und dabei verfügt die deutsche Energiewirtschaft neben ihrer Finanzkraft über einen massiven strukturellen Vorteil: Im Sinne von öffentlicher Daseinsvorsorge ist der Staat seit der Erfindung der Glühbirne am Energieversorgungssystem beteiligt und hat daher ein starkes Interesse daran, das System an sich nicht allzu stark zu schwächen. Den allein aus dieser Konstellation aus öffentlichen und privaten Akteuren resultierenden Schwierigkeiten bei der Umsetzung der europäischen Vorgaben zur Öffnung des Energiemarktes auf den Grund zu gehen ist Sinn und Zweck der vorliegenden Arbeit.

Obwohl die Betrachtung ausschließlich der wirtschaftspolitischen Realität in Deutschland seit Inkrafttreten der europäischen Energiebinnenmarkttrichtlinie

sicherlich Stoff genug wäre, würde sie für eine umfassende Darstellung der Herausforderungen künftiger Energiepolitik zu kurz greifen. Denn spätestens seit der Verabschiedung des Kyoto-Protokolls im Jahr 1997 ist auch der Klima- und Umweltschutz und hier insbesondere die Reduzierung von Emissionen eine wichtige energiepolitische Determinante. Da sich in den vergangenen Jahrzehnten mehr und mehr herausstellte, dass die traditionellen Säulen der Energieversorgung nicht nur eine Umweltbelastung darstellen sondern auch nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen, müssen auch in diesem Bereich die Weichen völlig neu gestellt werden. Für welchen Weg sich Deutschland entschieden hat, welche Maßnahmen zu seiner Umsetzung bereits getroffen wurden und wie erfolgreich diese waren und sein können, wird ebenfalls im Rahmen dieser Arbeit beschrieben.

Nicht zuletzt stellt auch die Kombination beider Elemente, von Wettbewerb und Klimaschutz, große Anforderungen an die deutsche Politik. Dabei darf nicht in Vergessenheit geraten, dass Deutschland als Akteur im Mehrebenensystem über die Einführung von Wettbewerb nicht selbst entschieden hat, sondern hier in der Pflicht stand, die Vorgaben der EU vertragsgemäß umzusetzen. Im engeren Sinn stellt zwar auch die Verpflichtung im Kyoto-Protokoll die Entscheidung einer übergeordneten Ebene dar, die Notwendigkeit ihrer Umsetzung wurde indes nie angezweifelt, da die Belege für den drohenden Klimawandel bei gleichbleibendem (inter)nationalen Verhalten viel zu erdrückend sind. Im Rahmen dieser Arbeit sollen also die daraus resultierenden drei Hauptaufgaben der deutschen Energiepolitik des 21. Jahrhunderts einer detaillierten Analyse unterzogen werden: 1. Welche Maßnahmen wurden ergriffen, um das ehemals monopolistisch organisierte Energieversorgungssystem zu liberalisieren und wie erfolgreich waren sie? 2. Mit welchen Maßnahmen will Deutschland seine Klimaschutzziele erreichen und wurden dazu alle vorhandenen Möglichkeiten ausgeschöpft? 3. Welche Probleme entstehen aus der Kombination von Politik im Sinne von mehr Wettbewerb auf der einen und aus Maßnahmen im Sinne von mehr Klimaschutz auf der anderen Seite und wie können sie gelöst werden? Ziel dieser Arbeit soll es sein, den von Deutschland gewählten energiepolitischen Weg zwischen Wettbewerb und Klimaschutz zu untersuchen, Konflikte zwischen den Akteuren und die Gründe dafür zu identifizieren, die Funktionsfähigkeit der

gewählten Instrumente einer genauen Betrachtung zu unterziehen und schließlich die Perspektiven zu benennen, die sich aus der bisherigen Entwicklung zur Erreichung des Ziels - eine günstige, sichere und umweltfreundliche Versorgung mit Energie zu gewährleisten - ergeben. Die Schlussbetrachtung soll dazu dienen, die wichtigsten Eckpunkte für ein zukunftsfähiges Energie- und Klimaschutzprogramm zu benennen. Ein solches will Bundeskanzlerin Angela Merkel bis spätestens Mitte 2007 vorlegen.

Um dieses Ziel zu erreichen werden zunächst Ausgangslage und Rahmenbedingungen für die strukturellen Änderungen seit Mitte der 80er Jahre beschrieben. Um die Besonderheit des deutschen Energieversorgungssystems zu verstehen und die Entwicklungen richtig einordnen zu können, erschien es notwendig, zu Beginn der Arbeit die Entstehung des deutschen Energieversorgungssystems zu erläutern. Es handelt sich hier jedoch lediglich um einen kurzen Abriss, der die wichtigsten strukturellen Gegebenheiten zusammenfasst und damit die Voraussetzung dafür schafft, die später zu identifizierenden Schwierigkeiten bei der Einführung von Wettbewerb besser zu begreifen. Ohnehin waren die ersten 100 Jahre deutscher Energieversorgung bereits mehrfach Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen, zu den wichtigsten gehören hier sicherlich die Arbeiten von Stier (1999), Fischer (1992), Bruche (1977), Gröner (1975) und Zängl (1989). Den größten Teil des Anfangskapitels nimmt anschließend die Analyse der Neuregelungen ab 1985 ein, wobei hier die wichtigsten Veränderungen auf den drei relevanten Ebenen - international, europäisch und national - Beachtung finden. Die Struktur in diesem Teil der Arbeit ergibt sich aus den Ebenen und behandelt daher die zuvor identifizierten energiepolitischen Determinanten Wettbewerb und Klimaschutz gleichrangig. Hauptaugenmerk liegt hier auf der europäischen Ebene, da in diesem Bereich seit 1985 alle relevanten Entscheidungen gefallen sind. Sie werden ebenso erläutert wie ihre Reflektion („Benchmarking“) durch die politischen Gremien und die daraus resultierenden Schlussfolgerungen für eine neuerliche Anpassung von legislativen Maßnahmen. Da die hier beschriebenen europäischen Richtlinien die Voraussetzung sind für die Entwicklungen in Deutschland seit 1985, wird die nationale Ebene nur gestreift. Es werden lediglich

die zwei wichtigsten, von der europäischen Politik weitgehend unabhängigen, Entwicklungen erläutert: Der aus der Grünen Regierungsbeteiligung resultierende Ausstieg aus der Atomenergie und die aus der Wiedervereinigung resultierenden Entwicklungen im deutschen Energienetz und -erzeugungsbereich. Zur Komplettierung des Überblicks über die Ausgangslage schließt sich eine Übersicht des deutschen Energiemarktes 2004/2005 an. In ihr sind die wichtigsten und aktuellsten Informationen zu Erzeugung, Vertrieb, Energieträgern und Energieverbrauch zusammengefasst. Aufgrund der Aktualität dieses Bereichs steht momentan nur wenig politikwissenschaftliche Sekundärliteratur zur Verfügung, weshalb an dieser Stelle einige Titel aus dem wirtschaftswissenschaftlichen und dem juristischen Bereich Eingang in die vorliegende Arbeit fanden (Bohne 2003a, Bohne et al. 2003b, Evers 1983, Förster 1965 und Grunwald 2003). Bei der Analyse der Entwicklung auf europäischer Ebene wurden hauptsächlich Original-Dokumente von der Autorin ausgewertet - da es beispielsweise über den Energiemarktreport 2005 der EU-Kommission noch keinerlei Veröffentlichungen gibt. Ansonsten wurde auf aktuelle Aufsätze in einschlägigen Zeitschriften (Energiewirtschaftliche Tagesfragen) oder Internetzeitschriften für den Energiebereich ([strom-magazin.de](http://strom-magazin.de)) zurückgegriffen. Das Internet spielte bedingt durch die Aktualität des Themas zur Informationsbeschaffung für die gesamte Arbeit ohnehin die übergeordnete Rolle, viele Dokumente von Verbänden, Ministerien oder Energieversorgungsunternehmen sowie Bundestagsdrucksachen und Gesetzesvorlagen wurden im Original ausgewertet. Bei der Übernahme von Informationen aus sekundärer Internetquelle wurde diese auf ihre wissenschaftliche Tauglichkeit geprüft. Die Qualität der Nachrichten der oft zitierten Internetseite [strom-magazin.de](http://strom-magazin.de) kann deshalb so gut eingeschätzt werden, weil die Autorin als Mitarbeiterin der dafür verantwortlichen Redaktion an der Entstehung direkt beteiligt war und ist.

Nach Einleitung, Ausgangslage und Rahmenbedingungen folgt im dritten Teil zunächst eine Identifizierung der Energiemarkt-Akteure und ihrer Interessen. Neben den Interessen europäischer und nationaler Politik, die sich unter den Schlagwörtern Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Billigkeit und



Umweltverträglichkeit subsumieren lassen, wird hier auch die Motivation von Städten und Kommunen, von Energieversorgern und von industriellen sowie privaten Energieverbrauchern untersucht. Daraus ergeben sich die Gründe dafür, warum verschiedene energiepolitische Ziele nicht erreicht werden (können). Diese Interessenskonflikte werden ebenfalls ausführlich erläutert. Ebenso analysiert werden im folgenden die Instrumente, die zur Regulierung des Energiemarktes eingesetzt werden. Ihre Effektivität wird anhand aktueller Entwicklungen untersucht und einer Bewertung unterzogen. In Zusammenhang mit den zuvor beschriebenen Interessenskonflikten ergeben sich zahlreiche Hinweise darauf, warum zwischen der vom Gesetzgeber beschlossenen Energiemarktöffnung und der Realität ein Widerspruch besteht. Da auch dieser Teil der Arbeit bisher kaum politikwissenschaftlich untersucht wurde, wurden von der Autorin eigenständig aktuelle Entwicklungen analysiert, eingeordnet, bewertet und eingeschätzt. Besonders hilfreich waren dabei Heuraux 2004, Reiche 2005, Hennicke et al. 2005, Schwanhold et al. 2006 und Preuß 2005. Den besten Überblick über das schwierige Thema der personellen Verquickung von Energiewirtschaft und Politik bzw. der starken energiewirtschaftlichen Lobby geben Gammel et al. 2005 und Leif et al. 2006.

Im anschließenden vierten Teil werden die konkreten politischen und branchenspezifischen Entwicklungen seit der Neufassung des deutschen Energiewirtschaftsrechts 1998 erläutert. Dabei spielen die legislativen Entscheidungen zur Einführung und Etablierung von Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt eine ebenso große Rolle wie die eingeführten Maßnahmen zur Minderung der Emissionen. Auch der Weg zum Ausstieg aus der Atomenergie wird einer näheren Betrachtung unterzogen. Untersucht und beschrieben werden auch die Änderung der Marktstruktur durch Zusammenschlüsse und Fusionen und die Entwicklung von Preisen und Investitionen. In diesem Teil werden überwiegend politische Dokumente und legislative Prozesse ausgewertet. Gleichzeitig bildet auch er die Grundlage für den fünften Teil, in dem die Erkenntnisse der vorherigen Kapitel in Perspektiven für mehr Wettbewerb und effektiveren Umweltschutz zusammengefasst werden. Hier werden die sich aus den Veränderungen des Marktes für die Verbundunternehmen und die

kommunalen Versorger ergebenen Notwendigkeiten und Möglichkeiten ebenso analysiert wie die Chancen der Politik, den Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt zu intensivieren. Zudem werden die aktuellen Probleme der Versorgungssicherheit in Deutschland identifiziert, woraus die Aufgaben einer zukunftsfähigen Energiepolitik hergeleitet werden können. Ebenso wird bisher Erreichtes und weiterhin Nötiges im Bereich des Umweltschutzes und der Emissionsminderung eingeordnet und die Frage diskutiert, ob Deutschland seine Klimaschutzziele verfehlt, wenn der Ausstieg aus der Atomenergie planmäßig vollzogen wird. Zur Komplettierung wird schließlich auch noch die politikwissenschaftliche Perspektive beleuchtet. Hier wird insbesondere die Frage diskutiert, ob die Privatisierung öffentlicher Güter richtig ist. Insgesamt bietet dieses Kapitel also einen Überblick über all' jene Tendenzen und Entwicklungen, die in das von Angela Merkel geplante Energie- und Klimaschutzprogramm einfließen müssen. Wie bereits erwähnt, dient zur endgültigen Zusammenfassung aller energiepolitischen Erkenntnisse dann die Schlussbetrachtung.

Wie ebenfalls mehrfach erwähnt, bedingt die Aktualität des Themas eine Konzentration auf aktuelle Veröffentlichungen aus dem Internet, eine Analyse von Szenarien und Studien von Verbänden und Institutionen und die Auswertung von politischen Dokumenten. So ist möglicherweise eine eher unübliche, stark empirisch gestützte Dissertation im politikwissenschaftlichen Bereich entstanden. Nimmt das Energierecht innerhalb der juristischen Lehre einen breiten Raum ein, so mangelt es im politikwissenschaftlichen Bereich bisher an Analysen zur Energiepolitik, erst Recht zur aktuellen Energiepolitik. Dort wo sie vorhanden sind (Heuraux 2004, Reiche 2005, Schwanhold et al. 2006) beschränken sie sich meist auf die Betrachtung eines Bereiches, entweder wird die Energiepolitik im Hinblick auf Umweltschutz oder aber die Schwierigkeiten bei der Einführung von Wettbewerb untersucht. Eine Verbindung beider Bereiche findet kaum statt - weshalb es der Anspruch der vorliegenden Arbeit ist, diese Lücke zu schließen. Nach 5 Jahren Liberalisierungspolitik und fast 10 Jahre nach Kyoto zeigt diese Arbeit, dass die Umwälzungen überwiegend an der Oberfläche stattgefunden haben - obwohl tiefgreifende Maßnahmen notwendig sind, um gleichermaßen Wettbewerb, Versorgungssicherheit und Umweltschutz auch in den kommenden

10-20 Jahren zu garantieren. Dazu zeichnet diese Arbeit auf Grundlage von aktuellen Zahlen und Entwicklungen ein detailliertes Bild des deutschen Energiesektors und der deutschen Energiepolitik innerhalb der europäischen Strukturen, das es ermöglicht, Akteure, Markt und Ressourcen kennen zu lernen und die einzelnen Interessen zu unterscheiden. Gleichzeitig werden die Abweichungen zwischen Gesetzen und Vorgaben und der Wirklichkeit im Markt dar- und Möglichkeiten für eine stärkere Angleichung vorgestellt.

Wie der Titel impliziert, ist in dieser Arbeit mit dem Begriff „Energie“ hauptsächlich Elektrizität (Strom) gemeint. Denn es bestehen hinsichtlich Wettbewerbsfortschritt und auch Umweltschutzintensität momentan noch große Unterschiede zwischen Strom und Gas, so dass der Energieträger Gas nur im Rande und speziell bei der Diskussion um die Versorgungssicherheit Erwähnung finden kann. Zudem kann aufgrund der Breite des Themas und seiner steten Behandlung in der aktuellen Tagespolitik kein Anspruch auf Vollständigkeit bestehen. Wo immer es konkrete Hinweise auf geplante weiterführende Programme, Initiativen und Gesetze für mehr Wettbewerb oder effektiveren Klimaschutz gab, wurde dies in der Arbeit vermerkt, um den Grad der Aktualität zu steigern. Dennoch werden einige der diskutierten Entwicklungen in wenigen Monaten überholt sein, was Raum für neue Untersuchungen gibt.

Um den Wert der Arbeit anzuheben, findet sich jetzt anschließend eine theoretische Reflektion der empirischen Untersuchung. Sie soll sich mit der Frage auseinandersetzen, ob die staatliche Regulierung zugunsten von mehr Markt abgebaut wurde und ob die Energieversorgung als gemischtwirtschaftliches System und durch das nationale Ziel der Versorgungssicherheit eine Besonderheit darstellt.

*Theoretische Reflexion: Wurde die Regulierung zugunsten mehr Markt abgebaut?*

Auch im Bereich der Energieversorgung hat sich das für die Politikwissenschaft relevante Verhältnis von Politik (Staat) und Markt in den vergangenen 20 Jahren grundlegend verändert. So ist ebenso wie beispielsweise im Bereich der Altersvorsorge der von Globalisierungs- und hier vor allem Europäisierungsprozessen ausgelöste Wandel vom redistributiven (positiven) Staat zum primär regulativ aktiven Staat erkennbar (Siegel et al. 2003: 351). Für die

Europäische Union rührt das laut Majone (1996, 1997) insbesondere aus mangelnden Ressourcen und mangelnder Legitimation für redistributive Politik. Allerdings lässt sich in diesem Feld keine stringente Entwicklung beobachten. So diagnostiziert V. Schmidt (2002) in vergleichenden Analysen zu De- und Re-Regulierungsreformen beispielsweise international unterschiedliche Reformpfade, insbesondere bedingt durch divergente nationalstaatliche Macht- und Institutionenkonstellationen. Bartle (2002) hingegen will eine durch Konvergenzschübe, Privatisierung, Liberalisierung, Delegation und Dezentralisierung ausgelöste abnehmende Relevanz nationalstaatlicher Institutionen erkennen. Die in diesem Zusammenhang veröffentlichten Forschungsergebnisse ergeben daher kein einheitliches Bild, laut Siegel und Jochem (2003: 352) bleibt die Frage, ob und inwieweit sich das Verhältnis von Staat und Markt in westlichen Demokratien grundlegend und nachhaltig verschoben hat und ob konvergente oder divergente Prozesse dominieren, eine für die Politikwissenschaft auch in den kommenden Jahren interessante Frage. Betrachtet man den Bereich Staat/Markt im politikwissenschaftlichen Sinn, darf zudem nicht vergessen werden, dass eine präzise Trennlinie zwischen beiden Bereichen nur zu analytischen Zwecken gezogen werden kann. Denn in der Realität haben sich beide Sphären in den letzten Jahren mehr und mehr vermischt, was etablierte Begriffe wie „mixed economies“ oder „dritter Sektor“ verdeutlichen. So schlussfolgern Siegel und Jochem (2003: 355) m.E. zu Recht, dass politisch unregulierte Märkte zwar als idealtypische Konstrukte denkbar, als Realtypen aber nur schwer auffindbar sind. Zugleich lässt sich auch im europäischen und internationalen Vergleich keine konvergenten Entwicklungen hinsichtlich Zeitpunkt, Tempo und Ausmaß von Re-Regulierung erkennen. Stattdessen sind die länderspezifischen Reformpfade offensichtlich abhängig von nationalen Akteurskonstellationen, Institutionskontexten, Politikerbe und Pfadabhängigkeitstendenzen (Siegel et al. 2003: 367).

Für den in dieser Arbeit untersuchten Energieversorgungsbereich, der sich aufgrund gemischter Eigentümerstrukturen und der relevanten Determinante Versorgungssicherheit von anderen Bereichen unterscheidet, hat die nähere Betrachtung ergeben, dass kein genereller Rückzug des Staates erkennbar ist.

Denn auch wenn der Staat Dienste zur Sicherung der Versorgung mit Energie auch aufgrund von Kapital-, Personal- und Informationsmangel nicht selbst erbringt, so versucht er dennoch, das Eigeninteresse der Akteure zu nutzen, um Gemeinwohlziele und Aufgaben der Daseinsvorsorge, hier die ausreichende und sichere Versorgung mit Energie, zu erfüllen. Er stellt also den rechtlich-regulierten Rahmen bereit, setzt Struktur- und Zielvorgaben und bietet Anreize, greift aber mit den klassischen Instrumenten von Befehl und Zwang nur punktuell ein. Stattdessen setzt er auf Kooperationsformen, die das Erreichen der politisch gesetzten Ziele im Zusammenwirken mit den privaten Akteuren sichern sollen. Ein vollständiger „Rückzug“ des Staates durch Privatisierungs- und Liberalisierungsprozesse ist daher nicht erkennbar, gleichwohl spezielle Regulierungsinstrumente die traditionelle Daseinsvorsorge abgelöst haben (Hermes 2003: 138) und neue Mischungsverhältnisse, dominante Interaktionskontexte und neue Aufgabenverteilungen entstanden sind. „Mehr Markt bedeutet also auch unter den Bedingungen der Globalisierung nicht notwendig weniger Staat.“ (Czada 2003: 21) So entfällt die öffentliche Verantwortung für die Versorgung mit Energie offenbar nicht, nur weil private Unternehmen immer stärker in die Erstellung kommunaler Daseinsvorsorge einbezogen werden. Vielmehr sind neue Formen der Regulierung entstanden, quasi ein neues institutionelles Arrangement zwischen Staat und Markt (Bogumil 2003: 219).

Es hat sich gezeigt, dass Privatisierung und Liberalisierung verstärkt Re-Regulierungsmaßnahmen nach sich zogen, so dass im Energiewirtschaftsbereich alle drei Tendenzen - die Regulierung, die Deregulierung und die Re-Regulierung (oder Selbstregulierung) - eine ausschlaggebende Rolle spielen und alle drei in den großen Zusammenhang der Diskurse über „das Verhältnis von Staat und Markt, von Daseinsvorsorge und Wettbewerb, von staatlicher Gemeinwohlsicherung und gesellschaftlicher Autonomie“ (Hermes 2003: 136) gehören. Das belegt auch die vorliegende Arbeit, die detailliert beschreibt, wie die Ende der 80er Jahre hauptsächlich durch die Politik der Europäischen Union in Gang gesetzte Deregulierungstendenz im Energiebereich insbesondere durch die jüngsten Entwicklungen - Einsetzung einer Regulierungsbehörde oder das Gesetz

zur Förderung erneuerbarer Energien - zumindest teilweise entschärft wurde. „Bei fehlendem Konsens unter den Beteiligten - dort also, wo Selbstregulierung scheitert - ist letztlich doch eine verbindliche Entscheidung von staatlicher Seite gefordert und diese staatliche Entscheidung - ob sie nun durch eine Regulierungsbehörde, durch Kartellbehörden oder durch Zivilgerichte gefällt wird - muss genau die inhaltlichen Vorgaben enthalten, auf die die beteiligten Unternehmen und Verbände sich nicht einigen konnten.“ (Hermes 2003: 140) Die Gründe dafür liefert die Arbeit in vielfältiger Weise, wobei für die aktuelle politische Situation die Begrifflichkeit „kontrollierter Markt“ Anwendung findet, und nicht wie in anderer Literatur (Hermes 2003) die „regulierte Selbstregulierung“.

Die in der Politikwissenschaft seit den 80er Jahren geführte Steuerungsdiskussion führte laut Reiche (2005b) zur Verwendung des Begriffs Governance, der grob gesehen das Zusammenwirken von staatlichen und privatlichen Akteuren bezeichnet. Das lässt sich ebenfalls auf die Energiewirtschaft anwenden, da auch dieser Bereich gekennzeichnet ist durch eine Ausweitung des Akteursspektrums, eine Zunahme der Handlungsebenen und das Entstehen neuer Steuerungsformen. So belegt diese Arbeit u.a., dass das Neben- und Miteinander verschiedener Ebenen das Zusammenwirken von staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren zwar nötig macht, sie aber gleichwohl nicht ohne politisch definierte Regeln auskommen, wenn die formulierten Ziele von mehr Wettbewerb und Klimaschutz im Lichte von sicherer Energieversorgung erfüllt werden sollen. Diese Untersuchung zeigt auch, dass im Mehrebenensystem die globale wie auch die europäische Stufe zwar im Energiebereich an Bedeutung gewonnen haben, die Bedeutung des Nationalstaats aber nicht vollkommen abgeschwächt wurde. Nicht anders kann die hinsichtlich Tempo und Größenordnung unterschiedliche Umsetzung der EU-Liberalisierungsrichtlinien durch die Nationalstaaten gewertet werden. Auch Deutschlands Sonderweg, zunächst auf die Einrichtung der Regulierungsbehörde zu verzichten und auf die Selbstregulierung durch Marktvereinbarungen (Verbändevereinbarungen) zu setzen, ist ein Indiz für diese These.

Politikwissenschaftlich gesehen belegt die vorliegende empirische Untersuchung

einmal mehr, dass sich Staat und Markt aufgrund der Entwicklungen der letzten Jahre nicht mehr kategorisch als zwei vollkommen unterschiedliche Strukturformen beschreiben lassen. Vielmehr haben sich die staatlichen Steuerungsformen derart geändert, dass im Energiebereich der Wettbewerb (= Markt) zwar theoretisch die entscheidende Determinante ist, praktisch jedoch der Staat weiterhin die ihm historisch zugeschriebene Funktion von Daseinsvorsorge und Gemeinwohlsicherung wahrnimmt. Hier hat sich insbesondere auch der Mix aus öffentlichen und privaten Eigentümern der Energieversorgungsbetriebe als Hindernis dafür dargestellt, dass der Staat jegliche Steuerung einstellen und den Markt komplett sich selbst überlassen kann. Die Arbeit zeigt auch, dass die Selbststeuerung aufgrund konträrer Interessen der beteiligten Akteure vielfach ein ungeeignetes Instrumentarium ist, die gesteckten Ziele im Sinne von mehr Wettbewerb und weitreichendem Klimaschutz zu erfüllen. Stattdessen wird die „hierarchische Regelsteuerung“ (Reiche 2005b) wohl weiterhin ein wichtiger Bestandteil des Steuerungsrepertoires sein, mit dem der Staat seine Verantwortung für (Energie-)Versorgungssicherheit wahrnimmt.

## **II. Ausgangslage & Rahmenbedingungen**

### ***1. Entwicklung und Struktur der deutschen Energiewirtschaft bis 1985***

#### **1.1 Anfänge bis 1908**

Der Beginn der Elektrizitätsversorgung in Deutschland wird in der einschlägigen Literatur auf die 70er und 80er Jahre des 19. Jahrhunderts datiert, wobei die Elektrizität zu Beginn - begünstigt auch durch die Erfindung der Kohlenfadenlampe durch Edison 1879 - lediglich als Lichtquelle diente (Gröner 1975: 26, Reichstag 1930: 8, Speckhardt 1919: 11). Ihren konkreten Anfang nimmt sie 1884 in Berlin mit der Errichtung der ersten „Blockstation“ durch die von Emil Rathenau gegründete Deutsche Edison-Gesellschaft für angewandte Elektrizität (später in AEG umbenannt). Zunächst blieb die öffentliche Versorgung hintergründig, die ersten Stromerzeugungsanlagen in Deutschland waren Kleinkraftwerke, die einzelne Häuser, Fabriken oder Zechenanlagen mit Strom versorgten. Dessen Verbreitung war anfänglich ohnehin durch technische Schwierigkeiten begrenzt: Die Erzeugung in Kolbendampfmaschinen war sehr verlustreich, der Transport über längere Distanzen technisch (noch) nicht machbar. Das engte den Wirkungskreis stark ein. Daher vollzogen lediglich die in der Nähe von Braunkohlegebieten entstandenen Energieversorger eine konstante Entwicklung, etwa die 1898 gegründeten Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerke (RWE), lange Zeit Deutschlands größtes Energieunternehmen.

In den darauf folgenden Jahren vollzog sich eine rasante technische Entwicklung, so dass der Stromverbrauch in Deutschland von 246 Millionen Kwh (4,4 Kwh pro Kopf) im Jahr 1900 auf 9000 Millionen Kwh (142 Kwh pro Kopf) im Jahr 1924 explodierte (Reichstag 1930: 8). Bis 1911 entstanden 557 Werke in Form einer Aktiengesellschaft und GmbH, 703 Kommunalwerke, 171 Werke in Form der Genossenschaft, 22 Werke von Kommunalverbänden und 967 Überlandzentralen (Zängl 1989: 58). Und sie waren sehr erfolgreich: In den Jahren 1900 bis 1913 erreichten die Zuwachsraten des Anlagekapitals durchschnittliche Steigerungsraten von 20 % jährlich. Sie lagen damit dreimal so hoch wie



diejenigen der gesamten Industrie (Herzig 1992: 129). Vor dem ersten Weltkrieg gründeten die Versorger ein Verbundnetz. Es sollte gegenseitige Aushilfe bei Störungen in den Netzen gewährleisten und die Reserveleistung der einzelnen Kraftwerke verringern, somit also für die bestmögliche Auslastung der Kraftwerkskapazitäten sorgen.<sup>1</sup>

Der erste Weltkrieg veränderte auch die Situation der Energiewirtschaft in Deutschland: Die Kriegswirtschaft führte zu vielen Entbehrungen und einem Mangel an Rohstoffen. Da kaum Brennstoffe zur Verfügung standen<sup>2</sup> und es die Unternehmer für sinnvoller erachteten, das verbleibende Kapital in die Weiterentwicklung ihrer Produktionsanlagen zu investieren, wurde der Einkauf von Strom immer wichtiger, der Anteil der kleineren Erzeugungseinheiten nahm kontinuierlich ab. So erzeugten 1928 sieben Großkraftwerke 4066 Millionen Kwh Strom, was 30 % der Gesamterzeugung der öffentlichen Werke darstellte (Reichstag 1930: 15). Der Transport fand mittlerweile über Hochspannungsleitungen statt, die eine weiträumige und wenig verlustreiche Verteilung von Energie ermöglichten. Da sich zunehmend auch die Erkenntnis durchsetzte, dass „die Erzeugungskosten in desto höherem Maße fallen als die Zentralisierung fortschreitet“ (Speckhardt 1919: 18), vereinigten sich allerorten die örtlichen Stromversorger, es entstanden einheitliche Versorgungsgebiete. Zu dieser Zeit entwickelte sich ein weiteres Strukturmerkmal: Die Verteilung von Konzessionen zur Nutzung der öffentlichen Wege. Deren Nutzung ist bei der Verteilung von Energie zwingend, die öffentlich-rechtlichen Eigentümer - etwa Kommunen, Kreise, Länder oder Städte - lassen sich dafür von den Versorgern entsprechend bezahlen. „So erwarben die einzelnen stromerzeugenden und verteilenden Werke ein örtliches rechtlich gesichertes Versorgungsmonopol, das uneingeschränkt den Abnehmern gegenüber wirksam ist, die Elektrizität verbrauchen, ohne daß ihr geringer Verbrauch den wirtschaftlichen Betrieb eigener Erzeugungsanlagen ermöglichte“ (Reichstag 1930: 30). Die vollständige Monopolisierung der Energiewirtschaft entwickelte sich in den kommenden Jahren zum prägenden ordnungspolitischen Element dieses Wirtschaftsbereiches.

<sup>1</sup> Die Verbundwirtschaft ist einschlägiger Literatur (Stier 1999, Zängl 1989, Gröner 1975) zufolge heute eines der wichtigsten Strukturmerkmale des deutschen Versorgungssystems.

<sup>2</sup> Alle wichtigen Kohlegebiete an der Saar und in Oberschlesien mussten abgegeben werden, das Ruhrgebiet war besetzt.

Zahlreiche Wirtschaftsexperten begründeten die Notwendigkeit dieser Ausnahmestellung mit dem hohen Kapitalaufwand. Gleichzeitig befürchteten sie, dass sich Wettbewerb im Bereich der leitungsgebundenen Energie negativ auf die Volkswirtschaft auswirkt (Stier 1999: 17).

## **1.2 Kommunalisierung und Verstaatlichung 1908-1935**

Umso häufiger das Betreiben eines Kraftwerks von wirtschaftlichem und technischem Erfolg gekrönt war, umso größer wurde das Interesse von Städten und Kommunen, selbst im Bereich der Stromversorgung tätig zu werden (Gröner 1975: 51). Hatten sie sich zu Beginn der Elektrifizierung noch äußerst zurückhaltend gezeigt, setzte nach der Jahrhundertwende eine „Kommunalisierungswelle“ ein, die auch durch in den Konzessionsverträgen festgelegte Rückkaufklauseln ermöglicht worden war. So kam es gerade recht, dass auch die Energieunternehmen daran interessiert waren, mit kommunaler Beteiligung zu expandieren, auch um politischen Stimmen gegen etwaige Monopolisierungsbestrebungen entgegen zu wirken (Förster 1965: 159). In der Frühphase der Weimarer Republik schaltete sich dann auch immer mehr das Reich in die Versorgung mit Energie ein. Ziel war eine Strukturreform und eine technische Optimierung der Elektrizitätsversorgung, insbesondere um damit Geld zu verdienen. Es setzte sich die Auffassung durch, dass die Verpachtung verstaatlichter Unternehmen eine sichere Basis für die künftige Finanzpolitik schaffen würde (Details in Stier 1999: 355 ff.). Zwischen 1908 und 1919 gab es mehrere (erfolglose) Versuche, die Energieversorgung in die Kompetenzen des Reiches zu überführen, vor allem um den kriegsgeschwächten Reichshaushalt aufzubessern. Mit der Übernahme der Elektrowerke AG (EWAG) und deren Großkraftwerk im Sommer 1917 gelang dem Reich der Einstieg ins Energiegeschäft. In diesem Jahr wurde zudem eine Kohlensteuer<sup>3</sup> zur Haushaltsstabilisierung beschlossen. Im Januar 1919 legte Wirtschaftsstaatssekretär Müller dem Rat der Volksbeauftragten einen Entwurf für ein „Reichs-Energiegesetz“ und ein „Reichs-Elektrizitätsgesetz“ vor. Sie sollten „eine Ausschaltung der ungesunden und mit Ressourcenverschwendung verbundenen Konkurrenz und den Übergang zu einer planenden

---

<sup>3</sup> Kohlensteuergesetz vom 8.4.1917

Allgemeinbewirtschaftung bringen, die allein eine zweckentsprechende Ausbeute und billigste Verteilung der verfügbaren Energiemengen und deren geringsten Verbrauch bei denkbar größtem Nutzen garantieren könne (...)“ (Stier 1999: 383). Jedoch sollten die Betriebe selbständig bleiben, eine Enteignung war nicht vorgesehen.

Eine Änderung der Machtverhältnisse und die Neubesetzung der zuständigen Ministerien führte dazu, dass im Laufe des Jahres 1919 eine Voll-Sozialisierung der Elektrizitätswirtschaft wieder stärker in den Mittelpunkt des politischen Interesses rückte. „Seit Sommer 1919 lautete die Devise also endgültig Überführung in Reichsbesitz“ (ebd.: 391). Der Entwurf eines Gesetzes über die Sozialisierung der Elektrizitätswirtschaft sah vor, Leitungen über 50 000 Volt Spannung und Elektrizitätswerke mit einer Leistung von mehr als 5000 Kilowatt in Reichseigentum zu überführen, wobei eine angemessene Entschädigung gezahlt werden sollte (Zängl 1989: 100, Stier 1999: 392). Es beinhaltete zudem eine Auskunftspflicht. Vordergründige Ziele: Effizienzsteigerung, Ausbau der Wasserkraft angesichts von Kohleknappheit und Reparationsforderungen, Hochspannungsverbund und nationaler Stromausgleich zwischen süddeutschen Wasserkraften und mitteldeutscher Braunkohle. Aber im Hintergrund blieb die Hoffnung auf stattliche Einnahmen ausschlaggebend. Die Unvereinbarkeit der Interessen, die Verflechtung hoheitlicher Funktionen mit eigener Unternehmertätigkeit der beteiligten öffentlichen Institutionen und die föderalistischen Spannungen waren der Grund dafür, warum das Gesetz letztlich nie in Kraft trat. „Als das Reich dann 1919 dranging, die Elektrizitätsfrage zu lösen, war es in jedem Fall längst zu spät, hatten sich die unternehmerischen Interessen schon zu sehr verfestigt, um noch eine rasche und reibungslose Neuordnung zu erreichen“ (Stier 1999: 404). Die verstärkten Aktivitäten des Reiches beschwören jedoch unweigerlich einen Konflikt mit den Ländern herauf, die ihre bisherige Aufbauleistung und Besitzstände (zu recht) bedroht sahen. Sie reagierten darauf mit der Gründung von Landesversorgungsunternehmen, etwa Badenwerk, Bayernwerk, Sächsische Werke, und widersetzten sich zum größten Teil den Verstaatlichungsplänen des Reiches. „Ihre Strategie lief darauf hinaus, eine planerische Führung des Reiches zu akzeptieren und sich ihr in

selbstverwalteten Verbänden zu unterstellen, aber gerade dadurch etwaige Enteignungspläne des Reiches entbehrlich zu machen“ (Löwer 1992: 184). Ohnehin hatten die Bundesstaaten einen massiven Vorteil: Die Gewalt über das Wasser- und Wegerecht, dem wichtigsten rechtlich-administrativen Instrument zur Steuerung des Energiebereichs in dieser Zeit. So blieb es dabei: Das Reich konnte den Vorsprung der Länder nicht mehr einholen.

Mitte der 1920er Jahre begann sich die Stromwirtschaft neu zu ordnen, um die Rationalität zu erhöhen. Als größter Akteur trat RWE auf. Preußen gründete 1927 in Berlin die Preußische Elektrizitäts-AG. Im Westen des Deutschen Reiches agierte seit 1925 der bis dato zweitgrößte deutsche Stromkonzern, die Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW), in Bayern wurde 1920 die Bayernwerk AG gegründet. In Berlin wurden verschiedene Unternehmen (Elektrowerke AG, Ostpreußenwerk AG, Württembergische Landes-Elektrizitäts AG) unter der Dachgesellschaft Vereinigte Industrieunternehmen Aktiengesellschaft (VIAG) zusammengefasst (Zängl 1989: 103, Reichstag 1930: 85 ff.) Auch das Reich baute seine Beteiligungen aus und übernahm ab 1919 diverse Kohlekraftwerke und -gruben sowie Anteile an verschiedenen Landesversorgungsunternehmen. Diesem Trend leistete der nötig gewordene Bau von Hochspannungsleitungen Vorschub - die Unternehmen baten um Reichszuschüsse und boten im Gegenzug Beteiligungen an. Allerdings waren den Bestrebungen des Reichs auch hier Grenzen gesetzt, denn ein Vordringen in Länder mit bereits ausgebauter Versorgungsstruktur, etwa Bayern, blieb unmöglich, sorgte sogar für Spannungen (Details Stier 1999: 413 ff.). Im Frühjahr 1923 übernahm die VIAG sämtliche Beteiligungen des Reichs aus dem Verantwortungsbereich des Reichsschatzministeriums. Unter Beteiligung des Reichs, mittlerweile als Unternehmer, wurden somit in den 1920er Jahren die Grundsteine zur endgültigen Monopolisierung gelegt. Die Versorgungsgebiete wurden zunehmend durch Demarkationslinien von einander abgegrenzt und für Wettbewerber geschlossen. „Mit der flächendeckenden Elektrifizierung und der Abgrenzung der Versorgungsgebiete, mit der Herausbildung der Verbundwirtschaft und der unternehmerischen Beteiligung der öffentlichen Hand erhielt die Elektrizitätsversorgung in Deutschland bereits in den 1920er Jahren feste Gestalt;

sie ist somit ein historisch gewachsenes System“ (Stieg 1999: 413).

Die Jahre zwischen dem Ersten Weltkrieg und der Weltwirtschaftskrise waren für die Energiewirtschaft sehr erfolgreich: Zwischen 1913 und 1929 wuchs die Stromerzeugung der öffentlichen Versorgung von 2,533 auf 16 Milliarden Kwh (ebd.: 420). Die Struktur des Energieeinsatzes veränderte sich insbesondere dadurch, dass durch den Krieg und die vereinbarten Reparationsleistungen 40 % der Steinkohlevorräte verloren gegangen waren. So stieg die Braunkohle zum bedeutendsten Primärenergieträger auf. Der Erfolg als Unternehmer hatte für das Reich den Verlust an Autorität bei der Regulierung des Systems zur Folge - es wurde immer mehr als interessierte Partei und Konkurrenz am Markt betrachtet. Regulative Objektivität konnte in diesen Jahren nicht mehr ausreichend vermittelt werden. Daraus folgte der so genannte „Elektrokrieg“ mit Preußen um Absatz- und Einflussgebiete, in dessen Folge es dem Reich unmöglich wurde, weiterhin eine staatliche Regulierungspolitik zu verfolgen.

Gegen Ende der Weimarer Republik verschob sich zudem die Gewichtung der politischen Maßnahmen: Ein von Wirtschaftsminister Julius Curtius in Auftrag gegebener „Elektrizitätsversorgungsplan für ganz Deutschland“ ergab, dass Rationalisierung und Optimierung allein nicht ausreichten, um das Energieversorgungssystem zu verbessern. Vielmehr regte der von Curtius beauftragte Münchner Ingenieur und ausgewiesene Experte Oskar von Miller an, dem elektrischen Strom weitere Anwendungsgebiete zu erschließen. Er dachte dabei insbesondere an die privaten Haushalte, in denen noch immer die Hausfrau „mühsamste Arbeitsleistung“ (Miller 1930: 145) vollbringe. Er schlug vor, „die Vorteile des elektrischen Stroms durch geschickt angeordnete Ausstellungen sowie durch ständige Musterhaushaltungen und Mustergüter dem Verständnis der breiten Öffentlichkeit näher zu bringen“ (ebd.). Seine Vision: Steigender Konsum würde Auslastung und Lastverlauf in den Netzen verbessern, wodurch wiederum die Erzeugungskosten gesenkt und die Rentabilität des Versorgungssystems erhöht würden. Aufgrund verstärkter Werbung und dem von von Miller in der Endfassung seines Gutachtens 1930 vorgeschlagenem Ausbau der Kapazitäten, stieg er Stromverbrauch der Haushalte von 130 Kwh im Jahr 1924 auf 330 Kwh im Jahr 1929 (ebd.: 102). Die Elektrizitätserzeugung in der öffentlichen

Versorgung stieg zwischen 1919 und 1929 von knapp 5 auf mehr als 16 Milliarden Kwh an (Stier 1999: 442). Auch die Elektrifizierung des Fernverkehrs spielte zunehmend eine Rolle. Seit Juli 1929 wurden 1327 Kilometer der Vollbahnen elektrisch betrieben (Reichstag 1930: 5).

### **1.3 Das Energiewirtschaftsgesetz von 1935**

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 1935 entstand erstmals in diesem Bereich echtes Wirtschaftsverwaltungsrecht. Von seinen 20 Paragraphen regeln alle bis auf §§ 2, 17, 18 und 20 die staatliche Energieaufsicht (Schüler-Springorum 1960: 101), dennoch wird es in einschlägiger Literatur nicht als reines Nazi-Vermächtnis gesehen, ließ der Nationalsozialismus doch klare Linien in der Energiepolitik vermissen. Zudem behielten die Energieversorger weitgehend Macht und Einfluss. Das lag nicht zuletzt am wirtschaftlichen Erfolg auch während der Weltwirtschaftskrise: Eigenkapitalrentabilität und Durchschnittsdividende in der Gas-, Wasser und Elektrizitätswirtschaft blieben über dem Wert anderer Branchen. Zudem hatten im Reich die Verteidiger einer kommunalen Versorgung eine ebenso starke Stimme wie die Verfechter einer nationalen Elektrizitätsversorgung. Auf Grundlage des Ermächtigungsgesetzes wurde im Sommer 1934 dann zunächst eine Auskunfts- und Meldepflicht für Energieversorger eingeführt, die Daten sollten die Grundlage für eine großräumige Rationalisierung schaffen (Stier 1999: 445). Ab Herbst 1934 dann konkretisierten sich Pläne für das erste deutsche „Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft“, das zunächst eine zentralisierte Großkraftwirtschaft und große Verbundunternehmen favorisierte, jedoch nicht verbindlich festlegte. Der Widerstand von Städten und Gemeinden gegen den Verlust ihrer Selbstbehauptung wurde koordiniert und unterstützt von Reichsinnenminister Wilhelm Frick und Reichslandwirtschaftsminister Richard Walter Darré und führte immerhin dazu, dass das Innenministerium ein generelles Mitspracherecht an der künftigen Energieaufsicht bekam. Überhaupt stand wohl eine umfassende Verstaatlichung nicht zu Diskussion, „vielmehr wollte das Reichswirtschaftsministerium – unter Schacht – die Energiewirtschaft seiner Aufsicht unterstellen und die Konzentration der Großunternehmen zu Lasten der kommunalen Energiewirtschaft fördern. Das Reichsinnenministerium – unter

Frick – verwahrte sich gegen eine Verkürzung seiner Kommunalaufsichtsrechte und verteidigte – zusammen mit dem Deutschen Gemeindetag – die Position der Gemeinden“ (Evers 1983: 34).

Das erste deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), „Markstein der Etablierung einer verhängnisvollen und zählebigen Strom-Diktatur“ (Stier 1999: 23), wurde am 13. Dezember 1935 vom Kabinett verabschiedet und bildete in nur marginal abgeänderter Form für Jahrzehnte den gesetzlichen Rahmen für die deutsche Energiewirtschaft. Dreh- und Angelpunkt war die ausreichende, sichere und billige Versorgung mit Elektrizität. Die Anzeige- und Genehmigungspflicht für Bau, Erneuerung, Erweiterung oder Stilllegung von Energieanlagen (§§4f EnWG) war den Kern des Gesetzes. §1 Abs.1 EnWG legte fest, dass Anlagenerrichtung und -erweiterung, die Führung des Unternehmens und die Gestaltung der Tarife und Lieferungsbedingungen ministerieller Aufsicht unterliegen. §3 EnWG sah ein Auskunftsverlangen über technische und wirtschaftliche Verhältnisse des Energieversorgungsunternehmens (EVU) vor, §4 die Investitionsaufsicht und §5 beinhaltete einen Genehmigungsvorbehalt für die Gewerbeausübung mit dem Gegenstand „Versorgung anderer mit Energie“. §6 EnWG regelte die Anschluss- und Versorgungspflicht, §7 die Preisaufsicht. Allesamt ermöglichten sie zwar massive Eingriffe, dennoch scheint die Veränderung der Eigentumsstrukturen oder die Schaffung eines staatlichen Monopols laut einschlägiger Literatur nicht der Hauptzweck nationalsozialistischer Energiepolitik gewesen zu sein. Es sollte wohl vielmehr um eine Strukturverbesserung, um die „Unterordnung jeglicher Erzeugung unter das Interesse des Gesamtwohles von Volk und Staat“ (ebd.: 455) gehen. Dennoch wurden zahllose kleine Versorgungsunternehmen stillgelegt bzw. von größeren übernommen (Herzig 1992: 140). §12 EnWG eröffnete den Weg, Art und Höhe der Konzessionsabgabe einheitlich zu gestalten. Auf dieser Grundlage wurde 1941 die „Anordnung über die Zulässigkeit von Konzessionsabgaben der Unternehmen und Betriebe zur Versorgung mit Elektrizität, Gas und Wasser an Gemeinden und Gemeindeverbände“ (KAE) erlassen. Des weiteren gab es ab 1938 die „Verordnung über die Bildung allgemeiner Tarifpreise für die Versorgung mit elektrischer Energie“, die den Energieversorgern die Einführung von

Grundpreistarifen mit gestaffelten Arbeitspreisen vorschrieb. Die 1. bis 5. Durchführungsverordnung (DVO) präzisierten den Umgang mit dem EnWG, die Preisstoppverordnung vom November 1936 sollte billigere Preise gewährleisten und 1942 wurden dann schließlich die Allgemeinen Bedingungen für die Versorgung mit elektrischer Arbeit aus dem Niederspannungsnetz der EVU (AVB) erlassen.

Einig ist sich die Forschung (Stier 1999, Evers 1983, Kehrberg 1997) in dem Punkt, dass es sich beim EnWG von 1935 nicht um ein typisches Nazigesetz handelt. Es enthält keine klare Aussage zur strittigen Frage nach zentraler oder dezentraler Struktur oder eine Festlegung auf privatkapitalistische, staatliche oder kommunale Trägerschaften. Daher wird in der Literatur davon ausgegangen, dass der Grundstein etwa für die monopolistische Entwicklung an anderer Stelle gelegt wurde: Vermutlich mit dem Konzessionsvergabesystem und den damit verbundenen exklusiven Versorgungsverträgen.

#### **1.4 Bilanz: Entwicklungen bis 1935 bilden Ausgangsbasis**

Die beschriebenen Entwicklungen verdeutlichen, dass die deutsche Energiewirtschaft ein historisch gewachsenes System ist. Ihre Konstitution beruht nicht etwa auf Naturgesetzen oder unentrinnbaren technisch-ökonomischen Zwängen, sondern ist aus konkreten Interessenskonflikten und Entscheidungsprozessen entstanden (Stier 1999: 519). Die flächendeckende Elektrifizierung, die Abgrenzung der Versorgungsgebiete, die Herausbildung der Verbundwirtschaft und die unternehmerische Beteiligung der öffentlichen Hand bildeten die Eckpfeiler eines Systems, das schon im frühen 20. Jahrhundert eine feste Gestalt annahm, die dann fast bis zum Anfang des nächsten Jahrhunderts Bestand haben sollte. Der Machtkampf zwischen Bund und Ländern ist gekennzeichnet durch einen steten Vorsprung letzterer, denn sie verfügten mit dem Wasser- und Wegerecht über das wichtigste rechtlich-administrative Instrument zur Steuerung dieses Wirtschaftsbereichs. An dieser Stelle eine erste Bilanz zu ziehen bietet sich m. E. an, da sich in den zuvor reflektierten ersten 50 Jahren nach Erfindung der Glühbirne die grundlegenden Entwicklungen in diesem Wirtschaftsbereich vollzogen. Die entstandenen Strukturen erwiesen sich als derart beharrlich, dass der deutsche Energiemarkt bis zur Initiative der EU-



Kommission in den 1980er Jahren nahezu vollständig vom Wettbewerb abgeschottet blieb. Hier liegt die Vermutung nahe, dass es der Politik (aufgrund zu starker Teilhabe) an regulatoriver Objektivität fehlte. Anstatt die Versorgung mit Elektrizität zu verbilligen, scheint die Wahrung von Besitzständen und die Verfestigung von Strukturen das oberste Ziel jeglicher Regulierung gewesen zu sein. Die Begründung für die Monopolisierung, die technische Ausnahmestellung und der hohe Kapitalaufwand, wurde stillschweigend von allen Beteiligten akzeptiert. So gelang es der Politik nicht, „eine ausgewogene Balance zwischen den Anforderungen an die Technologie, der technisch-wirtschaftlichen Rationalität und der Sozialverträglichkeit des Systems“ (Stier 1999: 499 ff.) herzustellen. Offensichtlich waren fiskalisches Eigeninteresse und der Selbstbehauptungswille lange Zeit wichtiger als ein Handeln im volkswirtschaftlichen Allgemeininteresse. Ob staatliche Elektrizitätspolitik tatsächlich immer nur dem Kapital diene und das EnWG als Instrument der Wirtschaftsdiktatur eine moderne, rationelle und umweltfreundliche Energiepolitik verhinderte oder aber die geschaffenen Monopolstrukturen eine Garantie für Wachstum und Wohlstand waren und kein anderes Ordnungssystem zu besseren Ergebnissen geführt hätte, ist in der Literatur nach wie vor umstritten. Festgehalten werden kann zu diesem Zeitpunkt nur, dass das Festschreiben existierender Strukturen, die Bevorzugung einzelner Interessen und die Schaffung von Besitzständen für die Flexibilität des Versorgungssystems in Deutschland nicht förderlich gewesen ist. So existierten jahrelang viele kleine Kraftwerke mit unvollkommener Auslastung nebeneinander, was zu ungünstigen Lastkurven, zu mehrstufigen und gleichzeitig zu teuren Verteilernetzen führte. Von Effizienz kann kaum die Rede sein, ein funktionsfähiges Kontrollinstrument fehlte. Somit muss festgestellt werden, dass die Energiewirtschaft politisch gestaltet wurde und nicht etwa durch die rationellsten Versorgungskonzepten oder die technisch-ökonomisch ausgefeiltesten Systeme.

## **1.5 Weitere Entwicklungen bis 1985**

### ***1.5.1 Gründung von Vereinigungen***

Nach dem Zweiten Weltkrieg war das deutsche Verbundsystem weitgehend

lahmgelegt, die Stromversorgung nur beschränkt möglich. Zwar fiel die größtenteils zerstörte Industrie als Energieverbraucher zunächst aus, dennoch wurde der Stromverbrauch beschränkt. Mit Geldern aus der Marshallplanhilfe wurde die Wiederherstellung einer gesicherten Stromversorgung vorangetrieben. Die deutschen Versorger arbeiteten indes weiter für den Aufbau eines starken Verbundsystems: 1948 schlossen sich die größten deutsche Versorger - Badenwerk, Bayernwerk, Energieversorgung Schwaben, Hamburger Electricitätswerke, PreussenElektra, RWE, VEW und Bewag - zur „Deutschen Verbundgesellschaft“ (DVG) zusammen. Isolierte Kraftwerke gehörten ab sofort der Vergangenheit an (Zängl 1989: 225). 1949 gründeten die kommunalen Versorger den „Verband kommunaler Unternehmen“ (VKU) und 1950 die regionalen Energieversorger die „Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen“ (ARE). Somit kristallisierte sich eine dreistufige Hierarchie heraus: Auf oberster Ebene fungieren seither die Verbundunternehmen und Netzbetreiber, es folgen die Regionalversorger und anschließend die lokalen Versorgungsunternehmen. Übergeordneter Verband ist bis heute die 1950 aus der „Arbeitsgemeinschaft der Landesverbände der Elektrizitätswerke“ (AdEW) entstandene „Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke“ (VDEW), 2005 umbenannt in „Verband der Elektrizitätswirtschaft“ (VdEW). Auf der Verbraucherseite schlossen sich die industriellen Stromerzeuger zur „Vereinigung Industrieller Kraftwirtschaft“ (VIK) zusammen und die mittelständische Wirtschaft gründete den „Bundesverband der Energieabnehmer“ (VEA). Auf europäischer Ebene wurde 1952 die „Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité“ (UCPTE) gegründet.

### ***1.5.2 Kohle und Kernkraft - die Grundpfeiler deutscher Stromerzeugung***

Seit 1950 verzeichnete das Stromaufkommen in der Bundesrepublik zweistellige Zuwachsraten und stieg auf über 200 Milliarden Kwh im Jahre 1970 (Herzig 1992: 145). Da sich auch die Erzeugungsanlagen rasant weiterentwickelten, sanken die Kosten für die Erzeugung einer Kwh Strom. Dennoch blieb das Strompreisniveau regional verschieden: Der Westen Deutschlands zahlt noch heute (Verivox 2005) weniger für Strom als der Süden und Osten. Der steigende

Strombedarf war Ende der 1950er Jahre Auslöser für den Siegeszug des Öls: Während sich die Absatzlage der deutschen Steinkohle verschlechterte, wurde Öl zum wichtigsten Energieträger. Die deutsche Regierung griff in diese Entwicklung mittels des „Gesetzes zur Förderung der Verwendung von Steinkohle in Kraftwerken“<sup>4</sup> ein, um eine „volkswirtschaftlich sinnvolle Entwicklung zu erreichen“ (Institut für Bilanzanalysen 1969: 38). Das Gesetz enthielt die Verpflichtung zum ausschließlichen Einsatz von Steinkohle für 10 Jahre und bot im Gegenzug steuerliche Vergünstigungen. 1966 wurde mit dem „Gesetz zur Sicherung des Steinkohleeinsatzes in der Elektrizitätswirtschaft“<sup>5</sup> ein zusätzlicher finanzieller Anreiz geschaffen. Die Mehrkosten der Verstromung von Steinkohle im Vergleich zu anderen Energieträgern wurden finanziell ausgeglichen. Gleichzeitig sah es vor, Ölkraftwerke bis Juni 1971 nur in Ausnahmefällen zu genehmigen. 1974 schob die Bundesregierung das „Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft“<sup>6</sup> nach. Es sah den Steinkohleeinsatz von jährlich 33 Millionen Tonnen bis 1980 vor. Zur Finanzierung wurde der „Kohlepfennig“ eingeführt, eine Ausgleichsabgabe, die die Energieversorger vom Verbraucher einzogen und an das Bundesamt für gewerbliche Wirtschaft weiterleiteten. Einen Höhepunkt der Subventionierung heimischer Steinkohle stellt der sogenannte Jahrhundertvertrag<sup>7</sup> von 1980 dar. In ihm verpflichteten sich die Stromkonzerne, zwischen 1980 und 1995 in fünfjährigen Schritten wachsende durchschnittliche Mengen heimischer Steinkohle abzunehmen. Da der „Kohlepfennig“ die finanzielle Mehrlast nicht mehr ausreichend tragen konnte, wurde der Strompreis erhöht, so dass die Kosten zu gut einem Drittel von den Verbrauchern getragen wurden. Diese Beihilferegelung widersprach allerdings Artikel 4c des Vertrags über die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS), der im Juli 2002 auslief. 1986 genehmigte die EU-Kommission in einer Beihilfeentscheidung (EU-Kom 1996) jedoch die Unterstützung als einen Beitrag zur Lösung sozialer und regionaler Probleme, 1994 aber erklärte das

---

<sup>4</sup> Erstes Verstromungsgesetz vom 12. August 1965

<sup>5</sup> Zweites Verstromungsgesetz vom 5. September 1966

<sup>6</sup> Drittes Verstromungsgesetz vom 13. Dezember 1974

<sup>7</sup> „Neufassung des Gesetzes über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft“ vom 17. November 1980

Bundesverfassungsgericht (BVerfGE 1994) den „Kohlepfennig“ für nicht verfassungskonform, woraufhin die Bundesregierung im Steinkohlebeihilfengesetz vom 12. Dezember 1995 jährlich abnehmende Zuschüsse festlegte. Zwischen 1998 und 2005 halbierten sich die Beihilfen von knapp 4,76 Milliarden auf 2,71 Milliarden Euro. Im Juni 2002 verabschiedete der Rat der EU-Energieminister eine neue Verordnung (EU-Kom 2002) über staatliche Beihilfen für den Steinkohlenbergbau, die bis Ende 2010 die Grundlage für Hilfen an die Bergbauunternehmen in der Europäischen Gemeinschaft ist. Sie erlaubt Beihilfen für den Steinkohlenbergbau zur Umstrukturierung sowie zum Erhalt eines Kernbestandes an heimischem Bergbau bis Ende 2007 bzw. Ende 2010.

Die Einführung der Kernenergie führte zunächst zu kaum einer Diskussion. „Sie wurde allgemein als ein möglicher, oft als der beste oder sogar einzige Ausweg aus einer langfristig drohenden Energiekrise gesehen“ (Fischer 1992: 28) und zum „Inbegriff technischen Fortschritts“ (Herzig 1992: 153). Allerdings war Deutschland durch die restriktiven Gesetze und Verordnungen der Alliierten nach Kriegsende mit der Atom-Forschung erheblich in Rückstand geraten, so dass SPD, FDP, CDU und CSU in dieser Frage eine ungewöhnliche Einigkeit zeigten, gleichwohl die SPD auf die Gefahren der Abfallstoffe hinwies und forderte, Ärzte und Gewerkschaften an den Planungen zu beteiligen. So heißt es im am 12. Juli 1956 von der SPD auf einem Parteitag in München verabschiedeten Atomplan: „Die Erzeugung von Elektrizität aus Kernenergie hat in solchem Umfang zu erfolgen, daß die deutsche Wirtschaft nicht mehr auf die Einführung überteuerter Kohle angewiesen ist, der Raubbau in Kohlegruben vermieden wird und die schädigende Veränderung von Landschaft und Wasserversorgung beim Abbau von Braunkohle eingeschränkt werden“ (ebd.: 30).

So wirk(t)en die Vorteile der Erzeugung von Strom aus Uran auf den ersten Blick denn auch sehr überzeugend: Unabhängigkeit vom Ausland, geringe Brennstoffkosten und wenig schädliche Emissionen. Die drohenden Kosten, etwa für eine Sicherheitsvorsorge bei Störfällen oder beim Transport von radioaktiven Brennelementen, blieben zunächst unbeachtet. Nach drei Jahren währenden Diskussionen verabschiedete der Bundestag am 3. Dezember 1959 das „Gesetz

über die friedliche Verwendung von Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren“ (Atomgesetz). Es enthält u.a. Bestimmungen zur Ein- und Ausfuhr, zum Transport, zur Verwertung und zur Endlagerung von uranangereicherten Brennstoffen. Der Regelungsbereich umfasst die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Lippert 2002: 287). Das Gesetz bildete die Grundlage zum steten Ausbau der Kernenergie in der Bundesrepublik, sie ist seit 1985 der wichtigste Energieträger für die Stromversorgung: Rund 40 % der Bruttostromerzeugung in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung entfielen Ende der 80er Jahre auf die Kernenergie, 1970 waren es gerade mal 3,7 % (Herzig 1992: 153 f.).

Es zeigte sich, dass die Verabschiedung des Atomgesetzes auf dem Zenith der Meinungsübereinstimmung geschah: „Der Konsens über die Notwendigkeit und die Dringlichkeit des Einsatzes von Atomenergie lockerte sich mit der Verbilligung des Erdöls in den sechziger Jahren, die die Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken in die weitere Zukunft zu verweisen schien, zumal die Kosten für Atommeiler stärker stiegen als angenommen“ (Fischer 1992: 31). Offensichtlich hatte die Politik auch die sicherheitstechnisch schwierige Zwischen- und Endlagerung unterschätzt und konnte die Angst unter der Bevölkerung nicht adäquat beschwichtigen. In den siebziger Jahren gründeten sich daher allerorten Anti-AKW-Bewegungen, die gegen den Bau von Atomkraftwerken und den Transport von radioaktiven Brennelementen kämpf(t)en ([www.anti-atom.de](http://www.anti-atom.de)). „Der damalige Konsens über die Nützlichkeit, ja Notwendigkeit der Kernenergienutzung hat (...) nicht gehalten. Zu verbreitet war das Mißtrauen, daß mit der Kernenergie eine Risikoschwelle übertreten wird, die letztlich unbeherrschbar ist, weil dem unendlichen Nutzen auch der endgültige Schaden entsprechen kann“ (Löwer 1992: 200). So kennzeichnen die Atomunfälle in Amerika (Three Mile Island, 1979) und in der Ukraine (Tschernobyl, 1986) denn auch tatsächlich einen Wendepunkt in der Beurteilung von Atomkraft. Umfragen des TNS Emnid-Instituts zwischen 1974 und 1985 belegen das sinkende Vertrauen: 1974 und 1981 befürworteten etwa 40 % der Befragten den Bau von Atomkraftwerken, 1979 und 1985 nur noch 30 %. 1988 verschlechterte sich die Stimmung weiter, so dass sich nur noch 17 % der Befragten für den Bau

von Atomkraftwerken aussprachen (Fischer 1992: 32).

**Abb. 1 - Übersicht der deutschen Atomkraftwerke**

<b>Name, Betreiber, Standort</b>	<b>Baujahr</b>	<b>Abschaltung</b>
VAK Kahl	1960	1985
MZFR Leopoldshafen	1965	1984
KRB-A Gundremmingen	1966	1977
AVR Jülich	1966	1988
KKR Rheinsberg	1966	1990
KWL Lingen	1968	1977
KWO Obrigheim	1968	2005
HDR Großwelzheim	1969	1971
KWW Würgassen	1971	1994
KKN Niederaichbach	1972	1974
KKS Stade	1972	2003
KGR 1-5 Greifswald	1973	1990
KWB-A Biblis (RWE, Hessen)	1974	vorauss. 2007
KWB-B Biblis (RWE, Hessen)	1976	vorauss. 2009
KKB Brunsbüttel (Vattenfall, Schleswig-Holst.)	1976	vorauss. 2009
GKN-1 Neckarwestheim (EnBW, Baden-Württ.)	1976	vorauss. 2008
KKI-1 Isar (E.ON, Bayern)	1977	vorauss. 2011
KNK Leopoldshafen	1977	1991
KKU Unterweser (E.ON, Niedersachsen)	1978	vorauss. 2011
KKP-1 Philippsburg (EnBW, Baden-Württ.)	1979	vorauss. 2012
KKG Grafenrheinfeld (E.ON, Bayern)	1981	vorauss. 2014
THTR Hamm-Uentrop	1983	1988
KKK Krümmel (Vattenfall, Schleswig-Holst.)	1983	vorauss. 2016
KWG Grohnde (E.ON, Niedersachsen)	1984	vorauss. 2017
KRB-B+C Gundremmingen (RWE, Bayern)	1984	vorauss. 2017
KKP-2 Philippsburg (EnBW, Baden-Württ.)	1984	vorauss. 2017
KBR Brokdorf (E.ON, Schleswig-Holst.)	1986	vorauss. 2018
KMK Mülheim-Kärlich	1986	1988
GKN-2 Neckarwestheim (EnBW, Baden-Württ.)	1988	vorauss. 2021
KKE Emsland (RWE, Niedersachsen)	1988	vorauss. 2020
KKI-2 Isar (E.ON, Bayern)	1988	vorauss. 2020

### ***1.5.3 Verfestigung der Struktur bis 1985 - Regulierung oder Deregulierung?***

In den Jahren bis zur Verabschiedung des neuen Energierechts verfestigte sich die Struktur auf dem deutschen Energiemarkt. Das im Juli 1957 in Kraft getretene Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), nach dem vertragliche Vereinbarungen zum Ausschluss von Wettbewerb, grundsätzlich unzulässig sind, formulierte in § 103 für die Energiewirtschaft eine „Bereichsausnahme“, die Demarkations-, Konzessions-, Preisbindungs- und Verbundverträge vom Kartellvertrag ausschloss. Damit mussten die Kunden ohne Wahlmöglichkeit den Strom von dem für sie zuständigen Versorger abnehmen, es gab keinerlei Wettbewerb. Das Energiewirtschaftsgesetz von 1935 blieb gültig, wurde von der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt), der Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung von Tarifkunden (AVBeltV), dem Stromeinspeisegesetz und der Konzessionsabgabeverordnung flankiert. Zur Rechtfertigung der monopolistischen Marktstruktur wurden vor allem wirtschaftliche Gründe vorgetragen: Der hohe Kapitalbedarf und die langlebigen Investitionen, die Unmöglichkeit der Speicherung von Elektrizität und somit die Bereithaltung von Reservekapazität für Belastungsspitzen, die Verhinderung von Fehlinvestitionen durch Marktaufteilung und die Sicherung der Versorgung eines jeden (auch in „ungünstigen“ Gebieten). Während sie in einschlägiger Literatur allesamt als fadenscheinig bezeichnet werden (etwa Gröner 1975: 344 ff.), war und ist die Stromwirtschaft davon überzeugt: „Insgesamt hat sich das in vielen Jahrzehnten gewachsene System durchaus bewährt und in Deutschland eine Versorgungssicherheit ermöglicht, von der andere Länder, in denen Stromausfälle an der Tagesordnung waren, nur träumen konnten“ (IZE 1998: 4). Dennoch lassen Monopolstellungen von Unternehmen verschiedene Ineffizienzen erwarten, etwa höhere gewinnmaximale Preise und geringere Mengen sowie die Diskriminierung bestimmter Nachfrager. Der fehlende Konkurrenzdruck kann gleichzeitig das Entstehen von technischen Ineffizienzen, höheren Personalbeständen und Arbeitsbequemlichkeit fördern. Daher sind Monopolisten nicht gezwungen, sich nach den Wünschen der Kunden zu richten, so dass auch qualitative Ineffizienzen vorhanden sein können (Kruse 1999: 14). Wettbewerb hingegen gilt als besonders leistungsfähiges Verfahren der Allokation von Ressourcen und der Koordination,

als überlegenes Verfahren gesellschaftlicher Informationsbestimmung und Informationsnutzung und als dynamischer Mechanismus für die Effektivität von Produktionsmitteln. (Zintl 2003: 32)

## ***2. Neuregelungen ab 1985***

### **2.1 Internationale Ebene**

#### ***2.1.1 Das Kyoto-Protokoll***

Das „Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change“ (Kyoto-Protokoll), das deshalb einer besonderen Erwähnung in diesem Zusammenhang bedarf, weil es erstmals exakte Ziele im Umweltschutz und zur Verminderung des Ausstoßes der klimaschädlichen Treibhausgase<sup>8</sup> formulierte, wurde im Dezember 1997 von der 3. Konferenz der Vertragsparteien des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) verabschiedet. Es hat zum Ziel, die Anstrengungen zur Verringerung des Treibhausgas- (hauptsächlich Kohlendioxid-)ausstoßes zu verstärken und zu konkretisieren. Die Industriestaaten sowie die Staaten Mittel- und Osteuropas (Annex I-Staaten) verpflichten sich dabei, ihre Kohlendioxidemissionen zwischen 2008 und 2012 um insgesamt mindestens 5 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu reduzieren. Dabei konzentriert sich das Kyoto-Protokoll auf die sechs wichtigsten Treibhausgase Kohlendioxid, Methan, Distickstoffoxid, Hydrofluorkohlenwasserstoffe (HFCKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexfluorid. Während die Reduktionen der ersten drei anhand des Basisjahrs 1990 errechnet werden, so gilt für die anderen drei langlebigen Industriegase entweder 1990 oder 1995 als Basisjahr. Da beispielsweise ein Kilo Methan eine stärkere Auswirkung auf das Klima hat als ein Kilo Kohlendioxid, werden Senkungen der einzelnen Gase in „CO<sub>2</sub>-Äquivalente“ umgerechnet und diese dann zu einem Gesamtwert aufaddiert (UNEP et al. 1999: 24). Kohlendioxid machte 1995 über vier Fünftel der gesamten Treibhausgasemissionen der entwickelten Länder aus und ist daher von den genannten Gasen mit Abstand das bedeutendste. Es wird insbesondere bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe

---

<sup>8</sup> Weitere Details zu den Auswirkungen von Treibhausgasen auf das Klima finden sich später in diesem Kapitel.



ausgestoßen, allerdings spielt auch die zunehmende Entwaldung eine Rolle. Methan - als zweitwichtigstes im Protokoll behandeltes Gas - entsteht durch den Anbau von Reis, die Haltung von Nutztieren wie z.B. Rindern und die Beseitigung bzw. Aufbereitung von Müll und menschlichen Abfällen. Laut UNFCCC sind die Methanemissionen in den entwickelten Ländern im allgemeinen stabil oder rückgängig. Der Distickstoffoxidausstoß beruht hauptsächlich auf der Verwendung von Dünger, auch hier sind die Emissionen allerdings stabil bzw. rückläufig. Die drei langlebigen Treibhausgase HFCKW, FKW und Schwefelhexafluorid wurden von der Industrie für spezielle Anwendungen geschaffen. Schwefelhexafluorid etwa wird als Isoliermaterial bei elektrischen Anwendungen, als Hitzeleiter und als Gefriermittel eingesetzt.

**Abb. 2: Emissionsreduktionsverpflichtung der Länder gemäß Kyoto-Protokoll**

<b>Land</b>	<b>Reduktionsverpflichtung nach dem Kyotoprotokoll im Vergleich zu 1990</b>
Australien	+ 8 %
Bulgarien	- 8 %
Estland	- 8 %
EU 15	- 8 %
Island	+ 10 %
Japan	- 6 %
Kanada	- 6 %
Kroatien	- 5 %
Lettland	- 8 %
Liechtenstein	- 8%
Litauen	- 8 %
Monaco	- 8 %
Neuseeland	+/- 0 %
Norwegen	+ 1 %
Polen	- 6 %
Rumänien	- 8 %
Russland	+/- 0 %
Schweiz	- 8 %
Slowakei	- 8 %
Tschechien	- 8 %
Ukraine	+/- 0 %
Ungarn	- 6 %
USA	- 7 %

Im Kyoto-Protokoll verpflichten sich die unterzeichnenden Staaten zu individuellen Emissionsreduktionszielen: Für die Europäische Union insgesamt wurde die Reduzierung des Ausstoßes von Treibhausgasen um 8 % vereinbart. Staaten wie Russland oder Neuseeland hingegen müssen ihre Emissionen stabilisieren, Australien oder Norwegen beispielsweise können ihren Ausstoß sogar weiter erhöhen. Generell stellen die individuellen Ziele eine Art Kompromisslösung, die dem Entwicklungsstand der einzelnen Volkswirtschaften ebenso Rechnung tragen wie dem Emissionsausstoß der früheren Jahre. Im Dezember 2002 ratifizierte Kanada als 99. Land das Klimaprotokoll, neben Deutschland und den anderen EU-Staaten hatten sich auch Japan und Australien dem Vertrag angeschlossen. Er sollte indes erst wirksam werden, wenn 55 Länder, die zusammen für mindestens 55 % der Schadstoff-Emissionen im Jahr 1990 verantwortlich waren, unterzeichnet hatten. Mit der Ratifizierung durch Russland am 18. November 2004, das 1990 für 17,4 % der Emissionen verantwortlich war, wurde diese Schwelle erreicht, so dass das Kyoto-Protokoll am 16. Februar 2005 in Kraft trat. Bis 30. August 2006 hatten insgesamt 164 Staaten das Vertragswerk unterzeichnet und ratifiziert, sie sind gemeinsam für 61,6 % der 1990 ausgestoßenen Emissionen verantwortlich (UNFCCC 2006). Aber auch wenn das Kyoto-Protokoll als „bahnbrechendes“ (Oberthür et al.: 25) Beispiel internationaler Umweltschutzinitiativen bezeichnet wird, bleibt ein Wermutstropfen: Die USA als weltweit größter Kohlendioxidemittent hat das Vertragswerk bisher nicht ratifiziert. Das wäre insofern für den weitreichenden Erfolg dienlich, da allein die USA mit 5 % der Weltbevölkerung für 25 % des Weltenergieverbrauchs und 23 % der Welt-Kohlendioxid-Emissionen verantwortlich ist (Grunwald 2003: 497).

Neben den festgelegten Zielen zum Ausstoß von Emissionen beinhaltet das Kyoto-Protokoll auch drei flexible Maßnahmen, mit denen sie erreicht werden sollen: Handel mit Emissionszertifikaten<sup>9</sup> (International Emissions Trading, IET), Programm zur gemeinsamen Umsetzung (Joint Implementation, JI)<sup>10</sup> und Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development

<sup>9</sup> Details siehe Kapitel 2.2.6 und 7.2 dieser Arbeit

<sup>10</sup> Projekte, die in einem anderen Industrieland (mit eigener Emissionsbegrenzungsverpflichtung) zur Reduktion von Treibhausgasen führen, können laut Art. 6 des Kyoto-Protokolls auf die eigene Emissionsmenge angerechnet werden.

Mechanism, CDM)<sup>11</sup>. Sie dienen zur Erhöhung der ökonomischen Effizienz der Treibhausgasemissionsreduktion und sollen den Transfer von Umwelttechnik und Know-how ermöglichen. Gleichzeitig können die Emissionen dort verringert werden, wo es am billigsten ist. Über die genaue Ausgestaltung der Mechanismen sollen die Länder selbständig entscheiden. Ob diese Mechanismen indes unbeschränkt angewendet werden dürfen, ist noch unklar. Im Vorfeld der Verabschiedung einer eigenen Richtlinie zum Emissionshandel sprach sich die EU noch dafür aus, dass nur 50 % der Emissionsreduktionen im Ausland erworben werden dürfen, und dass die andere Hälfte im Inland zu erzielen ist. In der 2003 verabschiedeten Richtlinie (EU-Kom 2003b)<sup>12</sup> gibt es dagegen keine konkrete Zielvorgabe mehr. Dort heißt es in Erwägungsgrund 19, die projektbezogenen Mechanismen seien wichtig für die Verwirklichung des Zieles und müssten als „Begleitmaßnahme“ zu innerstaatlichen Maßnahmen erfolgen.

**Abb. 3: Quantifizierte Emissionsbegrenzung der EU15-Länder im Rahmen ihrer Kyoto-Verpflichtung**

<i><b>EU-Land</b></i>	<i><b>Nationale Emissionsbegrenzung laut Kyoto-Protokolls im Vergleich zu 1990</b></i>
Belgien	92,5 %
Dänemark	79 %
Deutschland	79 %
Griechenland	125 %
Spanien	115 %
Frankreich	100 %
Irland	113 %
Italien	93,5 %
Luxemburg	72 %
Niederlande	94 %
Österreich	87 %
Portugal	127 %
Finnland	100 %
Schweden	104 %
Vereinigtes Königreich	87,5 %

<sup>11</sup> Projekte, die in einem Entwicklungsland (ohne verbindliche Klimaschutzziele) zur Reduktion von Treibhausgasen führen, können laut Art. 12 des Kyoto-Protokolls auf die eigene Emissionsmenge angerechnet werden.

<sup>12</sup> Details siehe Kapitel 2.2.6.2 dieser Arbeit

Auf dem im Dezember 2005 in Montreal abgehaltenen Klimagipfel vereinbarte die Staatengemeinschaft, Verhandlungen über weiterführende Minderungsverpflichtungen für die Zeit nach 2012, dem Ende der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls, zu beginnen. In einem Dialog, an dem sich auch die USA, Australien und die Entwicklungs- und Schwellenländer beteiligen wollen, sollen Beiträge zum globalen Klimaschutz entwickelt werden. Die Zeit drängt: Wie der „Spiegel“ im November 2005 berichtete werden nach Prognosen der Vereinten Nationen im Jahr 2010 knapp 11 % mehr Treibhausgase ausstoßen als noch 1990 (Spiegel.de 17.11.2005). Den Zahlen zufolge sind Spanien (+ 42 % bis 2003), Portugal (+ 37 %), Griechenland und Irland (beide + 26 %), Finnland (+ 22 %), Österreich (+ 17 %) und die USA (+ 13 %) aktuell die größten „Klimasünder“. Deutschland (- 18 %) und Großbritannien (- 13 %) schnitten unter den alten 15 EU-Staaten am besten ab. Auch die Europäische Umweltagentur zog im Juni 2005 nicht gerade ein ermutigendes Fazit: Zwischen dem Jahr 2000 und dem Jahr 2005 hätten die Emissionen der EU-15 im Durchschnitt „nur“ 2,9 % unter dem Stand von 1990 gelegen, geplant waren 8 % (strom-magazin.de 2005b).

## **2.2 Europäische Ebene**

### **2.2.1 Die Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG**

Der Ausgangspunkt für die Einführung von Wettbewerb im deutschen Strom- und Gasmarkt findet sich in der Schaffung des EG-Binnenmarktes mit freiem Verkehr von Waren, Dienstleistungen, Kapital, der Arbeitnehmerfreizügigkeit und der Niederlassungsfreiheit innerhalb Europas. „Binnenmarkt ist (...) Raum ohne Binnengrenzen, in dem der freie Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital gemäß den Bestimmungen (des) Vertrages gewährleistet ist“ (EEA Art. 8a). Er wurde in der Einheitlichen Europäischen Akte (EEA) verwirklicht, die am 1. Juli 1987 in Kraft trat.<sup>13</sup> Das von der EU-Kommission 1988 vorgelegte

---

<sup>13</sup> Dass Energie von Beginn an ein zentrales Thema in Europa gewesen ist, indiziert nicht nur der EGKS-Vertrag von 1951 und die Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG) im Jahr 1957. Es würde jedoch den Rahmen dieser Arbeit sprengen, auf die frühen Vorläufer einzugehen. Die Autorin hält es daher für schlüssig, die Schaffung des EG-Binnenmarktes als Ausgangspunkt für die Einführung von Wettbewerb auf den europäischen Strom- und Gasmärkten zu markieren.

Arbeitsdokument „Der Binnenmarkt für Energie“ (EU-Kom 1988) gilt als Grundstein der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie, die zu einer völligen Neugestaltung des Energiesektors führte. Es stellte auf 85 Seiten die erforderlichen Maßnahmen zur Einführung von Wettbewerb, zur Durchsetzung von freiem Warenverkehr und zur Abschaffung staatlicher Beihilfen, beispielsweise im Kohlebereich, zusammen und identifizierte die Hemmnisse. Ansonsten beschränkte sich die Europäische Union in den 80er Jahren auf energiepolitische Einzelmaßnahmen, wie etwa den „Bericht der Kommission über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Binnenmarkts“ vom 18.4.1990, den zweiten „Fortschrittsbericht über den Energiebinnenmarkt vom 2. Juli 2003 oder die Kommissionsmitteilung „Energie und wirtschaftlicher und sozialer Zusammenhalt in der Gemeinschaft“ vom 14.2.1994, die bereits bestehende Gesetze fortschrieben, ergänzten oder Details neu regelten. Warum der Energiebereich in dieser Zeit eher vernachlässigt wurde, kann nur vermutet werden: Zum einen wurde offensichtlich die Einführung des Binnenmarkts in anderen Bereichen als wichtiger erachtet oder war in diesen Bereichen ohnehin sehr ehrgeizig geplant, zum anderen verteidigten die Nationalstaaten ihre Souveränität gerade im für die nationalen Wirtschaften lebenswichtigen Energiebereich vehement.<sup>14</sup>

Nachdem der Vertrag von Maastricht 1992 erstmals explizit auf den Energiebereich einging, erfolgte die konkrete Umsetzung der Binnenmarktvorschriften für diesen Bereich nach über 6 Jahren Beratungszeit<sup>15</sup> im Dezember 1996 mit der „Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“ (kurz: Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie – EIBR). In Artikel 1 heißt es: „Mit dieser Richtlinie werden gemeinsame Vorschriften für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung erlassen. Sie regelt ferner die

---

<sup>14</sup> Versuche, das deutsche Energierecht neu zu gestalten scheiterten an der Zustimmung des Bundestages wegen wettbewerbs- und umweltpolitischer Unzulänglichkeit, siehe BT 8.11.1996 und die ablehnende Stellungnahme des Bundesrats BR 19.12.1996. Für weitere Details siehe Kapitel 6.1 dieser Arbeit.

<sup>15</sup> Seit September 1989 arbeiteten zwei beratende Ausschüsse an der Ausgestaltung: das Professional Consultative Committee on Electricity (PCCE), bestehend aus Vertretern der Stromwirtschaft und entsprechender Verbände, und das Comité Consultatif Etats Membres Electricité (CCEME), bestehend aus Vertretern der (damals) 12 Mitgliedstaaten.

Organisation und Funktionsweise des Elektrizitätssektors, den Marktzugang, die Kriterien und Verfahren für die Ausschreibung und die Vergabe von Genehmigungen sowie den Betrieb der Netze.“ Die Richtlinie sieht die - zunächst - schrittweise Öffnung der nationalen Energiemärkte vor und war somit darauf angelegt, die Struktur des europäischen Elektrizitätssektors insgesamt zu verändern. Zu den zentralen Vorgaben gehört die Öffnung der nationalen Energiemärkte für Wettbewerb um mindestens 26 % bis zum Jahr 1999, um mindestens 28 Prozent bis zum Jahr 2000 und um 33 % bis zum Jahr 2003. Als ein weiteres, allerdings schon bestehendes, Leitprinzip gilt die Erfüllung gemeinschaftlicher Verpflichtungen durch die Energieversorger, etwa die Sicherheit der Anlagen, die Versorgungssicherheit oder die Preiswürdigkeit der Energielieferungen. So regelt die Richtlinie neben der Organisation des Elektrizitätssektors (Art. 3), die Errichtung von Erzeugungsanlagen (Art. 4, 5 & 6 - Wahl zwischen Genehmigungs- oder Ausschreibungsverfahren), den Betrieb des Übertragungs- (Art. 7) und des Verteilnetzes (Art. 10). Als ebenfalls sehr wichtige Vorgabe der EIBR kann die Entflechtung („Unbundlung“) vertikal integrierter Energieunternehmen, also Unternehmen, die sowohl Energie erzeugen und transportieren als auch verkaufen, gewertet werden. In Artikel 14 Abs. 3 der EIBR heißt es aus diesem Grund: „Zur Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen führen integrierte Elektrizitätsunternehmen in ihrer internen Buchführung getrennte Konten für ihre Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten sowie gegebenenfalls konsolidierte Konten für ihre sonstigen Aktivitäten außerhalb des Elektrizitätsbereichs in derselben Weise, wie sie dies tun müssten, wenn die betreffenden Tätigkeiten von separaten Firmen ausgeführt würden.“ Artikel 15 Abs. 1 EIBR geht gar noch weiter: „Die Mitgliedstaaten, die ein vertikal integriertes Elektrizitätsunternehmen oder einen Teil eines vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmens als Alleinabnehmer benennen, erlassen Bestimmungen, wonach der Alleinabnehmer getrennt von der Erzeugungs- und Verteilungstätigkeit des integrierten Unternehmens verwaltet wird.“ Dadurch sollte die vollständige konzeptionelle Trennung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität erreicht werden, damit alle Marktteilnehmer über die

gleichen Marktzugangschancen verfügen.

Neben den Unbundling-Vorschriften lässt sich die Öffnung des Netzes für Wettbewerber (Art. 7) eindeutig als Dreh- und Angelpunkt der Richtlinie identifizieren. Das Funktionieren des „Netzzugangs auf Vertragsbasis“ (Art. 17) oder des „Alleinabnehmer-Systems“ (Art. 18) sollte durch die Vorschrift des diskriminierungsfreien Netzzugangs (Art. 20 Abs.2 + Art. 18 Abs.1,2i) abgesichert werden. Allerdings erhielten die Mitgliedstaaten die Möglichkeit, ihre gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse innerhalb von 5 Kategorien festzulegen: Umweltbelange, Versorgungssicherheit, regelmäßige und qualitativ angemessene Lieferungen und Überlegungen zu Engpässen und Preisgestaltung, in Deutschland etwa mit Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien<sup>16</sup> oder dem Vorschaltgesetz für Kraft-Wärme-Kopplung<sup>17</sup> umgesetzt. Generell wurde den Mitgliedstaaten ein erhebliches Maß an Flexibilität eingeräumt, schließlich sollte den Ländern der Übergang von geschlossenen Elektrizitätsmärkten zum liberalisierten Energiemarkt so weit es geht erleichtert werden. In diesem Zusammenhang ist die „Schutzklausel“ aus Artikel 23 und die Übergangsregelung bei der Gewährung staatlicher Beihilfen (Art. 24) zu sehen. Vorgabe war eine Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht bis Februar 1999, für Irland und Belgien wurde die Frist um ein Jahr verlängert.

Bewertend lässt sich zusammenfassen, dass die Kommission mit dieser Richtlinie zwar den Grundstein für mehr Wettbewerb und eine Verwirklichung der Binnenmarktstrategie legte, den Staaten jedoch recht viel Spielraum ließ. Die Netzbetreiber wurden zwar dazu verpflichtet, ihren Mitbewerbern einen diskriminierungsfreien Zugang zum Netz zu ermöglichen, ihre starke Machtposition, begründet durch die Tatsache, dass sie die Gebühren für die Nutzung der zur Belieferung Dritter nötigen Stromnetze selbst festlegen konnten, wurde jedoch (zunächst) nicht angetastet. Betrachtet man die Vorarbeit, die die Kommission zur Schaffung eines Binnenmarktes im Energiesektor leistete und die zumeist große Gegenwehr der Mitgliedstaaten, muss die Richtlinie insgesamt als „maximaler Konsens“ (Britz 1997: 93) gewertet werden. Vielleicht nicht ohne

---

<sup>16</sup> siehe Kapitel 7.4 dieser Arbeit

<sup>17</sup> siehe Kapitel 7.1 dieser Arbeit

Mängel, jedoch aber als ausbaufähiger Grundstein für mehr Wettbewerb in den europäischen Energiemärkten und damit für sinkende Energiepreise.

### ***2.2.2 Erster und zweiter Benchmarkingbericht & Änderungsvorschlag***

Eine erste Bilanz zog die Kommission im Dezember 2001 im ersten Bericht über die Fortschritte bei der Schaffung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes (EU-Kom 2001d). Neben einer Übersicht über den Grad der vollzogenen Öffnung und die Art und Weise der Regulierung identifizierte der Bericht vier entscheidende Wettbewerbshindernisse: (1) Übermäßig hohe Netzentgelte haben eine abschreckende Wirkung auf Neueinsteiger und ermöglichen den Netzbetreibern eventuell eine Quersubventionierung verbundener Geschäftstätigkeiten. (2) Die große Marktmacht bestehender Erzeugungsunternehmen in Verbindung mit mangelnder Liquidität an Großhandels- und Ausgleichsmärkten stellt ebenso ein Wettbewerbshindernis dar wie (3) die Netzentgeltstrukturen, die nicht vorab veröffentlicht oder genehmigt werden. Und (4) ist die unzureichende Entflechtung der Verschleierung diskriminierender Gebührenstrukturen förderlich. Insgesamt bezeichnete die Kommission die Lage in dem Bericht als „nicht akzeptabel, da sie einigen Unternehmen in der EU wesentliche Vorteile gegenüber anderen einfach aufgrund der Tatsache verschafft, dass einige Mitgliedstaaten sich entschieden haben, ihre Märkte rascher als andere zu öffnen“. Der Benchmarkingbericht bildete daher die Grundlage für einen Änderungsvorschlag (EU-Kom 2001a), den die Kommission noch im selben Jahr veröffentlichte. Dieser sah die Einführung von Wettbewerb für alle gewerblichen Elektrizitätskunden bis 1. Januar 2003, für alle gewerblichen Gaskunden bis 1. Januar 2004 und für alle Kunden (einschließlich Privathaushalte) bis 1. Januar 2005 vor. Zudem wurden die Mitgliedstaaten aufgefordert, gleichwertige hohe Mindeststandards zu sichern und eine Grundversorgung im Elektrizitätssektor zu angemessenen Preisen zu gewährleisten. Außerdem sollten die Mitgliedstaaten eine Stelle benennen, die für die Überwachung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage zuständig ist.

Noch bevor die Richtlinie dann im Juli 2003 endgültig geändert wurde, veröffentlichte die Kommission ihren zweiten Benchmarkingbericht (EU-Kom 2003c), der zwar die aktuellen Entwicklungen berücksichtigte („Die Entwicklung



im Elektrizitätsbereich ist von zunehmender Marktöffnung, Verbesserungen bei der Entflechtung der Netzbetreiber und von klarer und transparenter gefassten Regulierungsbedingungen geprägt.“), im wesentlichen aber die selben Schlüsse zog: Ineffiziente rechtliche Verfahren bzw. ein unzureichender Entflechtungsgrad wurden als Gründe für überhöhte Netzentgelte und unangemessene und möglicherweise diskriminierenden Entgeltstrukturen in den Mitgliedsländern ausgemacht. Zudem vermutete die Kommission, dass die vorgeschriebene Regulierung in vielen Mitgliedsländern noch nicht wirksam ausgeführt wird. „Insgesamt ist der Binnenmarkt nach wie vor bis zu einem gewissen Grad segmentiert, und findet ein grenzüberschreitender Wettbewerb nur eingeschränkt statt“, lautet daher die zusammenfassende Bilanz.

### ***2.2.3 Die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG***

In den Jahren 2001 bis 2003 kristallisierten sich die Prioritäten der Kommission bei der Änderung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie heraus: Zum einen sollte der grenzüberschreitende Stromhandel intensiviert werden, aus 15 Teilmärkten sollte ein einziger entstehen. Denn das Gesamtvolumen des grenzüberschreitenden Stromhandels betrug 1999 mit 38,5 Twh gerade mal 8 % der gesamten Elektrizitätserzeugung in der EU (Neveling et al. 2002: 106). Zum anderen sollten die Mitgliedsländer dazu verpflichtet werden, zur Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbs einen nationalen Regulierer einzusetzen. Wichtig erschien auch, den Zugang zum Leitungsnetz für Dritte weiter zu verbessern, deuteten die hohen Netznutzungsentgelte<sup>18</sup> in den Mitgliedstaaten doch darauf hin, dass die nationalen Netzbetreiber möglicherweise ihre marktbeherrschende Stellung missbrauchten (Mombaur 2001: 550). „Sind die Netzentgelte zu hoch, besteht eindeutig das Risiko, dass Monopolgewinne erwirtschaftet werden und dass es bei vertikal integrierten Unternehmen zu Wettbewerbsverzerrungen in dem dem Wettbewerb unterliegenden Teil des Marktes kommt“, hatte die Kommission bereits im ersten Benchmarkingbericht festgestellt. Letztlich sollte

---

<sup>18</sup> Bereits im ersten Benchmarkingbericht (EU-Kom 2001d) hatte die EU-Kommission eine Grafik zu den Netznutzungsentgelten in Europa veröffentlicht: Demnach kostete im Jahr 2001 die Netznutzung für eine Mwh Strom in der Niederspannung in Deutschland 80 Euro. Damit lag Deutschland an der Spitze Europas. Am anderen Ende der Skala befanden sich Dänemark und Großbritannien, hier wurde für dieselbe Leistung nur ein Viertel (etwa 20 Euro pro Mwh) fällig.

mit der Trennung von Netz und Vertrieb die Transparenz erhöht und eine Quersubventionierung verhindert werden.

Die Richtlinie 2003/54/EG, auch Beschleunigungsrichtlinie genannt, trat im Sommer 2003 in Kraft und hob die ElBR auf Grundlage der in den Benchmarkingberichten gewonnenen Erfahrungen und der eingetretenen Entwicklungen auf. Zudem wurden wichtige Passagen neu gefasst. Legislatives Kernstück der neuen, bis heute gültigen, Richtlinie ist die Einrichtung von nationalen Regulierungsbehörden (Art. 23). Diese Verpflichtung hat insbesondere für Deutschland eine große Bedeutung, da es als einziges EU-Land bisher auf eine übergeordnete Regulierungsinstanz verzichtet und auf die Verhandlungen der Marktbeteiligten mittels sogenannter Verbändevereinbarungen gesetzt hatte.<sup>19</sup> Die Aufgaben, Zuständigkeiten und administrativen Befugnisse der Regulierungsbehörden werden laut Richtlinie durch die Mitgliedsländer festgelegt, sie sollen mittels Monitoring für Nichtdiskriminierung, echten Wettbewerb und ein effizientes Funktionieren des Marktes sorgen und die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen festlegen, sowie die Tarife für die Übertragung und die Verteilung von Energie genehmigen. Gleichzeitig schreibt die Richtlinie in Art. 21 die vollständige Öffnung der europäischen Elektrizitätsmärkte für alle Mitgliedsländer ab 1. Juli 2007 und in Art. 3 eine verstärkte Unterrichtung über die bei der Stromerzeugung verwendeten Brennstoffe auf Rechnungen und in Werbematerialien („Stromkennzeichnung“) vor. Weiter verschärft wurden auch die Vorschriften zur Entflechtung („Unbundling“). Neben der Entflechtung der Rechnungslegung sieht die Richtlinie zur Vermeidung von Diskriminierung, Quersubventionierung und Wettbewerbsverzerrungen auch die Trennung von Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern vor: „Gehört der Übertragungsnetzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen, so muss er zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Übertragung zusammenhängen. Diese Bestimmungen begründen keine Verpflichtung, eine Trennung in Bezug auf das Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens an Vermögenswerten des

---

<sup>19</sup> Details zum deutschen Sonderweg in Kapitel 5.5 und 6.2 dieser Arbeit

Übertragungsnetzes vorzunehmen“, heißt es in Art. 10.

#### **2.2.4 Dritter & vierter Benchmarkingbericht**

Obwohl die Mitgliedstaaten bis 1. Juli 2004 Zeit hatten, die neue Richtlinie in nationales Recht umzusetzen, veröffentlichte die Kommission bereits im März 2004 den dritten Benchmarkingbericht als Arbeitspapier (EU-Kom 2004a), hatte sie sich in ihrer Richtlinie doch zu regelmäßiger Auskunftserteilung verpflichtet (Art 28). Zudem war sie durch die Erweiterung auf 25 Mitgliedstaaten vor eine veränderte Situation gestellt. Der Bericht behandelt daher die Energiemärkte der 25 Mitgliedstaaten plus Norwegen, Rumänien, Bulgarien und der Türkei. Eingang fanden ebenso die Liberalisierungsbestrebungen der Nachbarstaaten Kroatien, Bosnien, Serbien/Montenegro, Albanien und Mazedonien. Während die Kommission die Fortschritte der Mitgliedstaaten im Strombereich würdigte, bescheinigte sie der Öffnung des Gasmarktes einen weitreichenden Rückstand und kündigte ebenso wie für den Strommarkt zuvor geschehen, auch zur Vollendung des Binnenmarktes im Gassektor eine neue Richtlinie, die Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (2003/55/EG) an. Generell aber zeigte sie sich „ein wenig“ („Overall, progress in developing the internal electricity and gas market has been steady but, if anything, a little disappointing.“) enttäuscht von den Fortschritten. Der dritte Benchmarkingbericht enthält u.a. eine Übersicht der Entwicklung der Energiepreise. Für ihre steigende Tendenz machte die Kommission beispielsweise die Konsolidierung des Marktes und die steigende Nachfrage verantwortlich. Eine Gegenüberstellung der (Stromanbieter-) Wechselraten ergab, dass sich die privaten Verbraucher in Norwegen (14 %), Großbritannien (12 %) und Schweden (10 %) am aktivsten am Wettbewerb auf dem nationalen Energiemarkt beteiligen. Deutschland lag mit einer Wechselquote von 5 % der privaten Verbraucher eher am unteren Ende der Skala. Die Zahlen ergaben auch, dass die nationale Industrie weitaus intensiver von den Möglichkeiten des Wettbewerbs Gebrauch machte, so hatten in Dänemark zu diesem Zeitpunkt 45 % der Industriekunden den Anbieter gewechselt, in Deutschland waren es immerhin 20 %.

Der vierte Benchmarkingbericht erschien im Januar 2005 (EU-Kom 2005a).

Nach wie vor zeigte sich die Kommission enttäuscht von vielen Aspekten der mangelhaften Umsetzung, die Fortschritte wurden als „unbefriedigend“ bezeichnet. Die europaweit geringe Wechselquote und die mangelnde Präsenz ausländischer Anbieter auf nationalen Energiemärkten sieht die Kommission als Indiz dafür, dass die Energieverbraucher unzufrieden mit den bestehenden Möglichkeiten und Vertragsbedingungen sind. Auch die steten Preissteigerungen führten zu Kritik. Als Schlüsselaspekt machte die Kommission das Scheitern von Versuchen aus, die nationalstaatliche Energieversorgung in einen großen europäischen Markt zu integrieren und kündigte an, die Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel weiter zu verbessern. Zudem warf sie den Mitgliedstaaten vor, sich nicht ausreichend mit der Marktstruktur zu befassen. In zu vielen Mitgliedsländern gibt es Oligopole, die Wettbewerb verhindern, bemängelte sie. Letztlich bezeichnete sie auch die Entflechtung der Netzbetreiber und die Einführung eines geregelten Netzzugangs für Dritte als noch nicht zufriedenstellend.

#### **2.2.5 Report 2005 - KOM (2005) 568**

Den zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit letzten Fortschrittsbericht - flankiert von einer umfassenden Sektoruntersuchung und zwei externen Berichten zum Stand der Unbundling-Umsetzung und zu Verbrauchererfahrungen - veröffentlichte die EU-Kommission im November 2005 (EU-Kom 2005b). Da er den aktuellen Stand<sup>20</sup> innerhalb der Mitgliedsländer widerspiegelt, soll er an dieser Stelle etwas ausführlicher behandelt werden. Grundlage für die Erstellung des Berichts bildeten Informationen nationaler Regulierer und Akteure, die der Kommission in der zweiten Jahreshälfte 2005 zuzingen.

Die Bilanz der EU fällt nach wie vor enttäuschend aus: Mangelnde Integration nationaler Energiemärkte, fehlende Preiskonvergenz innerhalb der EU und minimaler grenzüberschreitender Stromhandel sind ihrer Meinung nach dafür verantwortlich, dass die Potenziale für mehr Wirtschaftswachstum immer noch nicht voll ausgeschöpft werden. Als Gründe werden Marktzutrittsschranken, die unzulängliche Nutzung der Infrastruktur, unzureichende Verbindungskapazitäten und die Behinderung des Wettbewerbs durch einen hohen Konzentrationsgrad auf

---

<sup>20</sup> Einbezogen wurden alle Veröffentlichungen bis September 2006.

nationalen Märkten identifiziert. Es lassen sich folgende Kernthesen zusammenfassen:

- für mehr Wirtschaftswachstum muss der grenzüberschreitende Wettbewerb ausgebaut werden
- alle Mitgliedsländer müssen für eine umfassende, vollständige und wirksame Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinie sorgen
- weitere unterstützende Maßnahmen sind erforderlich, da sinkende Preise den sorgsameren Umgang mit Energie und Investitionen in Energieeffizienz nicht fördern
- ein steigender Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien muss technisch und kommerziell in den Binnenmarkt integriert werden
- der Emissionshandel muss weiter beobachtet werden, da seit der Einführung im Januar 2005 die Preise stetig gestiegen sind. Einen detailliert Bericht dazu soll es Ende 2006 geben.

#### ***2.2.5.1 Umsetzung der Richtlinien & Marktintegration***

Im ersten Abschnitt des Berichts beschäftigt sich die Kommission mit der Umsetzung der Richtlinien und bemängelt, dass die ursprüngliche Frist (1. Juli 2004) nur von den wenigsten Mitgliedstaaten eingehalten wurde. Daher wurden im Oktober 2004 an 18 und im März 2005 erneut an 10 säumige Mitgliedsländer Briefe mit der Aufforderung verschickt, die Richtlinien in nationales Recht umzusetzen und die Kommission darüber zu informieren. Schließlich wurde im November 2005 gegen Griechenland, Irland, Luxemburg, Portugal, Spanien, Zypern und Malta ein Vertragsverletzungsverfahren eingeleitet, da diese Staaten der Aufforderung der Kommission bis zu diesem Zeitpunkt nicht nachgekommen waren.

Der zweite Abschnitt behandelt die Fortschritte der Marktintegration, die laut Kommission deshalb nicht sehr groß sein können, weil es nach wie vor einen signifikanten Preisunterschied und ein geringes grenzüberschreitendes Energiehandelsvolumen gibt. Dabei war der grenzüberschreitende Stromhandel spätestens seit einer Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates vom Juni 2003 (Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, EG

1228/2003) als besonders regelungsbedürftig klassifiziert worden. Die Vorgabe von damals: Mitgliedstaaten müssen über Verbindungskapazitäten verfügen, die mindestens 10 % ihres nationalen Verbrauchs entsprechen. In ihrem Bericht bezieht sich die Kommission indes auf aktuelle Bilanzen die zeigen, dass im Jahr 2004 nur 10,7 % des gesamten Energieverbrauchs grenzüberschreitend geflossen sind, was einem Anstieg seit 1995 um gerade mal 3,7 % entspricht. Als Probleme werden u.a. mangelnde Strom-Verbindungsaktivitäten ausgemacht. Die Kommission fordert die Mitgliedsländer daher auf, die Engpässe zu beseitigen und Investitionen in fehlende Verbindungsglieder zu begünstigen. Den nationalen Regulierern wies sie eine Schlüsselfunktion bei der Etablierung eines stabilen Regulierungsrahmens zu, der Investitionen in jedem Fall begünstigen soll. Sie selbst will zwischen 2007 und 2013 ihr TEN-E Programm zur Förderung des Baus transeuropäischer Energienetze aufstocken. Allerdings sollen auch ohne den Bau neuer Leitungen die Verbindungen zwischen den einzelnen Mitgliedsländern durch eine verstärkte Zusammenarbeit besser genutzt werden. Die Kommission schlägt daher eine intensivere Kooperation vor und forderte die Mitgliedsländer auf, die Kapazitäten diskriminierungsfrei zuzuweisen<sup>21</sup>.

#### ***2.2.5.2 Konzentration, Konsolidierung und Kundenreaktion***

Im dritten Teil kritisiert die Kommission, dass die Intention von Liberalisierung, monopolähnliche Zustände aufzulösen, in vielen Ländern bisher nicht erreicht wurde. Eher im Gegenteil hat sich ihrer Meinung nach die Branche seit Marktöffnung konsolidiert, der Konzentrationsgrad ist in den meisten Ländern weiter gestiegen.<sup>22</sup> Der Trend zu vertikaler Integration und die geringe Zahl echter Neuanbieter führt laut Kommission jedoch zu geringerer Liquidität auf den Großhandelsmärkten, das Interesse von Mitbewerbern sinkt durch die starke Marktmacht. Wettbewerb - so die Kommission weiter - ist in den meisten Ländern nur dadurch entstanden, dass sich etablierte Versorger in die Energiewirtschaft anderer Länder eingekauft haben. Daher muss sich die nationale Politik bemühen, den Wettbewerb - etwa durch Programme zur Freigabe von Strom- und

---

<sup>21</sup> Der Europäische Gerichtshof entschied bereits 2003, dass die Reservierung von Kapazitäten zugunsten von historischen Langfristverträgen mit dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung nicht vereinbar ist. (Rechtssache C-17/03)

<sup>22</sup> Für Fusionen und Anteilsübernahmen in Deutschland siehe Kapitel 6.3 dieser Arbeit.

Gaskapazitäten - anzuregen. Zudem muss sie die Aufsicht und die Transparenz verstärken, lautet die zentrale Forderung in diesem Abschnitt. Die Kommission bekräftigt in diesem Zusammenhang ihre bisher praktizierte Politik, Fusionen stark zu kontrollieren. Insbesondere dieser Bereich soll daher in einer sektorspezifischen Untersuchung stärker geprüft werden, dazu sollen noch bis Ende 2006 die Ergebnisse veröffentlicht werden

Augenmerk legt die Kommission in diesem Bericht auch auf die Kundenreaktion, da sie in der Wechselquote einen natürlichen Indikator für die Wirksamkeit des Wettbewerbs sieht. Mit den Auswertungen in diesem Bereich zeigt sie sich aber besonders unzufrieden: Mangelnde Angebote und ein zu kompliziertes Wechselverfahren verhindern ihrer Meinung nach akzeptable Wechselraten im Gas-, kleineren Gewerbe- und Haushaltsbereich. So stagniert laut Bericht die Wechselquote von Haushaltskunden in Deutschland seit Jahren bei 5 %. Mögliche Gründe dafür führt sie nicht auf, erkennt aber, dass auch in Ländern mit einfachen Wechselformalitäten und günstigen Konkurrenzangeboten der Wechsel eher schleppend verläuft. Sie identifiziert eine lange Periode der Marktöffnung als Notwendigkeit für einen aktiven Markt. Diese Erklärung erscheint indes recht mager. Offensichtlich trauen die Verbraucher den neuen Anbieter europaweit nicht zu, den Informationsvorsprung und die jahrelange Erfahrung der etablierten Versorger aufzuholen. Sicherlich spielt auch die „Multi Utility“-Komponente eine Rolle, ist es doch praktisch Gas, Wasser und Strom von ein- und demselben Anbieter zu beziehen. Hinzu kommt, dass auch die etablierten Versorger ihren Kunden seit Wettbewerbsbeginn preislich attraktive Angebote gemacht haben. So tragen m.E. die marktbeherrschende Stellung der etablierten Versorger, eine unzureichende Entflechtung und zu wenig interessante Alternativangebote dazu bei, dass die Wechselquote in vielen europäischen Ländern im Haushaltskundenbereich unter 10 % liegt.

#### ***2.2.5.3 Preisentwicklung & Unabhängigkeit der Netzbetreiber***

Innerhalb des Reports hat die Kommission auch die Preisentwicklung untersucht. Dabei kommt sie zu dem Schluss, dass der Strompreis real gesehen in den letzten 10 Jahren gesunken ist. Beim direkten Preisvergleich zeigt sich, dass die Strompreisschere für Großverbraucher mit 40 bis 55 Euro pro Mwh am geringsten

ausfällt. Im mittleren Segment liegen die Preise zwischen 40 und 80 Euro pro Mwh und im Haushaltskundensegment immerhin bei 60 (Schweden) bis 150 (Deutschland) Euro pro Mwh. Eine Studie von Copenhagen Economics, auf die sich die Kommission in ihrem Bericht bezieht, geht davon aus, dass die europäischen Energiepreise um 10 bis 20 % unter dem Wert liegen, den sie ohne Liberalisierung erreicht hätten. Dennoch - so befürchtet die Kommission - wird sich Europa auch mit liberalisierten Energiemärkten nicht von steigenden Energiepreisen aufgrund von Rohstoffverknappung und erhöhtem Energiebedarf abkoppeln können.<sup>23</sup> Auch dem 2005 eingeführten System zum Handel mit Emissionszertifikaten schreibt sie eine Mitschuld daran zu.

Im sechsten Abschnitt macht die Kommission erneut deutlich, dass die Trennung von Netz und Vertrieb (Unbundling) und der diskriminierungsfreie Netzzugang aller Marktteilnehmer für einen funktionierenden Wettbewerb von grundlegender Bedeutung ist. Da die wirksame Entflechtung in vielen Mitgliedsländern noch nicht vollständig umgesetzt worden ist, fehlt die gewünschte Wirkung nach wie vor. Nach den Anforderungen der aktuellen Beschleunigungsrichtlinie müssen Übertragungs- und Fernnetzbetreiber rechtlich und funktional entflochten sein. Explizit befürwortet werden dabei die Aktivitäten von Dänemark, Finnland, Italien, den Niederlanden, Spanien, Schweden Großbritannien, Norwegen, Litauen, Tschechischer Republik, Ungarn und Slowenien, die mit einer Entflechtung der Eigentumsverhältnisse über die Anforderungen der Richtlinie hinausgegangen sind. Laut Report sind etwa die Hälfte der Netze in den Mitgliedsländern momentan entflochten, kleinere Verteiler mit weniger als 100.000 Kunden wurden - wie in Art. 30 (2) der Richtlinie vorgesehen - europaweit von dieser Regelung ausgenommen. Generell zeigt sich die Kommission enttäuscht von „der wenig ehrgeizigen nationalen Umsetzung der Entflechtungsvorschriften“

#### ***2.2.5.4 Wirksame Regulierung & Dienstleistungen***

Um die Umsetzung des Energiebinnenmarktes zu vollenden, sieht die Beschleunigungsrichtlinie für alle Mitglieder verbindlich die Errichtung nationaler Regulierungsbehörden vor - die bis zum jetzigen Zeitpunkt auch von

---

<sup>23</sup> Details zur Versorgungssicherheit in Europa in Kapitel 2.2.5.5 und 2.2.8 dieser Arbeit.



allen Mitgliedsländern eingesetzt wurde<sup>24</sup>. Die Kommission zeigt sich im Report weitgehend zufrieden mit der Arbeit der Regulierer, die europaweit über bestimmte Mindestbefugnisse verfügen. Wie effektiv sie momentan jedoch Entscheidungen treffen und durchsetzen können, ist von Land zu Land unterschiedlich, eine Situation, die die Kommission als sehr unbefriedigend bezeichnet. Insgesamt spezifiziert sie 14 exakte Probleme, bevor dagegen allerdings Maßnahmen ergriffen werden, soll den Behörden weitere Zeit zum Ausbau ihrer Befugnisse gegeben werden. Die Kommission empfiehlt eine europaweit stärkere Kooperation der Regulierungsinstanzen und wünscht sich eine „europafreundliche“ Einstellung.

In diesem Abschnitt des Reports zieht die Kommission eine erfreuliche Bilanz: Befürchtungen, die Einführung von Wettbewerb im Energiemarkt führt zu Problemen in der Grundversorgung mit Energie, haben sich als unbegründet erwiesen. Dennoch soll die Grundversorgung schutzbedürftiger Kundenkreise auch weiterhin durch besondere Regelungen gesichert werden. Zudem sollen eventuelle soziale und beschäftigungspolitische Folgen der Umstrukturierung in der Energiebranche weiter beobachtet werden, ebenso wie die Auswirkungen wettbewerbsorientierter Energiepreise auf die Beschäftigung in energieintensiven Branchen. Auch sollen die Verbraucher vor unlauteren Verkaufstaktiken geschützt werden - daher plant die Kommission spätestens im Juli 2007 eine „Charta der Rechte von Strom- und Gaskunden“.

#### **2.2.5.5 Versorgungssicherheit**

Die Versorgungssicherheit - als ein Grundprinzip der Energiewirtschaft - nimmt im aktuellen Report einen großen Teil ein. Im im Jahr 2000 veröffentlichten Grünbuch (Grünbuch hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, KOM (2000) 769) wurden bereits die strukturellen Schwächen benannt und vor einer zunehmenden Importabhängigkeit gewarnt. Aktuell zeigt sich die Kommission aber mit der Quantität des bereitgestellten Stroms zufrieden, kündigte dennoch für Ende 2007 eine Richtlinie über die Energieversorgungssicherheit und Infrastrukturentwicklung im Energiebereich an.

---

<sup>24</sup> In Deutschland wurde die Bundesnetzagentur im Juli 2005 eingesetzt. Details in Kapitel 6.2 dieser Arbeit.

Als größtes Problem der EU identifiziert auch die Kommission die starke (Import-)Abhängigkeit von einigen wenigen Lieferländern, im Fall von Russland und Algerien mit z.T. unsicheren politischen Strukturen<sup>25</sup> Besonders im Gasmarkt gibt es laut Bericht „besonderen Grund zur Sorge“. Für den Strombereich erwartet die Kommission die Deckung des Bedarf durch europaweit vorhandene erneuerbare Energiequellen und ausreichende Uran- und Kohlevorräte, weshalb sie sich in diesem Abschnitt hauptsächlich auf die Versorgung mit Gas bezieht. Sie spricht sich für eine „größtmögliche Nutzung“ aller einheimischen europäischen Energiequellen aus und fordert insbesondere eine erhöhte Ölausbeute in der Nordsee und eine stärkere Erforschung der Kohlenstoffbindung. Gleichzeitig will sie der hohen Abhängigkeit durch den Zugang zu neuen Erdgasquellen entgegen, vorgeschlagen wird der Bau neuer Ferngasleitungen und/oder Flüssiggas-Terminals. Abschließend werden die Mitgliedsländer aufgefordert, die nukleare Sicherheit und die Entsorgung nuklearer Abfälle weiter zu verbessern - unabhängig von den nationalen Plänen in Bezug auf die Kernenergie. Weiterführende Angaben zur Atomkraft werden an dieser Stelle nicht gemacht.

#### **2.2.5.6 Bilanz**

„Die Mitgliedstaaten müssen vor allem besondere Sorgfalt darauf verwenden, dass sie bei der praktischen Umsetzung der Richtlinien nicht nur deren Buchstaben, sondern auch deren Geist befolgen“, lautet das zentrale Anliegen der Kommission. Dazu fordert sie mehr Engagement der Mitgliedstaaten und spricht sich explizit auch für Maßnahmen aus, die über die Forderungen der Richtlinie hinausgehen - etwa die Entflechtung der Transportnetze in Bezug auf die Eigentumsverhältnisse, nationale Gasfreigabeprogramme oder die Schaffung regionaler Großhandelsmärkte. Allerdings zeigte sich in der Vergangenheit eher eine minimalistische Umsetzung durch die Mitgliedsländer. „Eine solche Zurückhaltung ist schädlich“, bemängelt die Kommission. Zur Überprüfung der formell-rechtlichen Einhaltung und der Umsetzung soll es bis Ende 2006 einen weiteren Bericht geben, bis 2007 sollen dann Vorschläge zur Problemlösung gemacht werden. Bis dahin will die Kommission die Umsetzung der

---

<sup>25</sup> Zu den aktuellen Problemen der Versorgungssicherheit siehe Kapitel 11 dieser Arbeit.

Rechtsvorschriften genau verfolgen und den Druck auf die Regulierer verstärken. Gleichzeitig fordert sie die Mitgliedstaaten auf, den Bereichen Energieeinsparung und Energieeffizienz eine stärkere Beachtung zu schenken. Zudem will sie die Auswirkungen der nationalen Regelungen zum Ausbau erneuerbarer Energien gesondert analysieren und anschließend die besten Praktiken fördern.

Dass die Kommission der Durchführung der Richtlinien oberste Priorität einräumt, machte die Versendung von 28 Fristsetzungsschreiben an 17 Mitgliedstaaten, darunter Deutschland, Anfang April 2006 deutlich (EU-Kommission Press Release 2006). Energie-Kommissar Andris Piebalgs bemängelte insbesondere, dass die Richtlinien nicht nur formell sondern auch inhaltlich umgesetzt werden müssen. Noch immer gibt es in Österreich, Belgien, Tschechische Republik, Deutschland, Estland, Spanien, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Litauen, Lettland, Polen, Schweden, Slowakei und Großbritannien reglementierte Preise, die den Markteintritt neuer Wettbewerber blockieren, eine mangelnde Trennung von Übertragung und Verteilung und eine unzureichende Festlegung der Zuständigkeiten der Regulierer. Unzulänglich umgesetzt sind nach Auffassung der Kommission außerdem Tariftransparenz, Versorgerwahl, langfristige Lieferverträge und die Kennzeichnung der Herkunft des Stroms.

## ***2.2.6 Handel mit Emissionsrechten***

### ***2.2.6.1 Der Weg dahin***

Unter Experten ist unumstritten, dass das Kyoto-Protokoll den Startschuss für die ersten ernsthaften und verbindlichen Bemühungen der internationalen und der europäischen Staaten gab, sich für den Schutz des Klimas einzusetzen. Gleichwohl hatte sich das EU-Parlament bereits 1986 in einer Resolution für eine gemeinsame Klimaschutzpolitik in Europa ausgesprochen. Es folgte im November 1988 eine erste Mitteilung der Kommission und 1990 eine Ermahnung des Europäischen Rats, gemeinsame Ziele und Strategien zur Verringerung des Ausstoßes schädlicher Klimagase möglichst zügig zu verabschieden. Ende 1990 sprach sich dann der gemeinsame Energie- und Umweltministerrat dafür aus, die Kohlendioxidemissionen bis zum Jahr 2000 auf der Basis von 1990 zu

stabilisieren. 1991 und 1992 verfasste die Kommission ihre Mitteilung über eine „Gemeinschaftsstrategie zur Begrenzung der Kohlendioxidemissionen und zur Verbesserung der Energieeffizienz“, in der sie vier Vorschläge für spezifische Maßnahmen verband: Ein Rahmenprogramm zur Energieeffizienz (SAVE), eine Richtlinie für eine kombinierte Kohlendioxid-Energiesteuer, ein Programm zu verstärkter Förderung erneuerbarer Energien (ALTENER) und einen Mechanismus zur Überwachung von Treibhausgasemissionen. Zwar konnte sich der Rat in den folgenden Jahren nicht auf eine an den Kohlendioxidausstoß gekoppelte Energiesteuer einigen, schuf jedoch in der Richtlinie 93/389/EWG (geändert mit 1999/296/EG) bereits 1993 ein System zur Beobachtung des Ausstoßes klimaschädlicher Treibhausgase. Die drohende Klimaveränderung blieb weiterhin Thema, im Oktober 1996 veröffentlichte die Kommission die Mitteilung „Klimaveränderung - Das Konzept der Europäischen Union von Kyoto“. Darin legte sie dar, dass eine Reduktion des Treibhausgasausstoßes bis 2010 um 15 % technisch machbar und wirtschaftlich vertretbar ist. Daraufhin forderte der Umweltrat im Oktober 1999 eine Liste an, in der die Kommission mögliche Maßnahmen zum Erreichen des Klimaschutzziels zusammenstellen sollte. Diese Liste, vorgelegt im Jahr 2000, enthielt etliche Maßnahmen in den Bereichen Verkehr, Industrie und Energie. Nach erfolgreichem Abschluss der Konferenz in Kyoto 1997 und der erstmals wirklich verbindlichen Festlegung von Klimaschutzzielen<sup>26</sup>, änderte die Kommission 1999 ihr 1993 festgelegtes System zur Beobachtung von Treibhausgasemissionen. Eine Änderung war nötig, „um das Beobachtungsverfahren, insbesondere die Beobachtung der Begrenzung und der Verringerung von Treibhausgasemissionen nach dem Jahr 2000 und die Anwendung auf alle nicht durch das Montrealer Protokoll geregelten anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen entsprechend den im Rahmen des UNFCCC eingegangenen Verpflichtungen und unter Berücksichtigung der Anforderungen des zu diesem Übereinkommen auf der dritten Konferenz der Vertragsparteien des UNFCCC am 10. Dezember 1997 geschlossenen Protokolls von Kyoto zu aktualisieren“, heißt es in dem Dokument. Dass zusätzliche gemeinschaftliche Maßnahmen notwendig sein würden, ergab sich auch aus

---

<sup>26</sup> Die EU verpflichtete sich, den Ausstoß von Klimagasen bis 2010 um 8 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu verringern, Details im ersten Teil dieses Kapitels.

einem Bericht, den die Kommission Anfang des Jahres 2000 vorlegte (EU-Kom 2000). Er fasste die Fortschritte in den Mitgliedstaaten und der Gemeinschaft hinsichtlich ihrer Verpflichtungen zur Senkung der Emissionen von Treibhausgasen unter dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) und dem Kyoto-Protokoll zusammen und kam zu dem beunruhigenden Schluss, dass die große Mehrheit der EU-Staaten<sup>27</sup> weit von ihren Kyoto-Zielkursen entfernt ist. Würden alle Mitgliedsländer den momentanen Status quo halten und nur bereits vorhandene Maßnahmen fortführen, würde lediglich eine Reduktion um 1,4 % gegenüber den Werten von 1990 erreicht und nicht wie vereinbart 8 % - und das auch nur durch die übermäßigen Anstrengungen von Großbritannien und Deutschland, heißt es in dem Bericht. Um sich „als Vorreiter der internationalen Klimaschutzpolitik“ (Schafhausen 2002: 563) nicht zu blamieren, beschloss die Kommission zusätzliche gemeinschaftliche Maßnahmen zu erlassen, um das identifizierte Defizit von 6,6 % durch die Entwicklung und Umsetzung zusätzlicher Politiken und Maßnahmen abzubauen. Das war der Startschuss für das Europäische Klimaschutzprogramm (EU-Kom 2001b), das die Kommission im Oktober 2001 als Paket von Initiativen zur Bekämpfung des Klimawandels verabschiedete. Es beinhaltet einen Vorschlag zur Ratifizierung des Kyoto-Protokolls, den Entwurf einer Richtlinie über den Handel mit Treibhausgasen in der EU und 40 weitere Maßnahmen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen um 664 bis 765 Millionen Tonnen Kohlendioxid. Zur Verabschiedung dieses Maßnahmenbündels wurde ein neuartiges, umfangreiches Verfahren angewendet, an dem nicht nur Vertreter der Regierungen sondern auch Vertreter von Industrie und Umweltverbänden beteiligt waren. Letztlich einigten sich die Beteiligten auf die Einführung des europaweiten Emissionshandels, den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien, die Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebereich, die Verschärfung der Energiestandards von Haushaltsgeräten sowie von Geräten der Kommunikations- und Unterhaltungselektronik, ein verbessertes Energieverbrauchsmanagement, eine intensivere Nutzung der Kraft-

---

<sup>27</sup> Deutschland, Großbritannien und Luxemburg lagen unter ihren Zielkursen, Frankreich und Schweden hielten ihre in etwa ein, alle anderen Ländern hatten ihre Reduktionsziele bis zu diesem Zeitpunkt verfehlt.

Wärme-Kopplung, eine stärkere Kontrolle der fluorierten Treibhausgase und die stärkere Überwachung des Verkehrssektors.

Der Handel mit Treibhausgas- oder Emissionszertifikaten stellte für die Kommission dabei ein kosteneffizientes<sup>28</sup> umweltpolitisches Instrument zur Erfüllung der in Kyoto festgelegten Klimaschutzziele dar, das zugleich den Wettbewerb möglichst wenig beeinträchtigte (Sattler 2004: 42). Grob vereinfacht lässt es sich folgendermaßen erklären: Jedes Land erhält ein seinen Reduktionszielen entsprechendes maximales Emissionsbudget, das in Emissionsrechte aufgeteilt wird. Diese wiederum werden den Anlagenbetreibern nach national festzulegenden Kriterien zugeteilt und sie müssen diese einlösen, sobald sie Treibhausgase ausstoßen. Die Festlegung der Gesamtemissionsmenge sorgt so theoretisch dafür, dass die Klimaschutzziele eingehalten werden. Gleichzeitig kann sich der Preis für ein Emissionsrecht am Markt über Angebot und Nachfrage bilden.

Im März 2000 legte die Kommission das Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union (KOM (2000) 87 endg.) zum Handel mit Treibhausgasemissionen als Diskussionsgrundlage vor. Darin wurden die verschiedenen Handlungsmöglichkeiten inklusive ihrer Vor- und Nachteile beschrieben und ein Zeitplan aufgestellt. Er sieht vor der endgültigen Einführung im Jahr 2008 ein innerstaatliches System vor, in dem die Mitgliedstaaten ab 2005 den Handel erproben und erste Erfahrungen mit diesem Instrument sammeln sollen. Mittels eines umfangreichen Fragenkatalogs wurden auch Vertreter aus Politik und Wirtschaft in diesen Prozess einbezogen, woraufhin nach Veröffentlichung des Buches knapp 100 Stellungnahmen bei der Kommission eingingen. Auf ihm und dem ECCP baut der Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie zum Handel mit Treibhausgasen auf.

#### ***2.2.6.2 Die Treibhausgasemissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG***

Im Oktober 2001 legte die Kommission ihren Vorschlag (EU-Kom 2001c) bei der Klimakonferenz von Marrakesch vor und konkretisierte damit die aus den Diskussionen um das Grünbuch und das ECCP gewonnenen Erkenntnisse. Er

---

<sup>28</sup> Das ECCP geht davon aus, dass die Gesamtkosten für die Realisierung des EU-Ziels im Jahr 2010 bei 3,7 Milliarden Euro liegen, das entspricht 0,06 % des Bruttoinlandprodukts.

sieht ein einheitliches Handelssystem<sup>29</sup> und eine dreijährige Versuchsperiode von 2005 bis 2008 vor. Mit dem Beginn des Verpflichtungszeitraums für das Kyoto-Protokoll im Jahr 2008 soll eine weitere fünfjährige Handelsperiode starten. Der Übergang zum internationalen Handel ist von Anfang an vorgesehen. Ziel ist die kosteneffiziente Verringerung des Klimagasausstoßes, zugleich aber auch die Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen oder Handelshemmnissen im Energiebinnenmarkt. Das Grundkonzept des Vorschlags lässt sich derart zusammenfassen, dass einerseits bestimmte Anlagen einer Genehmigungspflicht unterliegen sollen, damit sie Emissionen ausstoßen dürfen, andererseits aber diese Genehmigung dafür nur unter der Voraussetzung erteilt wird, dass sich die betroffenen Anlagenbetreiber verpflichten, diese Emissionsrechte in der Höhe ihres Ausstoßes zurückzugeben (Epiney 2002: 579). Am Emissionshandel sollten dem Entwurf zufolge zwischen 4000 und 5000 europäische Anlagen der Energiewirtschaft, der Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, der mineralverarbeitenden Industrie, Anlagen zur Herstellung von Holz- und anderen Faserstoffen und Anlagen der Papierindustrie teilnehmen, weil davon ausgegangen wird, dass sie im Jahr 2010 für 46 % der innerhalb der EU ausgestoßenen Kohlendioxidabgase verantwortlich sind. Die chemische Industrie<sup>30</sup> und die Abfallverbrennungswirtschaft<sup>31</sup> werden zunächst nicht einbezogen, sollten sie allerdings in Anlagen mit einer Leistung von mehr als 20 MW selbständig Wärme oder Energie erzeugen, müssen auch sie für deren Kohlendioxidausstoß Zertifikate kaufen.

Im Richtlinienentwurf wird den Mitgliedsländern die Entscheidung über die auszugebende Anzahl der Emissionsberechtigungen überlassen, es wird allerdings vorgeschlagen, die Berechtigungen im Zeitraum 2005 bis 2007 kostenlos zuzuteilen, weil ohne eine derartige Harmonisierung Wettbewerbsverzerrungen zu

---

<sup>29</sup> Die Kommission legte somit die Anpassung bereits bestehender nationaler Handelssysteme (wie etwa in Dänemark oder Großbritannien) an das im Entwurf skizzierte System fest. Das ECCP hatte noch Rücksicht auf bestehende Systeme genommen, um Innovationsansätze nicht zu gefährden.

<sup>30</sup> Begründung: Die direkten Kohlendioxidemissionen dieser Branche sind nicht so bedeutend (etwa 26 Millionen Tonnen Kohlendioxid 1990, d.h. weniger als 1 % der gesamten Kohlendioxidemissionen der EU), die hohe Anzahl an Chemieanlagen (etwa 34 000 Anlagen) macht die Verwaltung des Systems wesentlich komplexer.

<sup>31</sup> Begründung: Die Messung des Kohlenstoffanteils im zu verbrennenden Abfallmaterial ist zu komplex.

befürchten sind. Im Laufe des parlamentarischen Prozesses wurde jedoch ein Vorschlag des EU-Parlaments vom 10. Oktober 2002 aufgegriffen. So räumt die verabschiedete Richtlinie den Mitgliedsländern die Möglichkeit ein, in der Handelsperiode ab 2008 bis zu 10 % der Berechtigungen zu versteigern. Über die Vorgehensweise ab 2008 sagt der Richtlinienvorschlag noch nichts aus, darüber soll nach Auswertung der ersten Erfahrungen entschieden werden. Nicht näher geregelt ist auch die Art und Weise der Zuteilung, dazu soll jeder Mitgliedsstaat seinen eigenen „transparenten und gerechten“ Zuteilungsplan aufstellen, der sich allerdings auf objektive und transparente Kriterien (aufgeführt in Anhang III & Art. 22) stützen muss. So sollen die zugeteilten Berechtigungen etwa im Einklang mit dem technischen Potenzial der Anlagen zu Emissionsminderung stehen, bestimmte Unternehmen oder Tätigkeiten dürfen nicht übermäßig bevorzugt werden. Zudem muss der Plan Angaben darüber enthalten, wie der Eintritt von neuen Marktteilnehmern bewerkstelligt und wie frühzeitiges Tätigwerden von Anlagenbetreibern honoriert werden soll. Allerdings können diese Kriterien modifiziert werden, sobald erste Erfahrungen mit dem Emissionshandel vorliegen.

Der nationale Zuteilungsplan muss also zwei Entscheidungen treffen: Er legt die Gesamtmenge der Berechtigungen für die jeweilige Handelsperiode fest und entscheidet, wie diese Berechtigungen verteilt werden. Sie sind dann zwar für den gesamten Handelszeitraum gültig, werden aber jährlich neu zugeteilt. Der NAP muss dem Regelungsausschuss der Kommission zur Genehmigung vorgelegt und grundsätzlich 18 Monate vor Beginn der Handelsperiode veröffentlicht werden. Zudem müssen die Mitgliedstaaten eine entsprechende Berichterstattung und Überwachung des Systems gewährleisten. Dabei ist die Teilnahme am Emissionshandel für die in Anhang II genannten Anlagen zwingend und geht wie folgt vonstatten: Die nationale für den Emissionshandel zuständige Stelle (in Deutschland die Emissionshandelsstelle beim Umweltbundesamt) erteilt Genehmigungen für das Treibhausgas Kohlendioxid, die mit der Verpflichtung verbunden sind, Berechtigungen in Höhe des tatsächlichen Kohlendioxidausstoßes zu besitzen. Somit sind also die Berechtigungen die eigentlichen Emissionszertifikate und damit handelbar, während die Genehmigungen an eine bestimmte Anlage gebunden sind (Sattler 2004: 51 ff.). Die Berechtigung gilt laut



Art. 3 des Richtlinienvorschlags zur Emission einer metrischen Tonne Kohlendioxidäquivalent oder eine Menge eines anderen Treibhausgases<sup>32</sup> mit einem äquivalenten Potenzial zur Verminderung des Klimawandels. Die Genehmigung ist also die Grundlage des Emissionshandelssystems, die Berechtigung das Steuerungsinstrument. Zusätzlich dazu sind in den Artikeln 14 bis 16 des Richtlinienentwurfs auch Überwachungsmechanismen und Strafen für verspätete oder nicht vorgelegte Berichte enthalten. Gleichzeitig müssen die Ergebnisse der Emissionsüberwachung der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden, wozu nach Art. 19 des Richtlinienentwurfs nationale Verzeichnisse einzurichten sind. Einmal jährlich müssen die Mitgliedstaaten der Kommission einen Bericht über Umsetzung und Anwendung der Richtlinie vorlegen (Art. 21). Was der Richtlinienentwurf indes ausspart ist eine Aussage darüber, zu wie viel Prozent der Handel mit Treibhausgasen zur Kohlendioxidminderung innerhalb der EU beitragen kann und welches Jahr als Basisjahr gilt. Während die Kommission die Entscheidung hierüber den Mitgliedstaaten überlassen wollte, entschied das EU-Parlament im Oktober 2000 (A5-0271/2000), dass es nicht mehr als 50 % sein dürfen und die andere Hälfte durch nationale Klimaschutzmaßnahmen bewerkstelligt werden muss.

Die am 25. Oktober 2003 verabschiedete „Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates“ stimmt mit dem Vorschlag überwiegend überein. Insbesondere auf Druck deutscher Anlagenbetreiber sieht sie zusätzlich die Anrechnung früherer Vermeidungsleistungen (sog. „early actions“) vor, ab 2008 können weitere Wirtschaftsbereiche und zusätzliche Klimagase in das System einbezogen werden. Anstatt „Treibhausgasberechtigung“ benutzt die endgültige Richtlinie den gebräuchlicheren Begriff des „Treibhausgaszertifikats“.

### ***2.2.7 Förderung und Ausbau erneuerbarer Energien***

Mit der Förderung erneuerbarer Energien, wie Wind, Wasser, Sonne oder

---

<sup>32</sup> Laut Anhang II gehören dazu: Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), Fluorkohlenwasserstoffe, perfluorierte Kohlenwasserstoffe und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>).

Biomasse, verfolgt die EU seit mehreren Jahrzehnten drei Ziele: Die Verminderung der Abhängigkeit von Öl und Gas, die Reduzierung des Treibhausgas-Ausstoßes und die Verteidigung der Vorreiterrolle im Bereich der Technologien für erneuerbare Energien. Dabei sollen die Mitgliedsländer in vierfacher Weise unterstützt werden: durch (1.) Steuerermäßigungen, durch (2.) Gemeinschaftssubventionen, durch (3.) die legislative Festlegung zu erreichender Marktanteile und durch (4.) die großzügige Genehmigung staatlicher Beihilfen zugunsten der erneuerbaren Energien. Im August 1975 beschloss der Rat dazu das erste Forschungs- und Entwicklungsprogramm (Beschluss 75/510/EWG), es folgten von 1993 bis 2003 die Programme „ALTENER I-III (Nr. 93/500/EWG, Nr. 98/352/EG, Nr. 646/2000/EG)“, die gezielt den Marktanteil erneuerbarer Energien steigern sollten. Das bis heute gültige Nachfolgeprogramm „Intelligente Energie - Europa (2003-2006)“ wurde vom Rat im Juni 2003 (Nr. 1230/2003/EG) verabschiedet und hat zum Ziel, die Elemente, die für die Förderung der Energieeffizienz, den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energiequellen und die Diversifizierung der Energieversorgung nötig sind, bereitzustellen. Es gliedert sich in die vier spezifischen Bereiche „SAVE“ (für Verbesserung der Energieeffizienz und die rationelle Energieverwendung), „ALTENER“ (für die Förderung neuer und erneuerbarer Energiequellen für die zentrale und die dezentrale Produktion von Strom und Wärme), „STEER“ (für die Unterstützung von Initiativen, die sämtliche energiespezifische Aspekte des Verkehrswesens zum Gegenstand haben) und „COOPENER“ (für die Unterstützung von Initiativen zur Förderung erneuerbarer Energiequellen und der Energieeffizienz in Entwicklungsländern). Dazu sollen insgesamt 200 Millionen Euro zur Verfügung gestellt werden.

Mitte der 90er Jahre wurde die Förderung erneuerbarer Energien immer dringlicher. So heißt es in der im Frühjahr 1997 von der EU-Kommission veröffentlichten Publikation „Die Energie in Europa bis zum Jahre 2020. Ein Szenarien-Ansatz“, Europa wäre bei gleich bleibender Politik im Jahr 2020 zu 70 % von Erdgas-, zu 80 % von Kohle- und zu 90 % von Öleinfuhren abhängig. Bereits im November 1996 hatte die Kommission „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energiequellen: Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie“ (KOM

(96) 756 endg) über die Zukunft erneuerbarer Energiequellen veröffentlicht und darin die ungleichmäßige und unzureichende Nutzung der erneuerbaren Energieträger angeprangert. Zurecht, denn bis zu diesem Zeitpunkt verfügten lediglich 4 europäische Länder über einen signifikanten Anteil erneuerbarer Energien am Stromerzeugungsmix: Schweden (28,5 %), Österreich (23,3 %), Finnland (21,8 %) und Portugal (15,7 %). Daher setzte die Kommission in diesem umfangreichen energiepolitischen Dokument die Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energiequellen am Bruttoinlandsenergieverbrauch auf 12 % im Jahr 2010 fest und identifizierte mögliche Hemmnisse, wie etwa hohe Investitionskosten, lange Amortisierungszeiten, technische Probleme beim Anschluss ans Stromnetz und schwankende Einspeisung. Bereits ein Jahr später wurde die Gemeinschaftsstrategie mit einem Weißbuch und einem Aktionsplan (EU-Kom 1997) konkretisiert. Darin schätzt die Kommission die zur Erreichung des Gesamtziels nötigen Investitionskosten für die Jahre 1997 bis 2010 auf 95 Milliarden ECU. Gleichzeitig geht sie von der Schaffung von 500 000 bis 900 000 Arbeitsplätzen und jährlichen Brennstoffeinsparungen ab 2010 in Höhe von 3 Milliarden ECU aus. Zudem könnten bis 2010 die Brennstoffeinfuhren um 17,4 % und der Kohlendioxidausstoß um 402 Millionen Tonnen pro Jahr verringert werden. Der dazugehörige Aktionsplan enthielt insbesondere Maßnahmen, mit denen die Mitgliedsländer faire Marktchancen für erneuerbare Energieträger schaffen und unangemessene finanzielle Belastungen vermeiden sollten. Vorgeschrieben waren ein fairer Zugang zum Elektrizitätsmarkt, der Erlass von Steuer- und Finanzmaßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energiequellen und die Unterstützung neuer Initiativen zum Einsatz von Bioenergie im Verkehr sowie zur Wärme- und Stromerzeugung. Oberstes Ziel des Aktionsplans blieb es, Politik und Wirtschaft dazu zu animieren, den erneuerbaren Energieträgern einen höheren Stellenwert als bisher einzuräumen (Grundwald 2003: 424).

Einen konkreten Rechtsrahmen beschlossen das Europäische Parlament und der Rat im September 2001 mit der „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ (2001/77/EG), die an das 1997 veröffentlichte Weißbuch anknüpfte. Ihr Ziel ist es, den Mitgliedsländern einen zusätzlichen Impuls zur Steigerung des Anteils

erneuerbarer Energien am Energiemix zu geben, ohne allerdings die Prinzipien des Binnenmarkts zu missachten. Dabei legt die Richtlinie verschiedene Maßnahmen fest, mit denen es den Mitgliedstaaten gelingen soll, den Anteil erneuerbarer Energiequellen am Gesamtelektrizitätsverbrauch der EU bis zum Jahr 2010 auf 22,1 % zu steigern. Dazu verpflichten sie sich im Rahmen der Richtlinie, nationale Ziele für den künftigen Verbrauch von Strom aus den erneuerbaren Energiequellen Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen und Gezeiten, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas einzuhalten. Gleichzeitig sagen sie zu, erstmals im Oktober 2002 und dann alle fünf Jahre einen Bericht vorzulegen, in dem sie ihre nationalen Ausbauziele für die nächsten 10 Jahre inklusive der zur Erreichung dieser Ziele geplanten und durchgeführten Maßnahmen darlegen. Zudem werden die Mitgliedstaaten aufgefordert, eine Regelung über die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen einzuführen, um dem Verbraucher einen transparenten Überblick zur Entscheidungsfindung zu ermöglichen. Das nationale System soll laut Richtlinie spätestens zum 27. Oktober 2003 fertiggestellt sein, die Herkunftsnachweise von den Mitgliedstaaten gegenseitig anerkannt werden. Um den Betreibern von derartigen Anlagen die Einspeisung ihres umweltfreundlich erzeugten Stroms ins öffentliche Netz zu erleichtern, enthält die Richtlinie zudem die Aufforderung an die Mitgliedsländer, die Genehmigungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen. Gleichzeitig sollen die Vorschriften transparent und nicht diskriminierend gestaltet werden. Sie müssen sicherstellen, dass die vergleichsweise hohen Netzanschlusskosten im Bereich erneuerbarer Energien deren weiteren Ausbau und das Funktionieren des Binnenmarkts nicht beeinträchtigen. Ein von ihnen zu schaffender Rechtsrahmen soll die Betreiber der Netze dazu verpflichten, (1.) die Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorrangig zu gewährleisten, (2.) einheitliche Grundregeln für die Berechnung der anfallenden Kosten zu veröffentlichen und diese eventuell teilweise oder vollständig zu übernehmen, (3.) einheitliche Regeln zur Aufteilung der Kosten von Systemanlagen wie Netzverstärkungen auf alle Erzeuger umzulegen und (4.) den neuen Erzeugern einen umfassenden und detaillierten Vorschlag für die Anschlusskosten vorzulegen.

In ihrem im Mai 2004 vorgelegten Bericht (EU-Kom 2004b) über die Umsetzung der Richtlinie zeigte sich die Kommission zuversichtlich, dass die EU-15 mit den bestehenden Maßnahmen das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energiequellen bis zum Jahr 2010 auf 10 % zu steigern, erreicht. Das Verfehlen des Ziels von 12 % ist laut Bericht vor allem auf das zögernde Wachstum des Marktes für erneuerbare Energien in den Bereichen Heizung und Kühlung zurückzuführen. Generell werden drei unterschiedliche Vorgehensweisen identifiziert: (1) Die Energiepolitik von Deutschland, Dänemark, Spanien und Finnland ist geeignet, die nationalen Ziele in diesem Bereich zu erreichen, (2) auf einem guten Weg sind Österreich, Belgien, Frankreich, Irland, die Niederlande, das Vereinigte Königreich und (3) Verbesserungsbedarf gibt es bei Griechenland und Portugal<sup>33</sup>. Als erfolgreichste Technologien wurden Anlagen zur Nutzung von Wind-, Sonnen- und Biomasseenergie identifiziert. Während auf die europäische Windkraftindustrie 90 % des weltweiten Ausrüstungsmarktes entfallen und ihre Kapazität bis 2010 etwa 75 Gigawatt betragen könnte, wird der Ausbau der Biomasse laut Bericht insbesondere durch fehlende Koordinierung der politischen Konzepte und unzureichende finanzielle Unterstützung gehemmt. Auch im Bereich Fotovoltaik, in dem die Kommission langfristig mit größeren Entwicklungen rechnet, prognostiziert der Bericht noch großes Ausbaupotenzial. Damit die Industrie ihre erheblichen Investitionskosten amortisieren kann, müssten die Mitgliedsländer die politischen Rahmenbedingungen weiter verbessern.

Generell zeigt sich die Kommission erfreut darüber, dass die nationalen Rechtsrahmen seit Erlass der Richtlinie im Jahr 2001 strukturierter und die Finanzbedingungen klarer ausgestaltet worden sind. Die Investitionshöhe wird auf 10 bis 15 Milliarden Euro jährlich geschätzt. Als weitere Maßnahmen schlägt die Kommission einen Gemeinschaftsplan für Biomasse<sup>34</sup>, die forcierte Entwicklung

---

<sup>33</sup> Italien und Luxemburg fehlen, weil keine hinreichenden Informationen vorlagen bzw. entsprechende Gesetze erst 2004 erlassen wurden. Die Situation in den neuen Mitgliedstaaten soll erstmals Ende 2006 bewertet werden.

<sup>34</sup> Der „Aktionsplan für Biomasse“ (KOM (2005) 628) - wurde im Dezember 2005 vorgelegt und legt dar, wie die Nutzung von Biomasse-Energie aus Holz, Abfällen und Agrikulturpflanzen durch Schaffung wirtschaftlicher Anreize und durch die Beseitigung von Hindernissen gefördert werden kann.

der Nutzung erneuerbarer Energien für Heizzwecke<sup>35</sup>, den Ausbau der Nutzung von Windkraftanlagen vor der Küste („offshore“)<sup>36</sup>, die stärkere Nutzung von größeren gemeinschaftlichen Finanzierungsinstrumenten und die zügigere Veröffentlichung von Daten vor. So sollen amtliche europäische Daten zum Beitrag erneuerbarer Energiequellen nicht erst 18 Monate nach dem Ende des betreffenden Kalenderjahrs verfügbar sein.

Da die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien den Mitgliedsländern in der Gestaltung der Fördersysteme die freie Wahl lässt, legte sie sich selbst in Artikel 4 auf, bis Oktober 2005 einen ausführlichen Bericht über die Erfahrungen und den Erfolg der nationalen Förderregeln vorzulegen. In einer Mitteilung vom Dezember 2005 (EU-Kom 2005c) unterzog sie die unterschiedlichen Systeme einer Bewertung hinsichtlich Erfolg und Kostenwirksamkeit mit dem Ziel, die einzelstaatlichen Regelungen zu optimieren. Dabei identifizierte sie grob vier Arten von Förderregelungen und deren Vor- und Nachteile:

- Die von Österreich, Deutschland, Griechenland, Luxemburg, Niederlande und Portugal verwendete Förderregelungen werden als Einspeisetarife bezeichnet. Sie sehen vor, für die Erzeugung und Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien einen bestimmten Preis für mehrere Jahre festzulegen. Dieser wird von den Energieversorgern an die Ökostromerzeuger gezahlt und über einen Aufschlag auf den vom Endnutzer zu zahlenden Kilowattstundenpreis an den Energieverbraucher weitergegeben. Vorteile: Investitionssicherheit, die Möglichkeit der Feinabstimmung und die Förderung mittel- und langfristiger Techniken. Nachteile: Kaum Harmonisierung auf EU-Ebene möglich, daher möglicherweise schlecht kompatibel mit den Binnenmarkttrichtlinien, Gefahr der Überförderung, falls Erfolg nicht in regressiven Preisen mündet. Als eine Variante des Systems gilt die Festprämienregelung. Hierbei legt die Regierung eine Prämie (Umweltbonus) fest. Sie wird

---

<sup>35</sup> vgl. dazu die Richtlinien zur Energieeffizienz von Gebäuden (2002/91/EG) und zur Kraft-Wärme-Kopplung (2004/8/EG). Zudem sollen die Potenziale moderner Biomasseheizungen, Solarheizungen und Erdwärmeheizung stärker genutzt werden.

<sup>36</sup> Es ist vorgesehen, Forschung und Entwicklung zur Verbesserung der Turbinentechnik und der Netzstabilität stärker zu unterstützen um den Anteil der Offshore-Windenergie auf 20 % zu steigern.

zusätzlich zum normalen oder ortsüblichen Strompreis an Ökostromerzeuger gezahlt. Dieses System wird in Dänemark und z.T. in Spanien angewandt.

- Schweden, Großbritannien, Italien, Belgien und Polen fördern die Erzeugung von Ökostrom mit so genannten grünen Zertifikaten. Hierbei wird der Ökostrom zu den üblichen Strommarktpreisen verkauft. Jedoch werden Verbraucher und/oder Erzeuger verpflichtet, von den Ökostromanbietern eine bestimmte Menge grüner Zertifikate entsprechend einer festgelegten Quote am Gesamtstromverbrauchs zu kaufen. Wer sich nicht danach richtet, zahlt eine Strafe, die wiederum in einen Fonds für Erforschung und Entwicklung in diesem Bereich eingezahlt wird. Ähnlich wie beim Emissionshandel entwickelt sich ein sekundärer Markt für Zertifikate. Vorteil: Vorausgesetzt der Markt funktioniert, kann dieses marktgestützte Instrument theoretisch dazu führen, dass der höchste Ertrag für die Investition gewährleistet wird. Gleichzeitig würde die Gefahr einer Überförderung minimiert. Nachteil: Zertifikate können ein höheres Risiko für Investoren darstellen, langfristige, mit hohen Kosten verbundene Techniken lassen sich nur schlecht entwickeln. Und der Verwaltungsaufwand ist größer.
- In Irland werden reine Ausschreibungssysteme angewandt, Frankreich verwendet eine Kombination aus Einspeisetarifen und Ausschreibungen. Im Rahmen des Ausschreibungssystems vergibt der Staat Aufträge zur Lieferung von aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom. Dieser wird dann zu einem vereinbarten Preis geliefert. Die Zusatzkosten werden durch eine spezielle Umlage an den Endverbraucher weitergegeben. Nachteile: Mangel an Stabilität, Risiko, dass niedrige Angebote dazu führen, dass Projekte nicht umgesetzt werden.
- Steuerliche Anreize bei der Erzeugung und Verwendung von Ökostrom gibt es in Malta und Finnland, in einigen anderen Ländern wird das Instrument politisch genutzt.

Insgesamt kommt die Kommission zu dem Schluss, dass im Bereich Windenergie die wirksamsten Regelungen als Einspeisetarife in Deutschland, Dänemark und

Spanien zu finden sind, dass die Förderung in einem Viertel der Mitgliedstaaten zu niedrig ist, und dass in einem weiteren Viertel die Ergebnisse nicht zufriedenstellend sind. Im Bereich forstlicher Biomasse wird den Regelungen in Dänemark und Finnland der größte Erfolg in punkto Wirkung und wirtschaftliche Effizienz attestiert. Zugleich bemängelt die Kommission, die Förderung sei in der Hälfte der europäischen Länder zu gering. Im Biogassektor haben sich laut Kommission sowohl die Einspeisetarife von Dänemark, Deutschland, Dänemark und Luxemburg als auch die Zertifikatssysteme von Großbritannien und Italien als sehr erfolgreich erwiesen. 70 % der EU-Länder leisten hier jedoch keine ausreichende Förderung. Die Wasserkraft als etablierte Quelle findet ebenso keine nähere Erwähnung wie die Anlagen, die mittels Erdwärme (Geothermie) Strom erzeugen. Auch die Förderung von Strom aus Sonnenenergie (Solarthermie) wird wegen mangelhafter Verbreitung nur angeschnitten. Die abschließende Bilanz der Kommission: Eine kurzfristige Harmonisierung ist aufgrund der unterschiedlichen Potenziale und Entwicklungsstadien nicht möglich. Daher werden die Mitgliedsländer aufgefordert, sich zunächst darauf zu konzentrieren, ihre Zusammenarbeit auszubauen und ihre nationalen Förderregeln in Bezug auf rechtliche Stabilität, geringeres Investitionsrisiko, Abbau administrativer Hemmnisse oder netzspezifische Fragen zu optimieren. Um die Ausbauziele bis 2010 nicht zu gefährden, sollten momentan keine umfangreichen Änderungen der Gemeinschaftsempfehlungen vorgenommen werden, heißt es weiter. Dennoch will die Kommission den Entwicklungsstand in diesem Bereich „genau“ im Blick behalten und spätestens im Dezember 2007 einen neuen Bericht vorlegen.

### ***2.2.8 Veröffentlichungen zu Versorgungssicherheit und zukünftiger Energiepolitik***

Ende 2000 veröffentlichte die Kommission das Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ (KOM (2000) 769), das mit Blick auf die Zeit bis 2030 die strukturellen und umweltrelevanten Schwachstellen der europäischen Energieversorgung aufdeckte und eine breitangelegte Diskussion über deren Verbesserung entfachte. Die Kernaussage: Eine energieintensive EU-Wirtschaft und begrenzte Rohstoffressourcen verhindern eine Energieautarkie innerhalb der EU, die Einfuhrabhängigkeit steigt



bei gleichbleibender Politik auf über 70 % bis zum Jahr 2030. Als strategische Maßnahmen dagegen empfiehlt das Grünbuch insbesondere die Einsparung von Energie, eine Ausgewogenheit und Diversifizierung der verschiedenen Energieträger, die Vollendung des Energiebinnenmarkts und die Verbreitung neuer Techniken. Das Grünbuch diente jahrelang als Diskussionsgrundlage im Bereich des Nachfragemanagements, seine Weiterentwicklung mündete etwa im Erlass der Richtlinie 2001/77/EG<sup>37</sup> zur Förderung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen oder der Richtlinie 2002/91/EG zur Energieeffizienz in Gebäuden. Da auch eine verbesserte Organisation der Erdöl- und Erdgasvorräte, eine stärkere Koordinierung ihrer Verwendung und Maßstäbe zum Umgang mit Kernenergie (strom-magazin.de 2002b) in ein zukünftiges Energieprogramm einbezogen werden sollten, erschien im März 2006 das Grünbuch „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“ (KOM (2006) 105 endg.). In diesem zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit aktuellsten Beitrag in diesem Bereich identifizierte die EU 6 Bereiche, in denen vorrangig die gemeinsamen Anstrengungen verstärkt werden müssen, um die gesteckten Ziele - nachhaltige Entwicklung, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit - zu erreichen. Es soll erneut als Grundlage für eine breitangelegte Debatte dienen und nach deren Abschluss und unter Einbeziehung aller Interessengruppen in einem umfassenden Aktionsplan mit Vorschlägen für geeignete Maßnahmen münden. Um die Herausforderungen zu meistern sollen sich die Mitgliedsländer in den folgenden Bereichen stärker engagieren:

- Die Vollendung des Binnenmarktes muss laut Grünbuch weiter vorangetrieben werden. Dazu wird beispielsweise ein europäischer Energienetzkodex, ein europäischer Verbundplan und eine europäische Regulierungsinstanz vorgeschlagen.
- Die Versorgungssicherheit soll mittels einer europäischen Stelle zur Beobachtung der Energieversorgung besser gewährleistet werden, auch die Vorschriften zu Erdöl- und Erdgasvorräten sollten dahingehend überprüft werden, mögliche Versorgungsunterbrechungen aus eigenem Potenzial zu

---

<sup>37</sup> Details in Kapitel 2.2.7 dieser Arbeit.

überbrücken.

- Der Energiemix muss stärker nachhaltig ausgerichtet, effizienter und vielfältiger sein.
- Die Energieeffizienz muss ausgebaut werden. Der im Juni 2005 verabschiedeten Grünbuch für Energieeffizienz<sup>38</sup> enthaltene Aktionsplan soll bis Ende 2006 angenommen werden, da er Maßnahmen aufzeigt, um 20 % der Energie bis 2020 einzusparen. Flankiert werden soll er von einem neuen Fahrplan zum Ausbau erneuerbarer Energiequellen inkl. überarbeiteter Zielvorgaben.
- Die EU muss sich bei der Entwicklung von energieeffizienten und kohlenstoffarmen Technologien stärker anstrengen.
- Letztlich müssen sich die Länder auch auf eine gemeinsame Energieaußenpolitik einigen, um die wachsende Nachfrage und die hohen Energiepreise zu bewältigen. Dazu sollen vorrangig Infrastrukturmaßnahmen (etwa Pipelines oder LNG-Terminals) ermittelt und umgesetzt werden.

Die Gründe für ein gemeinsames Handeln sind gleichsam einleuchtend wie beunruhigend: Stetig steigende Importabhängigkeit, dringender Investitionsbedarf, Konzentration der Energiereserven in einigen wenigen Ländern, steigende weltweite Energienachfrage, drohende Klimaveränderung, mangelnder Wettbewerb im Energiebinnenmarkt und steigende Erdöl- und Gaspreise.

### **2.2.9 Effizienz**

Im Bereich Endenergieeffizienz gibt es drei relevante Veröffentlichungen der EU. Es handelt sich dabei um eine Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (2002/91/EG) vom Dezember 2002, das im Juni 2005 veröffentlichte „Grünbuch über Energieeffizienz oder Weniger kann mehr sein (KOM (2005) 265 endg.) und die Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen (2006/32/EG) vom April 2006. Die Richtlinie für die Gebäudeeffizienz entstand insbesondere als Instrument zur Erfüllung der im Rahmen des Kyoto-Protokolls eingegangenen Verpflichtungen und aufgrund der Erkenntnis, dass 40 % des

---

<sup>38</sup> Details im nachfolgenden Kapitel.

Energieverbrauchs innerhalb der EU auf den Gebäudebereich entfallen. Sie enthält Anforderungen zur Berechnung der integrierten Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz neuer und bestehender Gebäude, Vorschriften zur Erstellung von Gebäude-Energieausweisen und zu regelmäßiger Inspektionen von Heizkesseln und Klimaanlageanlagen. Die Mitgliedstaaten werden aufgefordert, Mindestanforderungen an die Energieeffizienz festzulegen und zu überwachen. Zudem wird die Einführung eines Energieausweises für Gebäude vorgeschlagen, der potenziellen Mietern oder Käufern einen transparenten Überblick über den Energieverbrauch ermöglichen und Empfehlungen für die kostengünstige Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz enthalten soll. Bis 4. Januar 2006 musste die Richtlinie in nationales Recht umgesetzt werden.

Das im Juni 2005 verabschiedete Grünbuch zur Energieeffizienz enthält einige Optionen, bei deren Verwendung nach Berechnung der Kommission der Energieverbrauch bis zum Jahr 2020 um 20 % gesenkt werden kann. Im Mittelpunkt stehen dabei ein geändertes Verbraucherverhalten und der Einsatz energieeffizienter Technologien. Die dadurch eingesparten etwa 60 Milliarden Euro könnten dann in den Ausbau der europäischen Wirtschaft investiert werden, heißt es in der Begründung. So verfolgt die Kommission damit nicht nur Umweltschutzziele sondern will auch für mehr Wachstum und mehr Arbeitsplätze sorgen. Die Verbraucher im Haushaltsenergiebereich werden angehalten, ihren Beitrag zur Energieeinsparung zu leisten, beispielsweise durch den Einsatz von Energiesparlampen, die Modernisierung alter Warmwasserspeicher, die Entsorgung alter Kühlschränke oder durch die energetische Sanierung von Immobilien. Hier muss es Aufgabe des Staates sein, attraktive Anreize zu schaffen. Denn falls nichts geschieht, wird der Energieverbrauch in der EU in den kommenden 15 Jahren um 10 % zunehmen, schreibt die Kommission. Im Grünbuch enthalten sind zudem Vorschläge für die Einführung jährlicher Energieeffizienz-Aktionspläne auf nationaler Ebene, für Verbesserungen bei der Energiepreisgestaltung und bei den Energieabgaben, für den Einsatz des staatlichen Beschaffungswesens zur Einführung neuer Technologien, für die Ausweitung der europäischen Gebäude-Richtlinie und für neue und bessere

Finanzierungsmöglichkeiten. Sie bilden die Grundlage für eine breitangelegte Debatte, an deren Ende noch im Jahr 2006 ein Aktionsplan mit konkreten Maßnahmen stehen soll.

Die Richtlinie zu Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, die 2003 vorgeschlagen und erst im April 2006 verabschiedet wurde, hat eine „wirtschaftlichere und effizientere Endenergienutzung durch Bereitstellung der nötigen Zielvorgaben, Mechanismen und Anreize sowie des institutionellen, finanziellen und rechtlichen Rahmens zur Beseitigung vorhandener Markt Hindernisse und Unvollkommenheiten“ zum Ziel. Gleichzeitig soll die Entwicklung eines Markts für Energiedienstleistungen vorangetrieben und für die Bereitstellung von Energieeffizienzprogrammen und anderen Energieeffizienzmaßnahmen für Endverbraucher gesorgt werden. Dazu sollen die Mitgliedstaaten im Endkundenbereich ein jährliches Energieeinsparungsziel in Höhe von 1 % des Energievolumens festlegen und eine Behörde benennen, der die Gesamtverantwortung obliegt. Gleichzeitig soll ein verbindliches Ziel für jährliche Energieeinsparungen im öffentlichen Sektor festgelegt werden, das mindestens 1,5 % des an diesen Sektor verteilten und/oder verkauften Endenergievolumens entspricht.

**Abb. 4: Übersicht der EU-Maßnahmen im Bereich Energie 1988-2007**

<b>Jahr</b>	<b>EU-Maßnahme</b>
1988	<b>KOM (88) 238</b> - Arbeitsdokument Der Binnenmarkt für Energie
1990	<b>90/377/EWG</b> - Richtlinie des Rates zur Einführung eines gemeinschaftlichen Verfahrens zur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise
1990	<b>90/547/EWG</b> - Richtlinie des Rates über den Transit von Elektrizitätslieferungen über große Netze
1991	<b>91/296/EWG</b> - Richtlinie des Rates über den Transit von Erdgas über große Netze
1992	<b>92/13/EWG</b> - Richtlinie des Rates zur Koordinierung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften für die Anwendung der Gemeinschaftsvorschriften über die Auftragsvergabe im Bereich der Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie im Telekommunikationssektor
1992	<b>92/81/EWG</b> - Richtlinie des Rates zur Annäherung der Verbrauchssteuersätze für Mineralöle
1993	<b>93/38/EWG</b> - Richtlinie des Rates zur Koordinierung der Auftragsvergabe durch Auftraggeber im Bereich der Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie im Telekommunikationssektor
1994	<b>94/22/EG</b> - Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen

<b>Jahr</b>	<b>EU-Maßnahme</b>
1995	Grünbuch <sup>39</sup> über die Energiepolitik
1996	Weißbuch <sup>40</sup> über die Energiepolitik
1996	<b>96/92/EG</b> - Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
1996	<b>KOM (96) 576</b> - Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energiequellen: Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie
1997	<b>KOM (97) 599</b> - Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger
1998	<b>98/30/EG</b> - Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt
1998	<b>KOM (98) 197</b> - Bericht an den Rat und das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf Richtlinie 96/332/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
1999	<b>KOM (99) 164</b> - Zweiter Bericht an den Rat und das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf Richtlinie 96/332/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
1999	<b>KOM (99) 198</b> - Zweiter Bericht über den Stand der Liberalisierung der Energiemärkte
1999	<b>SEK (1999) 470</b> - Der grenzüberschreitende Handel mit Elektrizität
1999	<b>KOM (99) 612</b> - Bericht der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf Richtlinie 98/30 - Gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt
2000	<b>KOM (2000) 769</b> - Grünbuch Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit
2000	<b>KOM (2000) 297</b> - Die jüngsten Fortschritte bei der Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes
2001	<b>SEC (2001) 1957</b> - Erster Benchmarkingbericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes
2002-2003	<b>SEC (2002) 1038</b> und (erweitert) <b>SEC (2003) 448</b> - Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes
2003	<b>EG Nr. 1228/2003</b> - Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel
2003	<b>2003/54/EG</b> - Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG
2003	<b>2003/55/EG</b> - Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG
2004	<b>SEC (2004) 863</b> - Dritter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes
2005	<b>COM (2004) 863</b> - Fourth Benchmarkingreport on the Implementation of the internal Electricity- and Gas Market
2005	<b>KOM (2005) 568</b> - Report 2005: Bericht über die Fortschritte bei der Schaffung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes

<sup>39</sup> Grünbücher sind von der Kommission veröffentlichte Mitteilungen, die zur Diskussion über einen bestimmten Politikbereich dienen und einen Konsultationsbericht auf europäischer Ebene einleiten sollen. In bestimmten Fällen ergeben sich daraus legislative Maßnahmen.

<sup>40</sup> Weißbücher enthalten Vorschläge für ein Tätigwerden der Gemeinschaft in einem bestimmten Bereich. Sie folgen zuweilen auf Grünbücher. Sie enthalten förmliche Vorschläge für bestimmte Politikbereiche.

## 2.3 Nationale Ebene

### 2.3.1 *Grüne Regierungsbeteiligung & Atomausstieg*

Wie bereits in Kapitel 1.5.2 erläutert, leistet die Kernkraft bis zum heutigen Zeitpunkt einen wichtigen Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland. Die 2005 in Deutschland aktiven 17 Atomkraftwerke (18 Kernkraftwerke bis zur Abschaltung von Obrigheim am 11.5.2005) erzeugten insgesamt 163 Milliarden Kwh Strom.<sup>41</sup> Weltweit waren im Jahr 2005 insgesamt 444 Kernkraftwerke in 31 Ländern in Betrieb, 23 neue Anlagen werden momentan in 10 Staaten gebaut. Zudem ist weltweit der Bau von weiteren 38 Anlagen bis zum Jahr 2020 nicht unrealistisch (Deutsches Atomforum 22.2.2006). Dass die Kernkraft ihren hohen Anteil an der Energieerzeugung international auch in den kommenden Jahren verteidigen wird, liegt insbesondere an ihren Voraussetzungen und Rahmenbedingungen. Sie gilt als krisensicher<sup>42</sup>, kostengünstig und - mit Ausnahme von Anlagensicherheit und Endlagerung - als umweltfreundlich. Da Kernbrennstoffe eine höhere Energiedichte als etwa Kohle oder Gas aufweisen und zudem bei ihrer Verbrennung kaum Kohlendioxid ausgestoßen wird (Lippert 2002: 270), verfügen sie über einen offensichtlichen Vorteil wenn es um die Erfüllung der Klimaschutzverpflichtungen geht. Somit werden durch den Einsatz von Atomkraftwerken weltweit jährlich Emissionen in Höhe von etwa 2 Milliarden Tonnen Kohlendioxid vermieden, allein in Deutschland sind es jährlich 170 Millionen Tonnen, was in etwa der Menge des im deutsche Straßenverkehr freigesetzten Kohlendioxids pro Jahr entspricht (Deutsches Atomforum 19.4.2004). Noch in ihrem im Dezember 1991 veröffentlichten energiepolitischen Gesamtkonzept (Bundesregierung 1991) ging die Bundesregierung daher davon aus, dass die Nutzung der Kernenergie insbesondere durch ihren erheblichen Beitrag zur Verminderung des Kohlendioxidausstoßes zu verantworten sei, ja sogar weiterhin eine wichtige Rolle bei der Erzeugung von Strom spielen werde: „Die Bundesregierung erwartet, dass die bestehenden Kernkraftwerke bis zum

---

<sup>41</sup> Details zum Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Deutschland finden sich in Kapitel 3 dieser Arbeit.

<sup>42</sup> Bisher gingen führende Wissenschaftler davon aus, dass Uran weltweit in ausreichendem Umfang vorhanden ist (Lippert 2002: 270). Neuere Berichte indes warnen vor Überschätzung der Uranvorräte, die Reichweite von wirtschaftlich förderbarem Natururan wird auf noch 60 Jahre geschätzt (Preuß 2005: 105).

Ende ihrer Nutzungsdauer in Betrieb bleiben“ (ebd.: Pkt. 71).

Demgegenüber steht jedoch das große Risikopotenzial der Nutzung von Kernenergie. Kern des Problems ist die Radioaktivität der Brennstoffe und ihrer Abfälle. Denn - grob vereinfacht dargestellt - entsteht beim Zerfall instabiler Atomkerne Energie, die in Form von ionisierender Strahlung abgegeben wird. Diese Strahlung ist ab einer gewissen Stärke schädlich bis tödlich für lebende Organismen, hinzu kommt, dass auch der Kontakt mit kontaminierten (verunreinigten) Stoffen für den menschlichen Körper viele Gefahren birgt. „In hohen Dosen können energiereiche Strahlen Gewebe zum Absterben bringen und Krebs erzeugen.“ (Hennicke et al. 2005: 43) Selbst wenn die deutschen Kernkraftwerke als die sichersten der Welt gelten (Lippert 2002: 271) und in der deutschen Energiepolitik seit jeher der Grundsatz galt „Sicherheit hat Vorrang vor Wirtschaftlichkeit“ (Bundesregierung 1991: Pkt. 68), gelingt es nicht hundertprozentig, die radioaktiven Spaltprodukte im Kraftwerk eingeschlossen zu halten. Zudem muss die Sicherheit bei der Nutzung von Kernenergie global betrachtet werden, da die „Verstrahlung“ nicht an der Grenze zu einem anderen Land stoppt. Ganz abgesehen von dem Problem der Endlagerung von radioaktiven Abfällen, das in Deutschland und weltweit noch immer nicht abschließend gelöst ist. Die in deutschen Atomkraftwerken eingesetzten Brennelemente müssen nach (nur) 3-jährigem Reaktoreinsatz entsorgt werden. Zunächst werden sie bis zu 6 Jahre in Nasslagern aufbewahrt, danach können sie in entsprechende Behälter (Castoren) umgefüllt werden. Momentan werden die Behälter dann in zentralen Zwischenlagern (Gorleben, Ahaus) oder aber direkt bei den Atomkraftwerken deponiert. Die Notwendigkeit einer effektiven Endlagerung ergibt sich indes schon aus den physikalischen Gegebenheiten: Die Halbwertszeit von Plutonium beträgt 24 000 Jahre, erst dann hat sich die Strahlung halbiert (Preuß 2005: 105). Daher muss ein Endlager gefunden werden, das die Substanzen quasi auf ewig sicher in der Erde verschließt. Wahrscheinlich erscheint zum jetzigen Zeitpunkt die Inbetriebnahme des ehemaligen Bergwerks Schacht Konrad bei Salzgitter als atomares Endlager, hat doch das niedersächsische Obergericht im März 2006 die Geeignetheit des Standorts bestätigt (strom-magazin.de 2006a). Die Erkundung des Salzstocks Gorleben wurde im Oktober 2000 auf unbestimmte

Zeit ausgesetzt. Die als Moratorium bezeichnete Unterbrechung soll die Klärung aller offenen Fragen ermöglichen. Im aktuellen Koalitionsvertrag 2005-2009 hat sich die Regierung jedoch verpflichtet, über ein Endlager noch in dieser Legislaturperiode zu entscheiden.

Erscheinen die umweltschutz- und erzeugungspolitischen Vorteile der Atomkraftnutzung auch noch so offensichtlich, gibt es auf emotionaler Ebene in der Bevölkerung seit jeher eine starke Abneigung dagegen. So herrschte etwa nach dem Reaktorunglück von Tschernobyl „zwischen Atomindustrie, Staat und Atomkraftgegnern in den 80er und 90er Jahren quasi Bürgerkrieg“ (Preuß 2005: 101). Repräsentative Umfragen<sup>43</sup> der letzten 20 Jahren ergeben immer das gleiche Bild: Ein Großteil der Bevölkerung steht der Kernenergie eher kritisch gegenüber. Traditionell bildet die 1979/1980 gegründete Friedens- und Ökologiepartei „Die Grünen“ (seit Mai 1993 „Bündnis 90/Die Grünen) die politische Basis für Atomkraftgegner und so verwundert es kaum, dass die Regierungsbeteiligung der Grünen von September 1998 bis September 2005 zu einer stärkeren ökologischen Ausrichtung der Energiepolitik führte - u.a. zum im Sommer 2000 vereinbarten Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Atomenergie, den der Deutsche Bundestag am 14. Dezember 2001 (BT 14.12.2001) beschloss.<sup>44</sup>

### ***2.3.2 Wiedervereinigung: Anschluss ostdeutscher Kraftwerke ans europäische Netz***

Die Hauptstütze der Stromversorgung auf dem Gebiet der ehemaligen DDR waren Braunkohlekraftwerke, die sowohl die Grund- als auch die Mittellast überwiegend abdeckten. Das Kombinat Braunkohlekraftwerke Jänschwalde, zu dem in den 80er Jahren Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 15 000 MW gehörten, erzeugte über zwei Drittel des in der DDR benötigten Stroms (Stingelwagner 1999: 226). Größtes Braunkohlekraftwerk war Boxberg. Die Braunkohleförderung wurde kontinuierlich ausgebaut, war dieser fossile Energieträger doch auf dem eigenen Staatsgebiet ausreichend vorhanden. So

---

<sup>43</sup> Die Einstellung der Bevölkerung zur Atomkraft ist seit den 80er Jahren häufig empirisch untersucht worden, sowohl von den Medien als auch von Organisationen oder Institutionen. Exemplarisch: In einer Greenpeace-Umfrage vom August 2005 sprachen sich 70 % der Befragten für einen Atomausstieg aus (strom-magazin.de 2005f). In einer repräsentativen Umfrage des „stern“ von 2004 sprachen sich 79 % der Befragten gegen den Bau neuer Atomkraftwerke und 51 % gegen längere Laufzeiten aus (Morris 2005: 69).

<sup>44</sup> Legislative Details zum Atomausstieg finden sich in Kapitel 8 dieser Arbeit.



steigerten die DDR-Tagebaue den Abbau von 133 Millionen Tonnen im Jahr 1949, auf 258 Millionen Tonnen in 1980 und schließlich auf 310 Millionen Tonnen im Jahr 1988 (ebd.: 236). Da kein einziges Braunkohlekraftwerk mit einer Entschwefelungs- oder Entstickungsanlage ausgerüstet war, führte der massive Braunkohleeinsatz zu erheblichen Umweltbelastungen. Sie waren zu 39 % für den Ausstoß von Kohlendioxid und zu 51 % für den Ausstoß von Schwefeldioxid auf dem DDR-Gebiet verantwortlich (ebd.: 237). „1998 betrug der gesamte SO<sub>2</sub>-Ausstoß 5,2 Mio. t/a, war also bei etwa 25 % der Bevölkerung zweieinhalb mal so groß wie in der Bundesrepublik bereits Anfang der 80er Jahre.“ (Levi 1992: 184)

Obwohl die ostdeutschen Wirtschaftsstrategen bis 1970 den Bau von 20 Kernkraftwerken planten, entstanden letztlich nur zwei: Das KKW Rheinsberg (70-MW-Druckwasserreaktor) ging 1966 in Betrieb und das KKW Nord in der Nähe von Greifswald an der Ostseeküste (440-MW-Druckwasserreaktor) nahm 1973 die Stromerzeugung auf und wurde bis 1997 auf vier Blöcke mit einer Leistung von 1760 MW ausgebaut. Dass die Pläne nicht umgesetzt wurden liegt insbesondere daran, dass sich auch die DDR der Debatte um die Betriebssicherheit von Kernkraftwerken nicht entziehen konnte. Die chronische Finanz- und Devisenschwäche der DDR-Wirtschaft verhinderte ebenfalls die Erfüllung der Planzahlen (ebd.: 231 ff.)

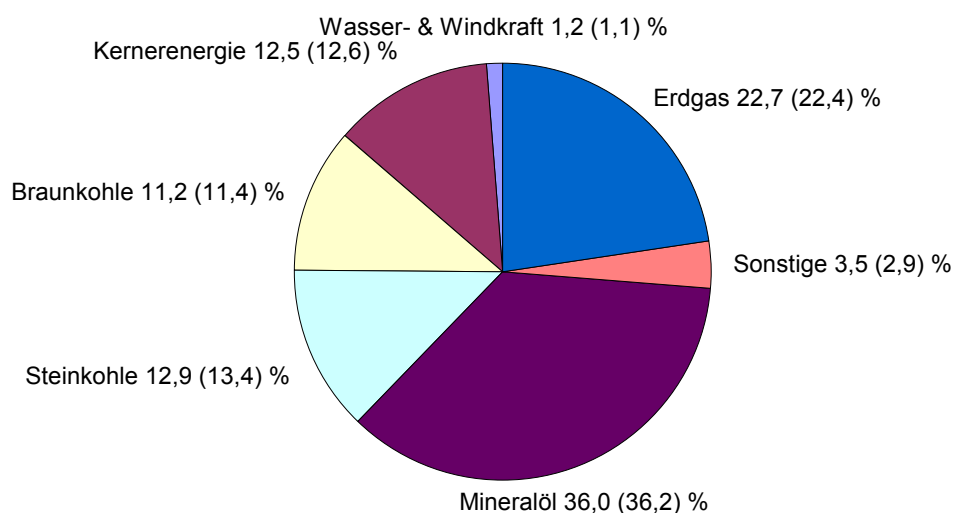
Das war die Ausgangslage, als es 1989 zum großen politischen Umbruch kam. Die Kollegen aus dem Westen ließen denn auch nicht viel Zeit vergehen: Zunächst wurden bis Ende der 90er Jahre sämtliche Atommeiler im Osten Deutschlands aus Sicherheitsgründen stillgelegt. Ohnehin sank der Stromverbrauch in Ostdeutschland im Jahr 1990 im Vergleich zum Vorjahr um fast 15 %, insbesondere wegen des starken Rückgangs der Industrieproduktion (ebd.: 240). Zur Anpassung der Netze erstellten Fachleute aus Ost und West innerhalb der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) ein Arbeitsprogramm zur Vorbereitung des Verbundbetriebs. Es enthielt 9 komplexe Aufgabenstellungen mit insgesamt 65 Teilaufgaben. „Schwerpunkte bildeten der Bau neuer Kuppelleitungen als eine der netztechnischen Voraussetzungen und die Realisierung der regeltechnischen Anforderungen im vorhandenen Kraftwerkspark hinsichtlich der Wirkleistungsregelung bei einem Verbundbetrieb

mit den Netzen der Übertragungsnetzbetreiber.“ (Schwarz, J. et al. 2006: 40) Zudem wurde die Stromerzeugung in den Kohlekraftwerken reduziert und stattdessen der Einsatz von Gas erhöht. Um die Milliardeninvestitionen in die Modernisierung der Kraftwerke zu ermöglichen, wurde die gesamte ostdeutsche Energiewirtschaft 1990 in die Hände von PreussenElektra (heute E.ON), RWE und Bayernwerk (heute E.ON) gelegt. Die Vereinigte Kraftwerks AG Peitz und die Verbundnetz Elektroenergie AG gingen in die neugegründete Vereinigte Energiewerke AG (VEAG, heute Vattenfall Europe) über, an der die drei o.g. Unternehmen 75 % der Anteile bekamen. Die 15 regionalen Energieversorgungsunternehmen wurden ebenfalls unter westliche Leitung gestellt. Das erste Ziel der neuen Geschäftsführer war es, die Umweltverträglichkeit zu verbessern, also Entstaubung, Entstickung und Entschwefelung soweit zu implementieren, dass die Emissionsgrenzwerte die Vorgaben der Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO) einhielten. Dadurch gingen die Schwefeldioxidemissionen in den neuen Bundesländern bis 1992 von über 7 Millionen Tonnen (1987) auf 2,5 bis 3 Millionen Tonnen zurück (Prognos 1996: 604). Deutschlandweit sanken die Schwefeldioxidemissionen insbesondere durch die Modernisierung bzw. teilweise Stilllegung ostdeutscher Kraftwerke von 1990 bis 2003 um 88 %, bereits 1998 erreichte Deutschland die im zweiten UNECE-Protokoll bis 2005 vereinbarte Minderungsrate auf 990 kt Schwefeldioxid (UBA online März 2006). Auch die massive Senkung der Kohlendioxidemissionen seit 1990 ist hauptsächlich auf die Umstrukturierung der ostdeutschen Energiewirtschaft zurückzuführen. So ging der Ausstoß des schädlichsten Klimagases von 1990 bis 2000 um 15 % zurück (Statistisches Bundesamt 2001). In den folgenden Jahren schwächte sich die Reduzierungsgeschwindigkeit auch aufgrund der ausgeschöpften Potenziale innerhalb der ostdeutschen Energiewirtschaft ab, so dass die im Jahr 2005 ausgestoßenen 872 Millionen Tonnen Kohlendioxid eine Reduzierung von 17 % im Vergleich zum Jahr 1990 bedeuten (Ziesing 12/2006).

### ***3. Statistik: Deutscher Energiemarkt 2004/2005***

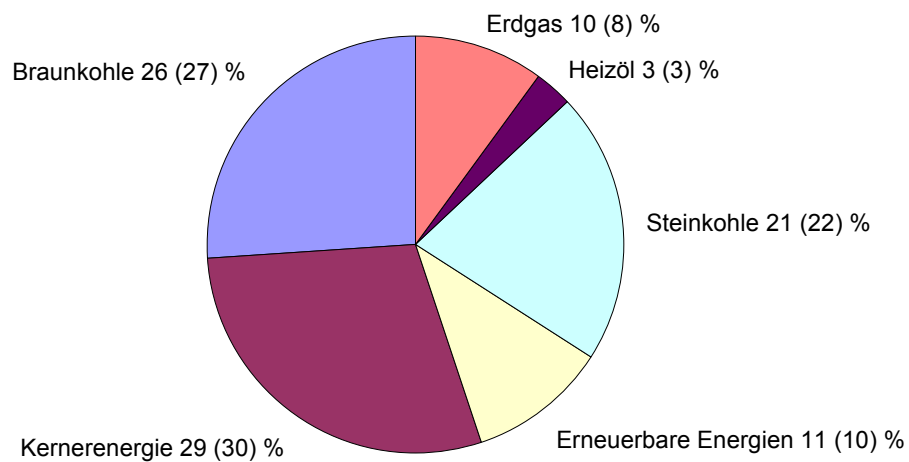
Deutschland ist nach den USA, China, Russland und Japan der fünftgrößte Energiemarkt der Welt. Im Jahr 2005 wurden in Deutschland 14 238 PJ (485,5

Millionen Tonnen SKE) Primärenergie verbraucht - 6,5 Millionen Tonnen SKE (1,3 %) weniger als im Jahr zuvor (Ziesing 10/2006), und dass obwohl sich das BIP im Jahresdurchschnitt 2005 um real 0,9 % über dem Vergleichswert des Jahres 2004 lag (Schiffer 2006: 44). Gleichzeitig verringerte sich der Mineralölverbrauch um 1,7 % auf 174,8 Millionen Tonnen SKE, blieb aber mit einem Anteil von 36 % an der Energiebilanz der wichtigste Energieträger in Deutschland. Der Verbrauch an Erdgas veränderte sich kaum und lag mit 110,4 Millionen Tonnen SKE auf Vorjahresniveau. Sein Anteil an der Primärenergiebilanz erhöhte sich leicht auf 22,7 %. Der Verbrauch an Steinkohle sank um 4,6 % auf 62,8 Millionen Tonnen SKE, was einem Anteil am gesamten Energieverbrauch von 13 % entspricht. Ähnlich erging es der Steinkohle: Ihr Verbrauch ging um 3,2 % auf 54,4 Millionen Tonnen SKE (11,2 % Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch), dennoch blieb sie der wichtigste heimische Energieträger. Die Stromerzeugung der Kernkraftwerke verminderte sich im Jahr 2005 um 2,4 % auf 60,7 Millionen Tonnen SKE. Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen steigerten ihren Beitrag um 3,6 %, der Verbrauch von sonstigen Energieträgern (etwa Brennholz und andere regenerative Energien) stieg im Vergleich zu 2004 um 18,5 %. Erneuerbare Energien hatten im Jahr 2005 insgesamt einen Anteil von 4,6 % am Primärenergieverbrauch (Schiffer 2006: 44).



*Anteile der Energieträger am gesamten Energieverbrauch 2005 in Prozent (2004 in Klammern) - nach AGEB-Zahlen*

Im Jahr 2005 wurden in deutschen Tagebauen im Rheinland, der Lausitz, in Mitteldeutschland und in Helmstedt insgesamt 177,9 Millionen Tonnen Braunkohle abgebaut, das waren 2,2 % weniger als im Jahr zuvor. 92 % davon wurden an die Kraftwerke zur Stromerzeugung weitergeleitet. Im gleichen Zeitraum wurden an Ruhr, Saar und Ibbenbüren 24,7 Millionen Tonnen verwertbare Steinkohle abgebaut. Das konnte den deutschen Steinkohlebedarf zu 40 % decken. Die restlichen 60 % kamen 2005 hauptsächlich aus Südafrika (25 %) und Polen (20 %). Zwischen 1997 und 2005 wurde die Steinkohleförderung von knapp 50 auf 26 Millionen Tonnen jährlich halbiert und die Beschäftigungszahl von 84 000 auf unter 35 000 verringert. Bis 2012 sollen weitere Reduzierungen realisiert werden: Der Abbau soll auf 16 Millionen Tonnen sinken und die Beschäftigtenzahl auf etwa 20 000 (Schiffer 2006: 48). Auch die in 2005 benötigten 1 167 Milliarden Kwh Erdgas konnten nur zu 16 % aus inländischer Förderung bereitgestellt werden, im Vergleich zum Vorjahr 2004 verminderte sich dieser Wert um 1,5 %. Die größten deutschen Gasunternehmen sind E.ON Ruhrgas, Wingas, RWE Energy und Verbundnetz Gas. Größter Importeur war Russland, das 2005 etwa 400 Milliarden Kwh Gas nach Deutschland lieferte, die Hälfte davon an E.ON Ruhrgas. Norwegen lieferte im gleichen Zeitraum 300 Milliarden Kwh, aus die Niederlanden kamen etwa 230 Milliarden Kwh.



*Anteile der Energieträger an Nettostromerzeugung  
2005 in Prozent (2004 in Klammern) - nach VDEW-Zahlen*

Der Bruttostromverbrauch in Deutschland stieg im Jahr 2005 um 0,3 % auf 610,5 Twh<sup>45</sup>. Erzeugt wurden 619 Twh, zu 86 % von den deutschen Stromversorgern, zu 8 % von Industriekraftwerken und zu 6 % von privaten Einspeisern. Hinzu kommen 53,4 importierte Twh Strom (8,7 % des Bruttostromverbrauchs). Exportiert wurden 61,9 Twh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromeinfuhren um 20,8 % und die Ausfuhren um 20,2 %. Die verschiedenen Energieträger hatten dabei folgenden Anteil an der deutschen Stromerzeugung: Kernenergie 29 %, Braunkohle 26 %, Steinkohle 21 %, Erdgas 10 %, Wasserkraft 4 %, Windkraft 5 %, sonstige erneuerbare Energien 2 % und Heizöl 3 %. Die deutsche Stromversorgung stützt sich somit zu 72,9 % auf die drei Säulen Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle. Der Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch stieg 2005 auf 10,2 %, gegenüber 9,4 % im Jahr zuvor.

Knapp die Hälfte des Stroms (47 %) verbrauchte auch in 2005 die Industrie, das waren insgesamt 251,4 Milliarden Kwh. Die Haushalte verbrauchten 141,8 Milliarden Kwh (21 %), Handel und Gewerbe 74,4 Milliarden Kwh (14 %). Auf Verkehr und öffentliche Einrichtungen entfielen 60,9 Milliarden Kwh (11 %) und die Landwirtschaft hatte mit einem Verbrauch von 8,3 Milliarden Kwh einen Anteil von 2 % (www.strom.de 2006b). Der Energieverbrauch in Deutschland liegt heute um 4,5 % unter dem Wert von 1990. Die Abhängigkeit der deutschen Energieversorgung von Importen ist jedoch ständig gestiegen. Sie beträgt bei Uran 100 %, bei Mineralöl nahezu 97 % und bei Gas 83 %. Bei Steinkohle beträgt der Importanteil 61 %. Lediglich bei Braunkohle und bei den erneuerbaren Energien greift Deutschland vollständig auf einheimische Energieproduktion zurück (Energiegipfel BMWi et al. 2006: 5). Die Energieträgergewinnung im Inland war im Jahr 2005 zu 27 % an der Deckung des Primärenergieverbrauchs beteiligt.

Die Vergütung für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien belief sich in 2005 auf 4,33 Milliarden Euro - bei 45,45 Twh Ökostrom ist das ein Vergütungssatz von 9,53 Cent pro Kwh (Schiffer 2006: 50). Die Zahl der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien stieg im Jahr 2005 um knapp 10 % auf etwa 170 000. Die energiebedingten Kohlendioxidemissionen betragen

---

<sup>45</sup> 1 Terawattstunde = 1 Milliarde Kilowattstunden

in diesem Zeitraum 842 Millionen Tonnen, das waren 2 % weniger als im Jahr 2004. Seit 1990 reduzierte sich der Ausstoß dieses Klimagases um 17 %. Daran hatten Kraft- und Fernheizwerke einen Anteil von 16 %, Industriefeuerungen von 34 % und Haushalte von 10 % (Schiffer 2006: 54). Aus den Verbrauchersteuern aus Energie erzielte der Bund 46,6 Milliarden Euro, das waren 1,8 Milliarden Euro weniger als 2004. Mineralöle haben daran einen Anteil von 80 %.

Die Energiepreise zeigten im Jahr 2005 eine starke Tendenz nach oben. Der Durchschnitts-Spotpreis für Nordseeöl der Marke Brent lag mit 54,33 Dollar pro Barrel um 43 % über dem Wert des Vorjahres. Der Preis für OPEC-Öl erhöhte sich um 40 % auf 50,64 Dollar pro Barrel. Als Hauptauslöser werden die instabile Situation im Nahen Osten und der Wirbelsturm „Katrina“ ausgemacht, der einen großen Teil der amerikanischen Ölförderung und die Raffinerien an der Golfküste beeinträchtigte (Schiffer 2006: 52). Die Spotpreise für Gas erhöhten sich um 66 % von 12,23 auf 20,35 Euro pro Mwh, im Jahresmittel stiegen die Einfuhrpreise um 36 %. Die an der EEX zwischen März und Dezember 2005 gehandelten Kohlendioxidzertifikate kosteten zwischen 10,40 und 29,03 Euro.

Für die deutschen Verbraucher stiegen die Erdgaspreise um 21,2 % und die Strompreise um 8,7 %. Der Durchschnittserlös<sup>46</sup> für Strom aus der Abgabe an Letztverbraucher betrug laut Statistischem Bundesamt im Jahr 2004 9,23 Cent je Kwh. Das waren 5,1 % mehr als 2003. Der niedrigste Durchschnittserlös seit Einführung der Erhebung in der amtlichen Statistik (1991) wurde im Jahr 2000 mit 7,43 Cent pro Kwh registriert. Der Durchschnittserlös aus der Stromabgabe an Sondervertragskunden 2004 betrug 6,72 Cent pro Kwh, das waren 7 % mehr als im Vorjahr. Auch hier wurde der niedrigste Durchschnittserlös im Jahr 2000 ermittelt (5,11 Cent pro Kwh). Bei den Tarifkunden erzielten die Versorger 2004 mit 14,01 Cent je Kwh im Schnitt einen wesentlich höheren Durchschnittserlös als bei den Sondervertragskunden. Der Erlös lag um 2,9 % höher als 2003.

---

<sup>46</sup> Der Durchschnittserlös wird ohne Mehrwertsteuer und ohne rückwirkende Stromsteuerrückerstattungen ausgewiesen, enthält jedoch die Netznutzungsentgelte, die Stromsteuer, die Konzessionsabgaben sowie Ausgleichsabgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz. Letztverbraucher sind Sondervertragskunden und Tarifabnehmer.

### **III. Durchsetzungsbedingungen & Akteure**

#### ***4. Akteure und ihre Interessen***

##### **4.1 Europäische Politik**

###### ***4.1.1 Ökonomische Vorteile***

„Das Fehlen eines einheitlichen Marktes bedeutet für die europäische Industrie überflüssige Abgaben und vertane Gelegenheiten. Die Vollendung des Binnenmarktes hingegen wird den ökonomischen Rahmen für die Erneuerung der Europäischen Wirtschaft - sowohl in der Industrie als auch im Dienstleistungsbereich schaffen und den Wohlstand der Völker Europas, ja der ganzen Welt ständig mehren“. (Cecchini 1988: 11) Das Zitat von Lord Francis Cockfield, in den 80er Jahren Vizepräsident der EU-Kommission und maßgeblich an der Entstehung des Weißbuchs zur Vollendung des Binnenmarktes (KOM (85) 310 endg.) beteiligt, verdeutlicht, dass sich die EU-Kommission von der Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes hauptsächlich ökonomische Vorteile versprach. Für sie lag in der Abschaffung von technischen, materiellen und steuerlichen Grenzbarrieren der Schlüssel für die Entfaltung von Wachstumskräften und damit verbunden auch für die Verringerung von Arbeitslosigkeit. Im 1985 veröffentlichten Weißbuch legte sie den Fahrplan zur europäischen Integration fest, der insgesamt 312 einzelne Schritte vorsah. Danach sollte es bis Ende 1992 einen freien Verkehr von Personen, Gütern, Diensten und Kapital geben. Um dies zu erreichen, sieht das Weißbuch die Abschaffung materieller (etwa Grenzkontrollen, Ex- und Importquoten oder Sicherheitsbestimmungen), technischer (etwa Produktnormen oder technische Vorschriften) und steuerlicher (etwa unterschiedliche Besteuerung) Schranken vor. Als Ergebnis eines gemeinsamen Binnenmarkts wurden ein erheblicher Wachstumsschub und ein eklatanter Anstieg der Beschäftigung in Europa erwartet.

Quasi als „Backup“ und als nachträgliche Begründung für ihre Initiative ließ die EU-Kommission die Kosten für die Nichtverwirklichung des Binnenmarktes 1985/86 von einer Forschungsgruppe um den italienischen Ökonom Paolo

Cecchini berechnen. Der als „Cecchini-Report“ in die Geschichte der EU eingegangene 16-bändige Bericht und seine von Cecchini selbst erstellte Kurzfassung (Cecchini 1988) eigneten sich aufgrund ihrer durch und durch im Sinne der Kommission ausfallenden Ergebnisse bestens als Legitimationsgrundlage für die zügige Verwirklichung der im Weißbuch festgelegten Marschroute. Denn laut Cecchini steigt das Bruttoinlandsprodukt der Gemeinschaft allein durch die Beseitigung aller Grenzbarrieren innerhalb weniger Jahre um 4-7 %. Weitere Folgen: Ein effektives Wirtschaftswachstum, eine verringerte Inflationsrate, niedrigere Verbraucherpreise und mindestens 1,8 Millionen zusätzliche Arbeitsplätze (EU-Kommission EU-Nachrichten Nr. 5 2003: 5). Noch optimistischer fällt seine Bilanz aus, wenn eine aktive Wachstumspolitik der Länder mit in die Berechnungen einfließt. Während diese Prognosen auf der Untersuchung der makroökonomischen Ebene beruhen, unterzog Cecchini im mikroökonomischen Teil die verschiedenen Sektoren einer genauen Betrachtung. Hier kommt er u.a. zu dem Schluss, dass allein Bürokratie; Grenzformalitäten und Wartezeiten die europäische Wirtschaft jährlich 8 Milliarden ECU kosten, wobei sie gleichzeitig auf einen Jahresumsatz von bis zu 15 Milliarden ECU verzichten muss (Cecchini 1988: 28 ff.). Würden öffentliche Aufträge (ohne Rüstungsbereich) europaweit ausgeschrieben, könnte die öffentliche Hand bis zu 17,5 Milliarden ECU sparen. Cecchini geht davon aus, dass die durch den Abbau von Grenzen ausgelöste Kettenreaktion zu höheren Gewinnen führt, die unter zunehmendem Konkurrenzdruck für zusätzliche Investitionen sorgen. Gleichzeitig kurbeln Preis- und Kostensenkungen die Produktion an, was wiederum branchenübergreifende Rationalisierungsmaßnahmen ermöglicht (Kisker 1992: 20). Die aus niedrigeren Produktionskosten und höherer Produktivität resultierende erhöhte Kaufkraft sorgt dann zusätzlich für eine langfristige Bekämpfung der Arbeitslosigkeit (Cecchini 1988: 102 ff.).

„Entgegen der herrschenden Binnenmarkteuphorie, die mit dem lautstarken, aber unhaltbaren Anspruch auf wissenschaftliche Autorität verbreitet wird, sehen wir keinen Grund für die Annahme, daß eine Politik der hemmungslosen Liberalisierung das soziale Hauptproblem aller EG-Mitgliedsländer, die



anhaltende Massenarbeitslosigkeit, lösen oder auch nur spürbar mildern kann.“ (Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik 1989: 286) Das Zitat der „Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik“, einem Zusammenschluss von Wirtschaftswissenschaftlern und Gewerkschaftlern, zeigt, dass nicht alle Meinungen zu den Vorteilen eines europäischen Binnenmarkts so überschwänglich euphorisch waren wie Cecchinis. So werden ihm in einschlägiger Literatur eine schwache und widersprüchliche theoretische Fundierung (Kisker 1992, Hölscher 1992), „abenteuerliche“ Schlussfolgerungen“ und eine „geringe Plausibilität“ (Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik 1989: 302) vorgeworfen. Unstrittig sind zwar die im Bericht unterstellten Kostensenkungen durch einen barrierefreien Handel innerhalb der EU. Auch die darin aufgeführten Vorteile einer EG-weiten Ausschreibung von öffentlichen Aufträgen können kaum bezweifelt werden. Cecchinis Vorhersagen aber zu den Kostenvorteilen durch die Liberalisierung der Finanzdienste (22 Milliarden ECU), seine Annahme radikaler Preissenkungen durch Marktöffnung und die beschriebenen durchweg positiven Auswirkungen auf die Arbeitsmarktsituation werden von den genannten Wissenschaftlern stark angezweifelt.

Allerdings kommt auch die - ebenfalls von der EU-Kommission in Auftrag gegebene - Untersuchung einer Sachverständigen-Gruppe um Tommaso Padoa-Schioppa, einem Wirtschaftswissenschaftler und damals stellvertretendem Generaldirektor der Banca d'Italia, zu dem (etwas weniger enthusiastischen) Schluss, dass ein gemeinsamer europäischer Binnenmarkt „wesentliche Fortschritte an Effizienz, Wohlfahrt und mehr wirtschaftlichem Einfluss“ (Padoa-Schioppa 1987: XIII) haben werde. Auch diese Untersuchung macht unmissverständlich klar, dass eine effizientere Produktion von Waren und Dienstleistungen innerhalb eines europäischen Wettbewerbs zu ökonomischen Vorteilen führen wird, Ressourcen einspart und durch sinkende Preise eine Steigerung des Realeinkommens ermöglicht. Und auch eine vom deutschen Wirtschaftsministerium 1988 beim Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung in Auftrag gegebene Studie kommt zu dem Ergebnis, dass zwar die direkten Wohlstandsgewinne durch den Abbau von Handels- und Produktionshemmnissen sowohl für die Gemeinschaft als auch für die Bundesrepublik nicht mehr als 2 %

des Bruttoinlandsprodukts ausmachen, dass aber die Wirkungen des Binnenmarkts erheblich weitreichender sein werden (Weichselberger 1988: 65 f.). So sind beispielsweise die positiven Einflüsse eines gemeinsamen Marktes auf Innovationen im Report unbeachtet geblieben, ebenso wie die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen, etwa durch Direktinvestitionen aus Drittländern.

Auch wenn einzelne Aussagen des Cecchini-Reports vor allem im Nachhinein wenig plausibel erscheinen und in ihrer Wirkung von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung der einzelnen Länder abhängen, so zeichnet er doch ein klares Bild der Interessen der EU-Kommission: Ökonomische Aspekte dominieren gegenüber der ehemals vorherrschenden Idee der politischen Vereinigung. So war die Entwicklung zur von den europäischen Staats- und Regierungschefs bei ihrem Treffen in Madrid im Juni 1989 vereinbarten europäischen Wirtschafts- und Währungsunion auch nur ein konsequenter Schritt. Man sollte sich darauf einigen zu sagen, dass die von Cecchini aufgestellte Rechnung quasi das Potenzial oder die Größenordnung eines möglichen Zugewinns beschreibt. Dass mindestens die Kommission überzeugt war von den ökonomischen Vorteilen zeigt ihr zügiges Tempo bei der Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes und anschließend der Wirtschafts- und Währungsunion. Sie erwartete vom Binnenmarkt erhebliche Impulse auf die wirtschaftlichen Aktivitäten.

#### ***4.1.2 Sinkende Energiepreise und Versorgungssicherheit***

Durch die in Europa bereits in den 80er Jahren zum Teil um 40 % höher als in den USA oder Australien liegenden Kosten für Energie, waren insbesondere für die energieintensiven Branchen wie Stahl-, Papier-, Glas- und Kraftfahrzeugindustrie extreme Wettbewerbsnachteile entstanden. „Es leuchtet ein, dass Überleben und Wachstum dieser Branchen in der Europäischen Union von der Fähigkeit der betreffenden Unternehmen abhängen, ihre Produktionskosten, einschließlich der Energiekosten, zu senken.“ (EU-Kom 1999: 3) Während die Liberalisierung der Energiemärkte bei den Überlegungen zur Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes noch keine große Rolle spielte (sie wurde weder im Weißbuch von 1985 noch in der EEA vom Juli 1987 separat erwähnt), schuf die EU-Kommission 1988 im Arbeitsdokument „Der

Binnenmarkt für Energie“ (EU-Kom 1988) den Grundstein zur Schaffung eines Energiebinnenmarktes.<sup>47</sup> Darin äußerte sie ihre Erwartung, dass grenzüberschreitender Stromhandel die Versorgungssicherheit erhöht und für sinkende Energiepreise sorgt. Zugleich können die Kosten durch Rationalisierung gesenkt und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den Konkurrenten in Drittländern gestärkt werden (Matthies 1989). Die Initiative zur Schaffung eines gemeinsamen europäischen Energiemarktes ging hauptsächlich von der EU-Kommission aus, unter den Mitgliedsländern können keine treibenden Kräfte identifiziert werden. Zwar wird Großbritannien und Frankreich eine eher offene Haltung nachgesagt, aber die beruht allein auf einem unterstellten Interesse, die Überkapazitäten an eigenem Atomstrom europaweit verkaufen zu wollen (ebd.: 183). Die bis zum heutigen Tag eher schleppende Umsetzung<sup>48</sup> der europäischen Richtlinien deutet indes darauf hin, dass die Mitgliedsländer für die Verwirklichung des Plans der Kommission nicht das gewünschte Interesse aufbringen, was insbesondere daran liegt, dass die Abgabe von Kompetenzen im Energiebereich von den meisten nationalstaatlichen Regierungen eher als Machtverlust denn als Vorteil angesehen wird (Matlary 1996: 259).

Ein Kernziel des Energiebinnenmarktes ist die Einführung von Wettbewerb auf den ehemals abgeschotteten monopolistischen Strom- und Gasmärkten der Nationalstaaten, was insbesondere sinkende Energiepreise zur Folge haben soll. Die Entscheidungsmöglichkeiten des Kunden sind in monopolistischen Märkten faktisch nicht vorhanden, eine Mitbestimmung über den von ihm gezahlten Preis für eine bestimmte Leistung ist daher nicht möglich. Im Wettbewerb hingegen kann sich der Verbraucher den Stromanbieter mit dem besten Preis-Leistungsverhältnis aussuchen. Das wiederum führt dazu, dass die Energieanbieter ihre Leistungen optimieren müssen. Um weiterhin im Markt bestehen zu können, müssen sie effizienter als bisher arbeiten, um den Verbrauchern die gleiche Leistung für weniger Geld anzubieten. „Der Wettbewerb verbindet zwei Funktionen: er ermöglicht stetige und lebhaftige Konkurrenz und sichert die fortgesetzte Suche nach besseren Leistungen.“ (Mombaur 2003: 214) Die Kommission verfolgte dabei insbesondere das Ziel,

<sup>47</sup> Details in Kapitel 2.2.1-2.2.5 dieser Arbeit.

<sup>48</sup> Details zum Stand der Umsetzung der Richtlinien in Kapitel 2.2.5 dieser Arbeit.

mittels Wettbewerb für günstigere Energiepreise zu sorgen. Die dafür vorgesehenen Instrumente indes ließen den europäischen Ländern relativ viel Gestaltungsspielraum, so dass die Umsetzung der erlassenen Vorschriften europaweit ungleichmäßig verlief, wie die Analyse im ersten Kapitel ergeben hat. Erst mit der in der Beschleunigungsrichtlinie festgelegten bindenden Verpflichtung, nationale Regulierungsbehörden mit der Aufsicht über die Energiemärkte zu beauftragen, nutzte die Kommission ein zielführendes Instrumentarium. Denn die Erfahrungen der letzten 8 Jahre haben gezeigt, dass nur eine übergeordnete Behörde einen fairen und diskriminierungsfreien Zugang zu den Strom- und Gasnetzen gewährleisten kann, und dass die ehemals monopolistisch organisierten Netzbetreiber andernfalls ihren Vorteil, resultierend aus dem Besitz der Netze, zu Ungunsten neuer Anbieter ausnutzen und damit einen wirklichen Wettbewerb verhindern, was sich wiederum auf das Preisniveau auswirkt.

Neben sinkenden Energiepreisen verfolgt die EU-Kommission im Energiebereich ein weiteres Ziel: Die Erhöhung der Versorgungssicherheit. In den vergangenen Jahren stieg der weltweite Energiebedarf rasant an, seriösen Prognosen zufolge wird das auch in den kommenden Jahren so weitergehen - insbesondere wenn die Wirtschaften in China und Indien tatsächlich ihre prognostizierten Produktions- und Leistungssteigerungen vollziehen. Die IEA prognostiziert einen Anstieg der weltweiten Energienachfrage um 59 % bis 2030, zwei Drittel davon entfallen allein auf China und Indien (Umbach 2005: 635). Europa ist dabei in starkem Maße von Energieimporten abhängig, zumeist kommen diese aus Ländern mit instabilen politischen und wirtschaftlichen Bedingungen. Gleichzeitig hat die Energiegewinnung in den europäischen Mitgliedsländern jedoch nur geringfügig zugenommen. So stieg der Import von Erdgas, aber auch von Öl und Kohle seit Mitte der 80er Jahre rasant an. Deckten die Nettoimporte fossiler Energieträger 1999 knapp die Hälfte des Primärenergieverbrauchs der EU-15 ab (Horn 2003: 315), so geht die Kommission in ihrem Ende 2000 verfassten Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ (KOM (2000) 769) davon aus, dass Europa bei gleich bleibender Energiepolitik bis zum Jahr 2030 zu 70 % von Energieeinfuhren abhängig sein wird. Dieser Prognose zufolge

werden die Erdölimporte der EU von 76 auf 90 % des Erdölverbrauchs, die Erdgasimporte von 40 auf 70 % des Verbrauchs und von Kohle von 50 auf mehr als 70 % des Bedarfs zunehmen (ebd.). Dabei ist Russland Hauptlieferant für Erdgas, das im Vergleich zur Kohle als saubere Energie gilt und daher als Ersatz für abgeschaltete Atomkraftwerke in den kommenden Jahren vermehrt eingesetzt werden soll. Dass die starke Abhängigkeit zunehmend zu einem Problem werden kann, zeigte sich im April 2006. Als nämlich der russische Monopolist Gazprom, immerhin für die Deckung von gut einem Viertel des westeuropäischen und 35 % des deutschen Gasbedarfs zuständig, seine Expansionsinteressen innerhalb Europas von der Politik der EU gefährdet sah, drohten deren Manager ganz unverhohlen mit einer Reduzierung der Gaslieferungen (FTD online 2006a). Allerdings stellt die Abhängigkeit von Russland nicht nur bei Unterstellung böser Absichten durch Gazprom oder andere Gaskonzerne eine potenzielle Gefahr für Europa dar. So geht etwa die IEA davon aus, dass Gazprom spätestens beim nächsten langen und kalten Winter in eine Versorgungskrise geraten wird, die 80 bis 90 Milliarden Kubikmeter erreichen kann (FTD online 2006b). Hinzu kommen stetig steigende Ölpreise bei gleichzeitig sinkenden Erdölvorkommen. Da sich 90 % der nachweisbaren Erdölreserven in der islamischen Welt (sie reichen von den zumeist noch unerschlossenen Feldern in Zentralasien und dem Kaspischen Becken bis in den Persischen Golf) befinden, ist auch hier eine Abhängigkeit von einer Region gegeben, die nicht gerade von politischer Stabilität gekennzeichnet ist. Um die Risiken zu senken, empfiehlt der EU-Kommission in ihrem Grünbuch neben der Vollendung des Energiebinnenmarktes insbesondere die Einsparung von Energie, die Diversifizierung der Energieträger und die Verbreitung neuer Techniken. In diesem Zusammenhang sind auch die Initiativen der EU zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der regenerativen Energien zu sehen.

Inwieweit der Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie zu einer instabilen Versorgungssicherheit beiträgt und möglicherweise auch einen Zielkonflikt aus klimapolitischer Sicht<sup>49</sup> darstellt, ist nach wie vor umstritten. Während der IEA-Chefökonom, Fatih Birol in der weiteren Nutzung von

---

<sup>49</sup> Ein Beitrag zur Diskussion über dieses Thema findet sich in Kapitel 12.4. dieser Arbeit.

Kernenergie eine Lösung des Abhängigkeitsproblems sieht (FTD online 2006a), und die EU ihren Mitgliedsländern in dieser Frage weitgehend freie Hand lässt, haben sich Deutschland und eine Reihe anderer EU-Länder dazu entschlossen, ihre Atommeiler abzuschalten. Die Kapazitäten sollen insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energieträger, durch die Verringerung des Energieverbrauchs durch Effizienzsteigerung, durch den Neubau von umweltfreundlichen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und durch neue Technologien zur kohlendioxidärmeren Verbrennung von Kohle<sup>50</sup> substituiert werden.

#### **4.1.3 Umweltschutz**

Neben ökonomischen spielen bei den Überlegungen der EU-Kommission auch ökologische Interessen eine große Rolle. Während die EU-Umweltpolitik in den 80er Jahren die alltägliche Umweltverschmutzung quasi nur regulierte, machte sich die Kommission zu Beginn der 90er auf die Suche nach einem Instrumentarium, mit dem die Umweltverschmutzung von vornherein vermieden werden konnte (Wicke et al. 1991: 9). Ausgangspunkt ist die Einsicht, „daß Umweltschutz die wichtigste Voraussetzung für die Wirtschaft und für dauerhaften Wohlstand der Menschen überhaupt ist“ (ebd.: 24). Seit der Einfügung des Umwelttitels in den EWG-Vertrag (Art. 130) ist Umweltschutz ein eigenständiges Ziel europäischer Politik mit folgenden Aufgaben: „die Umwelt zu erhalten, zu schützen und ihre Qualität zu verbessern; zum Schutz der menschlichen Gesundheit beizutragen; eine umsichtige und rationelle Verwendung der natürlichen Ressourcen zu gewährleisten“ (ebd. 83). Ein effektiverer Umgang mit Energie und der vermehrte Einsatz erneuerbarer Energiequellen haben unbestritten äußerst positive Auswirkungen auf die Umwelt, die - etwa durch Industrialisierung und verstärkte Mobilität - in den vergangenen 150 Jahren weltweit unter einem erheblich verstärkten Ausstoß so genannter Treibhausgase leidet. Insbesondere die Verbrennung fossiler Brennstoffe hat zu starken klimatischen Veränderungen geführt, wobei speziell

---

<sup>50</sup> Sowohl RWE als auch Vattenfall arbeiten derzeit an der Entwicklung von Braunkohlekraftwerken, die kein Kohlendioxid mehr ausstoßen. RWE will eine Milliarde Euro in die Weiterentwicklung der Integrated-Classification-Combined-Cycle-Technik investieren, das erste Kraftwerk soll spätestens 2014 in Betrieb gehen. Vattenfall will für 40 Millionen Euro bis 2008 eine Pilotanlage bauen (Capital 2006: 50f.).

die Erwärmung der Erdoberfläche um 0,3-0,6 % seit der Industrialisierung und der Anstieg des Meeresspiegels um 10 bis 25 Zentimeter in den letzten 100 Jahren beunruhigend sind. Sollte sich der Treibhausgasausstoß wie bisher weiterentwickeln, erwarten Experten einen durchschnittlichen Temperaturanstieg von 1,4 bis 5,8 Grad<sup>51</sup> und einen Anstieg des mittleren Meeresspiegels um 9 bis 88 Zentimeter bis zum Jahr 2100. Die Folgen sind z.T. schon jetzt erkennbar: Die Überflutung küstennaher Gebiete, die Zunahme meteorologischer Extremereignisse, die Verschiebung von Klima- und Vegetationszonen und damit verbundene negative Auswirkungen auf die Nahrungsmittelversorgung der Menschheit (Heymann 2000: 2). Möglich ist auch die Abschwächung des Golfstroms. Klar ist, dass sich der Klimawandel zwar global vollziehen aber auf die verschiedenen Regionen der Erde verschiedene Auswirkungen haben wird. So wird vermutet, dass sich der Temperaturanstieg in den höheren Breitengraden stärker vollzieht als in Äquatornähe. Küstenregionen und tiefergelegene Inselstaaten werden von der Ausdehnung der Ozeane durch u.a. abschmelzende Gletscher mit hoher Wahrscheinlichkeit stärker betroffen sein als andere Gebiete (Oberthür et al. 2000: 29). Das Risiko für alle Menschen besteht aber vor allem in der daraus folgenden Nahrungsmittel- und Wasserknappheit.

Zuständig für den Klimawandel, der insbesondere die klassischen Klimaelemente Temperatur, Luftdruck, Niederschlagsmenge, Bewölkung, Wind, Sonnenscheindauer und Feuchte betrifft, ist die Wirksamkeit bestimmter Spurengase. Stark vereinfacht kann ihre Wirkung folgendermaßen beschrieben werden: Die Gase lassen die Sonneneinstrahlung weitgehend ungehindert zur Erdoberfläche durch, verringern jedoch die Wärmeabstrahlung der Erde. Diese fatale Kombination ist dafür verantwortlich, dass es in der unteren Atmosphäre immer wärmer, in der oberen Stratosphäre jedoch immer kälter wird (Sattler 2004: 5). Nach gegenwärtigem Wissensstand sind dafür Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), Fluorkohlenwasserstoff (HFC), vollhalogenierter Kohlenwasserstoff (PFC) und Schwefel-Hexafluorid (SF<sub>6</sub>) verantwortlich, wobei Kohlendioxid dominiert. Es gilt als die Hauptursache für den anthropogenen

<sup>51</sup> Seit 1988 beschäftigt sich der zwischenstaatliche Ausschuss zu Fragen der Klimaänderungen (IPCC) unter der Schirmherrschaft des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (UNEP) und der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) mit den Auswirkungen des Klimawandels. Die Zahlen stammen aus seinem dritten Sachstandsbericht von 2001.

Treibhauseffekt. Kohlendioxid kommt natürlich vor und ist an sich nicht giftig. Es wird von Pflanzen mit Hilfe von Wasser und Sonneneinstrahlung zu Kohlenhydraten umgewandelt. Bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern wie Kohle, Öl oder Gas wird Kohlendioxid freigesetzt. Dadurch hat seit 1750 die Kohlendioxid-Konzentration in der Atmosphäre um bislang 31 % zugenommen, einzigartig in den letzten 420 000 Jahren (IPCC 2004: 7). Allerdings gelten die meisten Forschungsergebnisse in diesem Bereich als nicht gesichert, die Bandbreite der Schätzungen hinsichtlich der Folgen variiert sehr stark. Ebenso konnte noch nicht abschließend geklärt werden, ob die vom Menschen verursachten Treibhausgasemissionen tatsächlich für die beobachtete Erderwärmung verantwortlich sind (Oberthür et al. 2000: 36, Sattler 2004: 9). Dennoch ergibt sich daraus ein absoluter Handlungsdruck für Europa (und die restliche Welt), handelt es sich doch um ein globales Umweltproblem. Damit reicht einzelstaatliches Handeln nicht mehr aus.

Zur Erreichung dieser Ziele hat die EU verschiedene umweltpolitische Instrumente eingeführt, etwa die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien oder den Emissionshandel. Verschiedene Strategien zur Erhöhung der Energieeffizienz und damit zur Senkung des Verbrauchs wurden ebenfalls gestartet.<sup>52</sup> Während sich der 2005 eingeführte Emissionshandel quasi noch in der Erprobungsphase befindet, kann über die Effizienz der Förderung erneuerbarer Energien im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele schon eine erste Bilanz gezogen werden. Da die entsprechende Richtlinie 2001/77/EG zum Ausbau erneuerbarer Energien den Mitgliedsländern weitgehend freie Hand bei der Wahl ihres Fördersystems gelassen hat, sind europaweit verschiedene Fördermechanismen entstanden. Im Laufe der Zeit wurde die Forderung nach deren Harmonisierung immer lauter, insbesondere um Marktverzerrungen zu verhindern, die Kosteneffizienz der Technologien und Standortentscheidungen zu erhöhen und einen wirtschaftlicheren Betrieb regenerativer Erzeugungsanlagen zu ermöglichen (Weigt 2005: 659). Im Dezember 2005 (EU-Kom 2005c) veröffentlichte die Kommission die Ergebnisse ihrer Untersuchung der unterschiedlichen einzelstaatlichen Fördermechanismen und bewertete sie

---

<sup>52</sup> Details in Kapitel 2.2.6-2.2.9 dieser Arbeit.



hinsichtlich Erfolg und Kostenwirksamkeit<sup>53</sup>. Sie kam zu dem Schluss, dass eine kurzfristige Harmonisierung aufgrund der unterschiedlichen Potenziale und Entwicklungsstadien nicht möglich ist. Zur Steigerung der Wirksamkeit sollen die Mitgliedsländer ihre Zusammenarbeit ausbauen und ihre nationalen Förderregeln in Bezug auf rechtliche Stabilität, geringeres Investitionsrisiko, Abbau administrativer Hemmnisse oder netzspezifische Fragen optimieren. Von einer Änderung der Gemeinschaftsempfehlungen hält die Kommission momentan also nichts.

#### ***4.1.4 Interessenkonflikt: Binnenmarkt und Umweltschutz***

Die vorangegangene Analyse ergab, dass die Interessen der Europäische Union sowohl ökonomischer als auch ökologischer Natur sind und zudem die Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle spielt. Für die Umsetzung werden verschiedene Strategien verfolgt, die im ersten Kapitel dieser Arbeit bereits ausführlich beschrieben wurden. Allerdings hat eine Verknüpfung von ökologischen und ökonomischen Interessen auf europäischer Ebene bisher nicht stattgefunden, so dass im Laufe der politischen Diskussion der vergangenen Jahre oftmals die Kritik auf kam, die Strategien zur Schaffung eines gemeinsamen Marktes hätten negative Auswirkungen auf den Umweltschutz und liefen somit konträr zu den ökologischen Interessen der EU. Behindert demnach eine Politik, die den Ausbau von Wettbewerb und den freien grenzüberschreitenden Handel im Fokus hat, den Umweltschutz und den angesichts der zunehmenden Umweltbelastung nötigen ökologischen Umbau? Begünstigt nicht eine - als Kernziel des Energiebinnenmarkts deklarierte - Verbilligung von Energie eher die Verschwendung als den sparsamen Umgang damit? Sorgt der Binnenmarkt für den „ökologischen Ausverkauf zugunsten wirtschaftlichen Wachstums“ (Kasper et al. 1992: 95)? Oder ist es vielleicht umgekehrt der Fall, dass bestimmte Umweltvorschriften zwar nicht direkt den Energiebinnenmarkt aber indirekt doch die dadurch gewollte Verbilligung von Energie be- oder sogar verhindern?

Es mag sein, dass in der Schaffung des Binnenmarktes allein ein großes Potenzial für Umweltverschmutzung liegt. Eine verstärkte Produktion führt zu verstärktem Ausstoß von Schadstoffen und natürlich auch zu mehr Abfall. Das kann nicht

---

<sup>53</sup> Für Details siehe Kapitel 2.2.7.

bestritten werden. Strategien zur Müllvermeidung sieht der Plan zur Schaffung eines Binnenmarktes indes nicht vor. Auch die Harmonisierungsbestrebungen der EU erweisen sich nicht gerade als förderlich, wenn sich die Mitgliedsländer dabei im Umweltschutzbereich auf den kleinsten gemeinsamen Nenner einigen dürfen, quasi auf Mindeststandards. Wenn also vergleichsweise hohe Umweltschutzstandards niedrigeren Standards angepasst werden dürfen, weil sie ansonsten möglicherweise die Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen. Auch der Wegfall sämtlicher Grenzkontrollen könnte dem Umweltschutzgedanken entgegenlaufen, ebenso wie die Vergabe öffentlicher Aufträge ausschließlich unter Berücksichtigung des wirtschaftlich günstigsten Angebots. Auch wird sich der Energieverbrauch und damit der Ausstoß an Emissionen erhöhen, sofern das durch den Binnenmarkt induzierte Wirtschaftswachstum eintritt. Allerdings zeigt sich an den EU-Initiativen im Bereich Umweltschutz seit Mitte der 80er Jahre, dass sich die Kommission diesen Problemen sehr wohl bewusst gewesen ist. Sie hat ihre umweltpolitischen Kompetenzen Jahr für Jahr verstärkt. Mit der Einsetzung der Task Force „EG-Binnenmarkt und Umweltschutz“ unternahm sie 1988 einen ersten Schritt, den Umweltschutzgedanken zu stärken, ohnehin war der Umweltschutz seit Verabschiedung der EEA 1987 ein eigenständiges politisches Ziel in Europa. Die insbesondere aus den Kyoto-Verpflichtungen resultierende europäische Umweltschutzpolitik setzt mindestens im Energiebereich<sup>54</sup> m.E. auf einen leistungsfähigen und durchaus zielführenden Instrumentenmix aus traditionellen regulativen Maßnahmen und ökonomischen Anreizen. Den Mangel an konkreten Umweltschutz-Vorgaben in der Energiebinnenmarkttrichtlinie hat die Kommission mit anschließenden Weisungen aufgefangen und wettgemacht. Auch wenn die Frage nach der Wirksamkeit der einzelnen Instrumente - sowohl zur Einführung von Wettbewerb als auch zum Umweltschutz - an späterer Stelle in dieser Arbeit beantwortet werden muss, so lässt sich doch festhalten, dass im Energiebereich der Wettbewerb den Umweltschutz nicht behindert. Für den umgekehrten Fall - behindert der Klimaschutz den Wettbewerb? - indes fällt die Beurteilung nicht ganz so

---

<sup>54</sup> Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich ausschließlich mit den Energiebereich, eine Aussage über die Auswirkungen der anderen Vorgaben für den Binnenmarkt auf den Umweltschutz kann deshalb an dieser Stelle nicht getroffen werden.

eindeutig aus. Zum einen könnten die Vorzugsregelungen für Strom aus erneuerbaren Energie in einem liberalisierten Energiemarkt einen Verstoß gegen das Beihilfeverbot der Art. 87 und 88 EGV darstellen<sup>55</sup>. Zum anderen sind die Energiepreise trotz Einführung von Wettbewerb nicht wie gewollt merklich gesunken. Es ist sogar das Gegenteil eingetreten - seit 2003 steigen die Preise für Strom und Gas stetig. Neben hohen Ölpreisen und einer weltweit steigenden Energienachfrage geben die Energieversorger auch den Emissionshandel, die Ökosteuer und die Abgaben zur Förderung der erneuerbaren Energien als Grund für kontinuierlich steigende Energiepreise an (VDEW online 2006c). Folgt man ihrer Argumentation, bekommt man den Eindruck, die Umweltschutzvorgaben würde sinkende Energiepreise und damit den Wettbewerb verhindern. Dass das jedoch nur die halbe Wahrheit ist, belegen die zahlreichen Veröffentlichungen von Verbraucherverbänden oder neuen Stromanbietern. Sie werfen den Energieversorgern vor, die Strompreise künstlich hoch zuhalten, um weiterhin Rekordgewinne schreiben zu können. Ihrer Meinung nach liegt der Grund für die hohen Strompreise in der mangelnden Transparenz der Kraftwerkskapazitäten (VIK online 29.3.2006) und in den überhöhten Netznutzungsentgelten (BNE online 29.11.2005), die einen Wettbewerb um die Stromkunden und damit sinkende Energiepreise verhindern. Daher lässt sich auf keinen Fall die pauschale Feststellung aufstellen, der Umweltschutz würde per se die Energie verteuern und damit den Energiebinnenmarkt konterkarieren. Zum einen werden die Emissionszertifikate den Unternehmen momentan noch kostenlos zugeteilt, können also aufgrund marktwirtschaftlicher Mechanismen nur bedingt als Verteuerungsgrund herhalten. Zum anderen machen die Ökosteuer mit 2,05 Cent und die Abgabe zur Förderung erneuerbarer Energien mit 0,7 Cent pro Kwh nur einen kleinen Teil des für eine Kwh Strom momentan zu zahlenden Betrags in Höhe von 15 bis 25 Cent plus jährlicher Grundgebühr aus. Hinzu kommen im europäischen Vergleich tatsächlich weit überteuerte Gebühren für die Netznutzung in Deutschland<sup>56</sup>. Das zeigt, dass die Energiepreise in Deutschland

---

<sup>55</sup> Zahlreiche positive Beihilfe-Entscheidungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass die Kommission die bevorzugte Verwendung erneuerbarer Energien unterstützt (Grunwald 2003: 432 f).

<sup>56</sup> Die Bundesnetzagentur unterzog als erste Amtshandlung die Netznutzungsentgelte einer Kontrolle. Ihre Entscheidungen finden sich in Kapitel 5.6 und 10.2 dieser Arbeit.

aufgrund mehrerer Faktoren momentan auf einem derart hohen Niveau liegen, allein die Abgaben für den Umweltschutz dafür verantwortlich zu machen, kann keiner ernsthaften Prüfung standhalten. Würden die von der EU aufgestellten Regeln zur Schaffung von mehr Wettbewerb von den Versorgungsunternehmen engagierter umgesetzt, würden die Preise derart sinken, dass die zusätzlich anfallenden Umweltschutzabgaben kaum mehr ins Gewicht fallen. Ganz abgesehen davon, dass die Bereitschaft unter der Bevölkerung da ist, den Umweltschutz aktiv zu unterstützen.

EU-Kommissionspräsident José Manuel Barroso hat jedenfalls sowohl ökonomische und als auch ökologische Weiterentwicklungen in den Mittelpunkt seines Fünf-Jahres-Plan bis 2010 gestellt. Zum einen soll sich die Europäische Union zum weltweit dynamischsten Wirtschaftsraum entwickeln, zum anderen ihre führende Rolle im Umwelt- und Klimaschutz ausbauen (Speech 05/43). So soll beispielsweise eine Post-2012-Kyoto-Strategie vorgelegt und die Strategie für nachhaltige Entwicklung überarbeitet werden. Auch die Emissionshandelsrichtlinie soll einer Überprüfung unterzogen werden. Ein von Energiekommissar Andris Piebalgs aufgestellter Plan für den Energiebereich sieht die Verbesserung von Energieeffizienz und der Funktionsfähigkeit des Binnenmarktes ebenso vor wie die weitere Förderung der erneuerbaren Energien, und die Verbesserung der nuklearen Sicherheit. Zudem sollen die Sicherung der Energieversorgung und der Ausbau der Außenbeziehungen in der Energiepolitik im Mittelpunkt der europäischen Energiepolitik stehen und die Energie-, Umwelt- und Forschungspolitik enger verknüpft werden (Piebalgs 2005).

#### **4.2 Nationale Politik**

„Die Energiepolitik muß langfristig orientiert sein, aber zugleich genügend Flexibilität aufweisen, um auf externe Datenänderungen reagieren zu können. Während in den 50er und 60er Jahren die Bereitstellung eines ausreichenden Energieangebots im Mittelpunkt der Energiepolitik stand, lag das Schwergewicht seit den 70er Jahren bei Versorgungssicherheit und Energiekosten. Heute stellen Umwelt- und Klimaschutz die größten Anforderungen an die Energiepolitik.“ (BT 11.12.1991: 4) Diese Selbsteinschätzung der Bundesregierung stammt aus den Leitlinien zu ihrem energiepolitischen Gesamtkonzept für ein vereintes

Deutschland von 1991. Generell orientiert sich die Grundausrichtung<sup>57</sup> der deutschen Energiepolitik nach der Beendigung des Zweiten Weltkriegs an folgenden vier Werten: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Billigkeit und Umweltverträglichkeit. Da die Energie quasi als Motor für jede nationale Wirtschaft gilt und für alle volkswirtschaftlichen Sektoren eine überragende Rolle spielt, liegt es im Interesse der Politik, im Sinne einer steten Wettbewerbsfähigkeit eine ausgewogene Balance zwischen ökonomischen und ökologischen energiepolitischen Zielen zu finden. Auffälligstes Merkmal des Energiebereiches ist es, dass Staat und Gemeinden insofern eine Sonderrolle wahrnehmen, als dass sie nicht nur für die gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verantwortlich sind, sondern als Besitzer bzw. Anteilseigner von Versorgungsunternehmen auch vom entsprechenden wirtschaftlichen Erfolg profitieren. Durch die von den Versorgungsunternehmen zu zahlende Konzessionsabgabe zur Benutzung der Wege sind auch die Kommunen direkt am Erfolg der Versorger beteiligt. Schon auf den ersten Blick lässt sich hier ein Interessenkonflikt erkennen. Nicht der einzige - wie das folgende Kapitel zeigt. Dabei soll generell zwischen der Zeit vor 1998 und der Zeit danach unterschieden werden. Monopolistische Wirtschaften zeigen aufgrund ihres Alleinstellungsmerkmals andere Charakteristiken als liberalisierte Märkte, in denen die Unternehmen zueinander in Konkurrenz stehen. Auch wenn die Interessen der einzelnen Akteure weitgehend gleich geblieben sind, so müssen sie ihre Verhaltens- und Vorgehensweise jedoch an die veränderten Rahmenbedingungen anpassen.

#### ***4.2.1 Wirtschaftlichkeit & Versorgungssicherheit***

Die Verbesserung von Kraftwerkstechnik, die Steigerung der Wirkungsgrade, die Realisierung von Größenvorteilen („economies of scale“) und die geringen variablen Kosten bei der Nutzung von Kernenergie zwischen 1950 und 1998 haben die Energie relativ gesehen in den letzten 50 Jahren verbilligt (Pfaffenberger et al. 1999: 28 ff.), was so gesehen durchaus einen Hinweis auf eine wirtschaftliche Arbeitsweise darstellt. Hinzu kommen die Besonderheiten,

---

<sup>57</sup> Da sich diese Arbeit auf die Energiewirtschaft konzentriert, behandelt dieses Kapitel lediglich die energiepolitischen Interessen Deutschlands. Generelle politische Interessen - etwa die Verhinderung von Machtverlust gegenüber Brüssel - werden nicht beleuchtet.

etwa die kapitalintensiven Investitionen oder die hohen Sicherheitsanforderungen, die bei der Frage nach der Wirtschaftlichkeit ebenfalls mit eingerechnet werden müssen. Betrachtet man die Situation vor der Liberalisierung, sprechen aber diverse Argumente dagegen, dass die Energieversorger tatsächlich auch wirtschaftlich gearbeitet haben: Zu hohe Abschreibungsraten und Rückstellungen, zu niedriger Wirkungsgrad, überdurchschnittlich hohe Löhne, Gehälter und Sozialleistungen für eine (zu) hohe Anzahl von Mitarbeitern, zu hoher Kapitaleinsatz, Überkapazitäten und Fehlplanungen (Deregulierungskommission 1991) deuten darauf hin, dass die Wirtschaftlichkeit bis zur Aufhebung der Monopole von Staat und Unternehmen mit nicht allzu großem Interesse verfolgt wurde. Da - auch im Sinne der Billigkeit - ohnehin eine Überwachung der Strompreise stattfand, wurde jahrelang einfach stillschweigend davon ausgegangen, dass die Energieversorger wirtschaftlich arbeiteten. So spielt die Wirtschaftlichkeit insbesondere im Vergleich zu den anderen drei energiepolitischen Prämissen nur eine untergeordnete Rolle. Sie „profitierte“ letztlich allerdings auch von den politischen Entscheidungen die aufgrund anderer Prämissen getroffen wurden. So sorgte die Preisaufsicht - eigentlich ein Instrument, das im Interesse von Billigkeit eingesetzt wurde - auch dafür, dass die subjektive Wirtschaftlichkeit eingehalten wurde.

Die Sicherung der Versorgung indes ist von großem Interesse jedweder nationaler Politik, ist die Energie doch der Antreiber der Wirtschaft. Aus dieser besonders wichtigen Rolle resultiert letztlich auch die protektionistische und regulatorische Politik, die bis zum ordnungspolitischen Umsturz im Jahr 1998 in Deutschland verfolgt wurde. So wurde entschieden, der Energiewirtschaft aufgrund des hohen Kapitalbedarfs und der langlebigen Investitionen, Stichwort: „ruinöse Konkurrenz“ (Pfaffenberger 1993: 231) eine Sonderstellung zu verschaffen und sie aus dem im Juli 1957 in Kraft getretene GWB (§103) auszuschließen. Somit agierten die Versorger jahrelang innerhalb geschlossener Versorgungssysteme, ohne jeglichem Wettbewerb ausgesetzt zu sein. Es reicht allerdings nicht aus, allein das System an sich abzusichern. Denn selbst wenn die äußeren Bedingungen politisch geregelt wurden, so resultiert die Versorgungssicherheit zusätzlich aus anderen technischen, politischen und

geographischen Prämissen. Technisch gesehen weist Strom nämlich im Gegensatz zum Energieträger Gas die Besonderheit auf, dass er nicht gelagert werden kann und kaum kurzfristig substituierbar ist. Deshalb muss das Angebot an elektrischer Leistung zu jeder Zeit höher sein als der Bedarf. In diesem Zusammenhang erscheint das Vorhandensein ausreichender Energieträger und der unbeschränkte Zugang zu ihnen als das wichtigste politische Interesse im Sinne einer größtmöglichen Versorgungssicherheit. So forcierte die deutsche Politik in den 60er und 70er Jahren hauptsächlich den Einsatz heimischer Kohle zur Energiegewinnung. Auch die rasche Entwicklung und Inbetriebnahme eigener Atomkraftwerke muss unter dem Gesichtspunkt einer maximalen Versorgungssicherheit betrachtet werden. Da die heimischen Energieträger aufgrund von geografischen Gegebenheiten nicht zur vollkommenen Absicherung reichten, griff Deutschland auch vermehrt auf das im Vergleich zur Kohle billigere Erdöl zur Erzeugung von Wärme zurück. Noch bevor die Importabhängigkeit die deutsche Wirtschaft zu stark gefährdete, löste die Ölkrise von 1973/74 (für Details Meinert 1980: 43 ff.) eine Modifizierung der Strategie aus: „Weil eine reibungslose Energieversorgung nach dem Schock der Krise nicht mehr als selbstverständlich angesehen wird und der energiepolitische Handlungsspielraum angesichts der hohen Einfuhrnotwendigkeit und der begrenzten Möglichkeiten, kurzfristig große Ölmengen zu ersetzen, begrenzt ist, wird das Schwergewicht der Energiepolitik in allen Bereichen auf Maßnahmen verlegt, die der Erhöhung der Versorgungssicherheit dienen sollen.“ (ebd.: 448) Mitte der 80er Jahre wurde immer klarer, dass „Versorgungssicherheit weniger denn je allein durch heimische Ressourcen gewährleistet“ (BT 11.12.1991: 3) werden kann. Daher beschloss die Bundesregierung, die Diversifizierung der Energieträgerstruktur stärker voranzutreiben und die Mischung aus heimischen und importierten Energieträgern zu verbessern. „Die Sicherheit ist umso größer, je mehr Energiequellen gleicher und verschiedener Art zur Verfügung stehen und je mehr diese räumlich gestreut sind.“ (Förster 1965: 259) Gleichzeitig wurden die Bezugsquellen für Importenergien so weit es geht gestreut und internationale Kooperationen ausgebaut.

Ganz abgesehen von der durch nationale Politik nicht beeinflussbaren

Verfügbarkeit von importierten Energiequellen, stellte sich insbesondere in den vergangenen fünf Jahren noch ein anderes Problem ein: Der größte Teil der Vorräte an Öl und Gas befindet sich in politisch instabilen Regionen, „Region der geostrategischen Energie-Ellipse“ (Hartkopf 2006: 45), etwa in Russland (Gas) oder im Nahen Osten (Öl). „Sicherer“ verteilt sind dagegen Kohle- und Uranvorräte, die überwiegend in politisch stabilen Systemen vorkommen, etwa in Deutschland, Australien oder Kanada. Die Einschätzung der EU-Kommission, dass Europa in nicht allzu ferner Zeit zu 70 % von Energieimporten abhängig sein wird, die zum größten Teil aus politisch unsicheren Gebieten kommen, muss eine zusätzliche Absicherung auf die Interessensagenda jeder nationalen Politik bringen.

#### ***4.2.2 Billigkeit & Umweltverträglichkeit***

Energie stellt sowohl in der Produktion als auch im Verbrauch einen hohen Kostenfaktor dar. Da sie quasi der Motor der deutschen Wirtschaft ist, wurde bereits im Energiewirtschaftsgesetz von 1935 festgelegt, dass sie den Verbrauchern so günstig wie möglich zur Verfügung gestellt werden muss. Im Sinne einer florierenden Wirtschaft, niedrigen Standortkosten und der Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen muss die deutsche Politik ein Interesse daran haben, die Billigkeit der Energieversorgung zu sichern. Mag den deutschen Durchschnittshaushalt die Versorgung mit Energie „nur“ 2,2 % seines Netto-Jahresverdienstes kosten (VDEW online 17.3.2006), so sind die Stromkosten bei Wirtschaft und Industrie ein überlebenswichtiger Posten und machen etwa zwei Drittel der industriellen Energiekosten aus (BDI online 14.7.2005). Da in einer Monopolwirtschaft keine Konkurrenzsituation besteht, die in der Theorie positive Auswirkungen auf das Preisniveau hat, muss der Staat eine Art Überwachungsfunktion wahrnehmen, die in Deutschland beispielsweise in §§ 12 und 13 der BTOELt umgesetzt wurde. Die Paragraphen schreiben eine Preiskontrolle von Allgemeinen Stromtarifen durch die Landeswirtschaftsministerien vor. Im Vergleich zur staatlichen Regulierung in Monopolwirtschaften, die eben auch die Billigkeit der Versorgung gewährleisten soll, wird in liberalisierten Märkten gemeinhin davon ausgegangen, dass sich der Konkurrenzdruck insbesondere auf die Preise auswirkt.



In den letzten Jahren verfolgt die deutsche Politik vermehrt auch ökologische Interessen: „Wenn schwere negative Folgen des globalen Klimawandels auf Mensch und Ökosysteme verhindert werden sollen, muss sichergestellt werden, dass die globale Erwärmung der Oberflächentemperatur der Erde nicht mehr als 2 Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit beträgt. Um dies zu erreichen, müssten der steigende Trend bei der Emission von Treibhausgasen gebrochen und bis zum Jahr 2050 die Emissionen weltweit halbiert werden“ (BMWi et al. 2006). Schon im energiepolitischen Gesamtkonzept der Bundesregierung von 1991 werden Umwelt- und Klimaschutz als die größten Anforderungen an eine künftige Energiepolitik identifiziert. Neben einer Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um 25 bis 30 % bis zum Jahr 2005 (im Vergleich zu 1987) zur wirksamen Bekämpfung des Treibhausgaseffekts, gehört auch die Ressourcenschonung angesichts der Begrenztheit der globalen Vorräte fossiler Energieträger zu den im Energiepolitikprogramm von 1991 genannten Zielen. Dazu sollte eine konsequente Energieeinsparung ebenso vorangetrieben werden wie die Steigerung der Effizienz bei Förderung, Umwandlung, Transport, Verteilung und Verwendung von Energien (BT 11.12.1991: Punkt 4 und 5). Gleichzeitig will die Bundesregierung den Ausbau erneuerbarer Energieträger forcieren. Allerdings machte die damalige CDU-Regierung gleichzeitig deutlich, dass „Umweltschutzmaßnahmen so auszugestalten sind, daß die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft oder der Lebensstandard der Bevölkerung nicht unvertretbar eingeschränkt werden“ (ebd. Punkt 6). Daher sollten nach Vorstellung der Regierung auch in diesem Bereich „ökonomische“ Instrumente angestrebt werden, „die über den Preis als den wichtigsten Entscheidungsparameter für Produktion und Verbrauch wirken“. (ebd. Punkt 8). Es zeigte sich allerdings, dass die monetäre Bewertung von Umweltverschmutzung „äußerst anspruchsvoll und kaum objektiv zu leisten“ ist, weshalb eine „rationale Gestaltung der Umweltpolitik zuweilen erheblich erschwert“ (Bardt 2005: 21) wird. Dennoch wurden im Laufe der Zeit verschiedene Instrumente zur Durchsetzung der ökologischen Interessen eingeführt. Neben dem Umwelthaftungsrecht (die Betreiber von Kernkraftwerken haften etwa für Schäden durch mögliche Unfälle) und ordnungsrechtlichen

Bestimmungen (etwa Emissionsbegrenzungen) hat die deutsche Politik insbesondere auf fiskalische Instrumente (Ökosteuer), Subventionen (Förderung erneuerbarer Energien) und ein Zertifikatesystem (Emissionshandel) zurückgegriffen. So konnte Deutschland seine Emissionen bis Ende 2004 im Vergleich zu 1990 um knapp 18 % senken (BMW i et al. 2006: VI). Weltweit allerdings sind die Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2004 um 26 % gestiegen, wobei nahezu zwei Drittel davon auf China, die USA und Indien fallen (ebd.).

### **4.3 Städte und Kommunen**

„Stadtwerke sind in vielen Städten der größte Arbeitgeber vor Ort, durch umfangreiche Abführungen an das Kommunalbudget ein bedeutender Wirtschaftsfaktor und durch den Querverbund (neben den leitungsgebundenen Energien Strom, Erdgas sowie Nah- und Fernwärme oft auch für Wasser, ÖPNV, Abfall, Häfen usw.) für die örtliche Daseinsvorsorge und für lebenswichtige Infrastrukturen zuständig.“ (Hennicke et al. 2005: 136) Seit Beginn der Stromversorgung in Deutschland sind Kommunen und Gemeinden eng mit der Energiewirtschaft verflochten, u.a. weil ihnen die Straßen und Wege gehören, die die Versorger zur Verlegung von Strom-, Gas- und Wasserleitungen benötigen. „Das Wegemonopol der Gemeinden im Rahmen der Energieversorgung stellt ein juristisch interessantes, fiskalisch ergiebiges und ökonomisch fragwürdiges Konstrukt der deutschen Rechtsordnung dar.“ (Pfaffenberger et al. 1999: 19) Für die Überlassung der Nutzungsrechte sämtlicher öffentlicher Straßen und Wege im Gemeindegebiet zahlen die Energieunternehmen jährlich eine Konzessionsabgabe. „Die Gemeinde überlässt dem Energieversorger das Wegerecht, und der Energieversorger beteiligt die Gemeinde dafür mit einem bestimmten Prozentsatz an seinen Erlösen.“ (ebd.) Die Höhe der Abgabe orientiert sich mittlerweile an der abgesetzten Menge<sup>58</sup> und wird im Konzessionsvertrag geregelt. Dieser sicherte dem Versorger bis zur Liberalisierung der Energiemärkte zusätzlich das Gebietsmonopol. Man könnte die Konzessionsregelung lapidar also als „Win-Win-Situation für beide Seiten“ bezeichnen. Ein Blick auf die Höhe der

---

<sup>58</sup> Die Rechtsgrundlage von 1941 wurde 1992 durch die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) ersetzt. Wurde die Abgabe an die Kommunen zuvor prozentual an den Strom- und Gaspreisen berechnet, orientiert sie sich jetzt an der gelieferten Energiemenge.

Abgabe zeigt denn auch, wie sehr die Kommunen vom wirtschaftlichen Erfolg der regionalen Versorgungsunternehmen profitierten: 1992 wurde 4 Milliarden DM Konzessionsabgabe gezahlt. Das Geld verbleibt komplett im Gemeindehaushalt und ist nicht Gegenstand des Finanzausgleichs. Diese Regelung, die ordnungspolitisch eher fragwürdig erscheint, ist seit Mitte der 70er Jahre mehrfach kritisiert worden, allerdings scheiterten Versuche, sie abzuschaffen (Monopolkommission 1997: 404), bisher immer am massiven Widerstand von Gemeinden und Kommunen. Ein Rechtfertigungsversuch des Deutschen Städte- und Gemeindebunds: „Konzessionsabgaben haben auch deshalb weiter ihre Berechtigung, weil nach wie vor die zum Teil sehr kostenträchtigen und aufwendigen infrastrukturellen Einrichtungen der Kommunen die wirtschaftlichen Voraussetzungen für einen Markt schaffen, der für die jeweiligen Versorgungsunternehmen eine lukrative Ertragschance eröffnet. Deshalb ist die Vereinbarung der Stromkonzessionsabgabenhöchstsätze nach wie vor gerechtfertigt und grundsätzlich zu empfehlen.“ (DstGB 2000: 5) Neben den finanziellen Vorteilen aus der Konzessionsabgabe sind viele Städte und Gemeinden in Deutschland auch nach wie vor an den örtlichen Energieversorgern beteiligt. Von einem geschäftlichen Erfolg profitieren sie also in mehrfacher Hinsicht, da neben Konzessionsabgaben auch Gewinnausschüttungen und Gewerbesteuern in ihre Kasse fließen. Mit diesem Geld werden u.a. auch die defizitären Bereiche kommunaler Daseinsvorsorge, etwa der öffentliche Personennahverkehr unterstützt. Es erscheint daher plausibel, dass der Wegfall dieser Einnahmen für Städte und Kommunen nur schwer zu kompensieren ist. Ganz abgesehen davon profitieren die regionalen und lokalen EVU in mehrfacher Hinsicht weniger stark von den hohen Energiepreisen, da nur wenige über eigene bzw. zur Bedarfsdeckung ausreichende Erzeugungskapazitäten verfügen und sie den Strom - ähnlich wie der Verbraucher auch - bei hohen Preisen teuer von den Verbundunternehmen oder an der Strombörse kaufen müssen.

Trotz der finanziellen Vorteile aus dem Betrieb eines EVU, war gerade zu Beginn der Liberalisierung das Interesse der Städte, Anteile am örtlichen Versorger an in- und ausländische Energiekonzerne für viel Geld zu verkaufen, groß. Nicht selten spülte der Anteilsverkauf Millionen in die Stadtkasse. So bekam die Stadt Kiel

2001 etwa 448 Millionen DM für den Verkauf von 51 % an den Stadtwerken Kiel vom amerikanischen Energieriesen TXU (strom-magazin.de 2001a), die hessische Stadt Offenbach und angrenzende Landkreise erhielten im Jahr 2000 knapp 345 Millionen Mark für 50 % plus eine Aktie an der Energieversorgung Offenbach von der MVV Energie AG (strom-magazin.de 2000a). Insgesamt hat es bei etwa 300 Stadtwerken derlei Transaktionen gegeben (strom-magazin.de 2004) - bis der schleppende Wettbewerb das Interesse ausländischer Investoren schrumpfen ließ. Damit sanken auch die Preise für die Stadtwerkeanteile, der Verkauf des „Tafelsilbers“ war uninteressant geworden.

#### **4.4 Energieversorger**

Im Gegensatz zu rein privatwirtschaftlichen Unternehmen sind die deutschen Energieversorger zur Erbringung einer Leistung verpflichtet: Laut § 6 EnWG müssen die EVU „jedermann“ zu den allgemeinen Bedingungen und Verträgen an das Stromnetz anschließen. Diese Versorgungspflicht kann nur dann aufgehoben werden, wenn etwa eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit gegeben ist oder wenn Personen unangemeldete Eigenanlagen ans Netz anschließen wollen. Die öffentliche Elektrizitätsversorgung umfasst etwa 1100 gemischt wirtschaftliche, öffentliche und private EVU, die sich hinsichtlich Absatz, Erzeugungskapazität, Zugang zu Primärenergiequellen und Beteiligungsstruktur voneinander unterscheiden. So gibt es in Deutschland neben den vier Verbundunternehmen und Übertragungsnetzbetreibern RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW 50 reine Stromerzeuger, 60 regionale Versorger, 25 größere Stadtwerke, 700 mittlere und kleine Stadtwerke, 100 kleine private Versorger und 150 neue Marktteilnehmer (BMW i et al. 2006: 36). Egal ob man nun Stromabsatz oder Stromerzeugung als für die Größe ausschlaggebenden Parameter nimmt, die Rangliste der vier größten deutschen Stromversorger ändert sich nicht: An erster Stelle steht die Essener RWE AG mit einem Absatz von 317,8 Milliarden kWh und einer Stromerzeugung von 219,5 Milliarden kWh im Jahr 2005 (RWE 2006). An zweiter Stelle folgt die Düsseldorfer E.ON AG, die 2005 etwa 258,5 Milliarden kWh Strom absetzte, wovon 129,1 Milliarden kWh selbst erzeugt wurden (E.ON 2006). Platz drei belegt die Vattenfall Europe AG Berlin mit einem Absatz von 173,2 Milliarden kWh und einer Erzeugung von 83 Milliarden kWh (Vattenfall 2006) und Platz

vier die Karlsruher EnBW AG mit einem Absatz von 106,7 Milliarden kWh und einer eigenen Erzeugung von 73,6 Milliarden kWh (EnBW 2006). Weiterhin gehören die EWE AG Oldenburg, die MVV Energie AG Mannheim und die GEW RheinEnergie AG Köln zu den größten deutschen Energieversorgern, wobei ihr Abstand zu den so genannten „großen Vier“ sehr groß ist. Da RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW gemeinsam über knapp 80 % der inländischen Stromerzeugungskapazitäten verfügen (BMW i et al. 2006: 36), werden sie gern als Oligopol bezeichnet.

Da die Struktur der deutschen Versorger so unterschiedlicher Natur ist, verfolgen sie z.T. auch unterschiedliche Interessen. Während sich die großen international agierenden Energiekonzerne auf Erzeugung, Transport und Absatz von Energie (Strom, Gas und Fernwärme) sowie Wasser und die Instandhaltung und „Pflege“ der Hochspannungsnetze konzentrieren, haben die Regional- und Kommunalversorger neben dem Betrieb von Mittel- und Niederspannungsnetzen vor allem die Aufgabe, ausreichend Energie zur Wahrnehmung ihrer Versorgungspflicht zu beschaffen und diese bürgernah vor Ort zu vertreiben. Da die wenigsten von ihnen über ausreichende eigene Erzeugungskapazitäten verfügen, haben auch sie ein Interesse daran, die Energie möglichst günstig zu kaufen - was noch lange nicht heißt, dass sie dann ebenso günstig an die Kunden weiterverkauft wird. Gleichzeitig betreiben die Kommunalunternehmen zumeist den öffentlichen Personennahverkehr, dessen Überleben oftmals nur durch Zuschüsse aus profitableren Unternehmensbereichen (= Energie) gesichert werden kann. Die Verbindung zu den großen Konzernen bei der Strombeschaffung macht sie für diese gleichzeitig quasi als „Verkaufsfiliale“ vor Ort interessant, weshalb viele Stadtwerke mittlerer Größe unterdessen zu einem großen Energiekonzern gehören.

Ganz abgesehen davon, dass alle Unternehmen, egal ob groß oder klein, so profitabel wie möglich arbeiten und so stark wie möglich wachsen wollen, haben sie ein weiteres vitales Interesse gemein: Sie wollen die Einmischung des Staates oder ihm naher Instanzen (etwa Regulierungsbehörden) so gering wie möglich halten. Daher verwundert es nicht, dass sie - von Brüssel zur Öffnung ihrer Versorgungsgebiete und zur Zulassung von Wettbewerb gezwungen - in der

Selbstregulierung durch untereinander ausgehandelte Vereinbarungen das (für sie) beste System sehen. Gegen die Einsetzung einer Aufsichtsbehörde wehrten sie sich bis zum Schluss - nicht ohne Grund, wie die erste Entscheidung der Bundesnetzagentur in punkto Netznutzungsentgelte<sup>59</sup> zeigt. Dabei liegt es freilich auch in ihrer aller Interesse, die staatlichen Abgaben zu minimieren. Im Jahr 2005 setzte sich der Strompreis aus folgenden Bestandteilen zusammen: Netzkosten inkl. Messung, Energiedatenmanagement und Netzabrechnung hatten einen Anteil von 35 %, Erzeugungs- und Vertriebskosten einen Anteil von 25 %, Mehrwert- und Stromsteuer 14 bzw. 11 %, Konzessionsabgabe 10 %, EEG-Abgabe 3 % und KWK-Abgabe 2 % (BMWi et al. 2006: 31). Diese Auflistung zeigt, dass nicht allein die Versorger für das Strompreisniveau verantwortlich sind - was von ihnen auch oft genug bei Rechtfertigungsversuchen verwendet wird (strom.de 2006c). Generell ist festzustellen, dass die Liberalisierung des Energiemarktes zu einer verstärkten Konzentration geführt hat. Der Abstand der „großen Vier“ vom Rest der Versorgungslandschaft ist angewachsen, ihnen gehören der größte Teil der Netze und über 80 % der Versorgungskapazitäten. Zusammen sind sie für etwa ein Drittel des Endverbrauchermarkts verantwortlich, wobei dieser Anteil bei Hinzuziehung der Querbeteiligungen wahrscheinlich bis knapp 50 % ansteigt. Das ermöglicht ihnen eine gewisse Marktmacht, die der Verbraucher insbesondere seit Herbst 2004 nachteilig zu spüren bekommt.<sup>60</sup>

Dabei werden die Interessen der Versorger seit jeher im Vorfeld politischer Entscheidungsfindung berücksichtigt. So fanden und finden vor der Verabschiedung wichtiger gesetzlicher Rahmen - etwa EnWG, EEG, KWKG oder TEHG - Anhörungen statt, in denen sämtliche Akteure ihre favorisierten Modelle vorstellen können. Hinzu kommt, dass für die Energiewirtschaft seit jeher eine starke Lobbyarbeit geleistet wird<sup>61</sup>. Alle großen Energieversorgungsunternehmen besitzen eine ansehnliche Repräsentanz in Berlin - sogar in räumlicher Nähe zum

---

<sup>59</sup> Die Entscheidungen der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Senkung der Netznutzungsentgelte werden in Kapitel 5.6 und 10.2 näher beleuchtet.

<sup>60</sup> Details etwa zu Preismanipulationsvorwürfen in Kapitel 10 dieser Arbeit.

<sup>61</sup> Detaillierte und vor allem wissenschaftlich fundierte Veröffentlichungen über Lobbyismus in der Energiewirtschaft gibt es nur wenige. Viele Veröffentlichungen sind journalistischer Natur, die Fakten oftmals wenig fundiert, die Seriosität der Quellen kann kaum eingeschätzt werden (Liedtke 2006). Andere sind schon sehr alt und daher überholt (Karweina 1981). Einen guten Überblick verschaffen Gammel et al. 2005, Leif et al. 2006 und Hennicke et al. 2005: 108-118.

Regierungsviertel, E.ON beispielsweise unter der Adresse „Unter den Linden 38“. Sie verfügen über erhebliche Verbindungen zum politischen Leben - so stellte etwa EnBW-Chef Utz Claasen bereits einige Tage nach seinem Amtsantritt Anfang 2003 Jürgen Hogrefe als neuen Leiter des in Berlin angesiedelten Unternehmensbereiches „Wirtschaft, Politik und Gesellschaft“ ein (strommagazin.de 2003c). Zuvor hatte Hogrefe 18 Jahre als Redakteur und Korrespondent für den „Spiegel“ gearbeitet, zuletzt als außenpolitischer Redakteur im Hauptstadtbüro. Im Jahr 2002 publizierte er ein Buch über Bundeskanzler Gerhard Schröder. Der Essener RWE-Konzern, der zuletzt in der Gehaltsaffäre um den CDU-Generalsekretär Laurenz Meyer auffällig wurde, vereint in seinem „Beirat RWE Energie AG“ seit Jahren Landräte, Bürgermeister und andere Kommunalbeamte, um den „guten Kontakt vor Ort“ (Hennicke et al. 2005) sicherzustellen. Auch bei der Beurteilung der Genehmigung der Fusion von E.ON und Ruhrgas durch eine Ministererlaubnis aus dem Bundeswirtschaftsministerium kommt man nicht umhin, Voreingenommenheit der Beteiligten (Wirtschaftsminister Werner Müller und Staatssekretär Alfred Tacke) zu vermuten, da beide nur kurze Zeit später auf „die Vorstandsstühle von Beteiligungen der begünstigten Konzerne“ (Gammelin et al. 2005: 118) wechselten. „Die gezielten Personalwechsel an den Schalthebeln von Politik und Wirtschaft zählen zu den effizientesten Formen der Beeinflussung.“ (ebd.: 129) Hinzu kommt die tägliche Lobbyarbeit einflussreicher Branchenverbände, die im deutschen System der Selbstregulierung immer auch die Entscheidungsinstanzen waren. Neben dem ohnehin für die gesamte Wirtschaft bedeutenden Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) ist der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) der wichtigste Energieverband. Er vertritt seit mehr als 100 Jahren die Interessen der deutschen Stromwirtschaft gegenüber Gesellschaft und Politik und repräsentiert mit seinen 750 Mitgliedern knapp 95 % des gesamten deutschen Strommarktes. Er fungiert zudem als Dachverband für den Verband der Großkraftwerksbetreiber (VGB Power Tech), den Verband der Netzbetreiber (VDN), den Fachverband für Energie-Marketing und Anwendung (HEA) und die Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW). Weitere Energieverbände mit Einfluss sind der Verband der Industriellen Energie- und

Kraftwirtschaft (VIK), der die Interessen von unabhängigen Stromerzeugern und industriellen Großverbrauchern vertritt, der Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, der quasi als Pendant zum VDEW für Gas- und Wasserversorger zu sehen ist, der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), der die Interessen der über 550 regionalen und lokalen Energieversorger vertritt und sein Gegengewicht, der Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland (VRE).

Neben einer gut funktionierenden Lobbyarbeit schrecken die Manager der deutschen Versorgungsunternehmen gleichwohl auch nicht davor zurück, ihren Willen mit Drohungen oder Erpressungsversuchen durchzusetzen. Die Vorgehensweise lässt sich beispielhaft an der Reaktion des Vorstandsvorsitzenden der Vattenfall Europe AG, Klaus Rauscher, auf die im Juni 2006 von der Bundesnetzagentur verfügte Senkung der Netznutzungsentgelte seines Unternehmens um knapp 20 % darlegen. „Niemand kann uns zwingen, Investitionen zu tätigen, die sich nicht rentieren“, waren seine Worte, nachdem der Konzern ausgerechnet hatte, dass der Ertragsausfall durch die Anordnung der Netzagentur für das Jahr 2006 knapp 116 Millionen Euro beträgt (Spiegel Online 2006). Gerne drohen die Konzerne auch mit dem Verlust von Arbeitsplätzen oder der Verlagerung von Investitionen ins Ausland. Es scheint, als habe die sichere Versorgung mit Strom eben ihren Preis.

#### **4.5 Industrielle und private Energieverbraucher**

Über 610 Milliarden Kwh Strom werden in Deutschland benötigt, dabei sind die privaten Haushalte von der Elektrizität ebenso abhängig wie Wirtschaft und Industrie. Die finanzielle Belastung ist indes eine andere - während ein deutscher Durchschnittshaushalt 2,2 % seines Netto-Jahresverdienstes für die Versorgung mit Energie ausgeben muss, machen die Stromkosten bei Wirtschaft und Industrie etwa zwei Drittel der industriellen Energiekosten aus. Die Versorgung mit günstiger Energie liegt dennoch im Interesse aller Verbraucher, wobei sie für Industrie und Wirtschaft quasi „überlebenswichtig“ ist. So führten die explosionsartigen Strompreissteigerungen seit Herbst 2004 insbesondere bei der energieintensiven Industrie zu existenzbedrohenden Problemen, die - wie im Fall des Aluminiumkonzerns Norsk Hydro - mit der Schließung zweier deutscher



Standorte (Hamburg und Stade) endeten. So können die hohen Energiepreise in Deutschland durchaus als Standortnachteil gewertet werden, wobei die für die Industrie zuständigen Verbände (BDI und VIK) daran neben den Versorgungsunternehmen insbesondere auch dem Staat die Schuld geben. Eine zentrale Forderung des BDI lautet daher: „Abbau der politischen Belastungen auf Produktionsfaktor Elektrizität“ (BDI online 2005). Während die Interessen der stromintensiven Industrie wirksam von VIK oder BDI vertreten werden, standen die privaten Verbraucher der Preispolitik ihres Versorgers bisher weitgehend hilflos gegenüber. Ihre Situation änderte sich erst, als findige Energierechtsexperten gemeinsam mit den Verbraucherschutzbehörden der Bundesländer dazu aufriefen, die Erhöhungen von Strom- und Gaspreisen mit dem Verweis auf §315 BGB („Unbilligkeit“) zu boykottieren<sup>62</sup>. Seitdem haben sie sich in diversen Gerichtsverfahren erfolgreich gegen steigende Energiepreise zur Wehr gesetzt.

Neben der Versorgung mit günstiger Energie haben industrielle und private Verbraucher natürlich auch ein Interesse an einer möglichst zuverlässigen Versorgung mit Energie. So richtet sich der Widerstand denn auch kaum gegen eine Beteiligung an den notwendigen Investitionen in Netze, sondern hauptsächlich gegen die „ungerechtfertigten“ (Rekord-)Gewinne, die die Versorger Jahr für Jahr einstreichen. Die Klagen von Verbrauchern gegen die ihrer Meinung nach unbilligen Preiserhöhungen zielen insbesondere darauf ab, die Versorger gerichtlich zu einer Offenlegung ihrer Kalkulation zu zwingen. Generell können auch sie die Augen nicht vor den Gegebenheiten auf den internationalen Energiemärkten verschließen - dass die Beschaffung von Energie aufgrund knapper werdender Ressourcen und einer ungleichmäßigen Verteilung der Rohstoffe immer teurer wird, scheint auch der Öffentlichkeit klar zu sein. Wogegen sie sich wehren ist das Wachstums- und Profitstreben der großen deutschen Energieversorger, deren Leistung (zu) teuer bezahlt werden muss. Deshalb müsste es eigentlich auch im Interesse der Verbraucher liegen, den Konkurrenzdruck zu erhöhen, in dem vom Recht, beispielsweise den Stromanbieter zu wechseln, Gebrauch gemacht wird. Das ist bisher nur mäßig der

---

<sup>62</sup> Details dazu finden sich in Kapitel 5.4 dieser Arbeit.

Fall, die meisten Berechnungen gehen von einer Wechselquote von unter 5 % aus. Warum sich die Verbraucher indes so schwer damit tun, kann nicht abschließend geklärt werden. Zum einen rechtfertigt die (eher geringe) Ersparnis wohl den von vielen als groß eingeschätzten Aufwand nicht. Zum anderen fühlen sich viele Verbraucher vielleicht auch den örtlichen Energieversorgern als großem Arbeitgeber in der Region verpflichtet. Am schlüssigsten erscheint mir jedoch die Erklärung, dass gerade zu Beginn der Liberalisierung die Strompreise auch bei den örtlichen Versorgern sanken und der Unterschied aufgrund mangelnden Wettbewerbs jetzt, wo die Energiepreise stetig steigen, zu gering ist.

#### **4.6 Interessenkonflikte**

##### ***4.6.1 Billigkeit und Umweltverträglichkeit***

Die Stromkosten in Deutschland sind u.a. momentan deshalb so hoch, weil die EVU pro Kwh Strom einen gewissen Anteil zur Förderung erneuerbarer Energien (EEG-Abgabe), zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Abgabe) und zur Reduzierung der Lohnnebenkosten (Ökosteuer) abführen müssen. Die Einführung dieser umweltpolitischen Instrumente soll einen sparsameren Umgang mit Energie bewirken und den Ausstoß von Kohlendioxid senken, damit Deutschland seine Klimaschutzverpflichtungen einhalten kann. In diesem Sinne verfolgt die deutsche Politik eine Strategie, die neben Energieeffizienz und Energieeinsparung eben auch den Ausbau erneuerbarer Energien fördert. Ihr Vorteil gegenüber fossilen Energieträgern: Sie sind nahezu unbegrenzt verfügbar. Ihr (momentaner) Nachteil: Die zumeist sehr jungen Technologien erzeugen den Strom noch zu vergleichsweise hohen Kosten, sie liegen beim Zwei- bis Zwanzigfachen konventioneller Stromerzeugungstechniken (Brinker 2006: 183). Aus diesem Grund führte die rot-grüne Bundesregierung im Jahr 2000 mittels des EEG<sup>63</sup> eine Abnahmepflicht für Strom ein, der aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. D.h. der örtliche Netzbetreiber muss den in seinem Gebiet erzeugten Ökostrom zu einem bestimmten, degressiv-gestalteten Preis abnehmen. Die Kosten dafür dürfen auf alle Stromverbraucher umgelegt werden, die so genannte EEG-Abgabe (2006: 0,615 Cent pro kWh) ist ein Teil des Strompreises. Ähnlich

---

<sup>63</sup> Zu Details zum EEG siehe Kapitel 7.4 dieser Arbeit.

zu bewerten ist der Schutz der Kraft-Wärme-Kopplung, die ebenfalls als eine umweltfreundliche Stromerzeugungsvariante gilt, weil die bei der Stromerzeugung entstehende Wärme für Heizungen nutzbar gemacht wird. Auch für sie wurde im Jahr 2000 mittels des KWKG eine Vergütung festgelegt, seitdem ist auch die KKW-Abgabe (2006: 0,336 Cent pro kWh) ein Teil des von den Verbrauchern zu zahlenden Strompreises. Ein weiterer Kostenpunkt ist die Ökosteuer (2006: 2,05 Cent pro kWh), die seit der Ökologischen Steuerreform 1999 dem Strompreis hinzugerechnet wird. Die Einführung dieser zusätzlichen Kosten, die nicht gerade dazu beitragen, Energie so billig wie möglich bereitzustellen, folgt dem Gedanken, „das knappe und wertvolle Gut Umwelt, dessen zu starke Nutzung hohe externe Kosten für die gesamte Volkswirtschaft zur Folge hat, mit einem ökologisch gerechteren Preis zu versehen“. Die Politik hat den Umweltschutz in diesem Fall aufgrund akuten Handlungsbedarfs dem Grundsatz der Billigkeit übergeordnet - die zusätzlichen Kosten<sup>64</sup> erscheinen im großen und ganzen verhältnismäßig und überschaubar. Immerhin hat eine derartige Politik dazu geführt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 2,6 % im Jahr 2000 auf 4,6 % im Jahr 2005 gestiegen ist. Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch erhöhte sich von 6,7 % im Jahr 2000 auf 10,2 % im Jahr 2005 (BMW i et al. 2006: 14).

#### ***4.6.2 Wettbewerb (Billigkeit) und Versorgungssicherheit***

Dass die Liberalisierung der Energiemärkte nicht zwangsläufig zu einer Steigerung der Energieversorgungssicherheit beigetragen hat, belegen die weltweiten zahlreichen Stromausfälle der vergangenen fünf Jahre, u.a. in Hamburg (Tornado / April 2006), im Münsterland (Schnee / November 2005), in Italien (September 2003), New York und Nordamerika (August 2003) und in Kalifornien (November 2000-Mai 2001). Selbst wenn außergewöhnliche klimatische Ereignisse oder wie im Falle Kaliforniens eine verfehlte Deregulierungspolitik zum größten Teil die „Blackouts“ auslösten, so kann man die Vermutung nicht von der Hand weisen, dass (aufgrund hohen Kostendrucks) möglicherweise nötige Investitionen in die Netze in den vergangenen Jahren

---

<sup>64</sup> Die monatlichen Kosten, mit denen ein durchschnittlicher Privathaushalt zur Förderung erneuerbarer Energien beiträgt, liegen bei 1,50 Euro (Nitsch et al. 2005).

ausgeblieben sind. Zweifelsfrei zählt Deutschland in der Versorgungssicherheit zur europäischen Spitze, das deutsche Verbundnetz gilt als eines der weltweit zuverlässigsten. Laut VDEW lag die Ausfallquote 2004 bei knapp 23 Minuten je Kunde (Bundesnetzagentur August 2006). Zum Vergleich: In Frankreich beträgt sie 59 Minuten pro Kunde und in Großbritannien 78 Minuten pro Kunde. Insgesamt haben die deutschen Stromunternehmen in den 80er Jahren 68 Milliarden Euro in den Ausbau der Netze und für neue Kraftwerke investiert, in den 90ern wurden durchschnittlich 6 Milliarden Euro pro Jahr investiert. Ab 2001 sanken die Ausgaben dann auf 3,8 Milliarden Euro jährlich (strom.de 2005), 2005 waren es etwa 643 Millionen Euro (Bundesnetzagentur August 2006). Und dennoch kam es im November 2005 im Münsterland wegen 83 umgestürzter Hochspannungs- und 400 beschädigter Mittelspannungsmasten für 250 000 Haushalte zu tagelangen Stromausfällen. Gleichzeitig haben sich die Stromausfallzeiten zwischen 1999 (15 Minuten) und 2004 (23 Minuten) fast verdoppelt (strom.de 2001). Wie ein von der Bundesnetzagentur bei der Bundesanstalt für Materialprüfung und -forschung (BAM) in Auftrag gegebenes Gutachten (Bundesnetzagentur 2006) zu den Münsterland-Stromausfällen ergab, ist der damals in hohen Mengen zur Errichtung von Strommasten verbaute Thomasstahl über die Jahre so brüchig und spröde geworden, dass er den „sehr seltenen“ klimatischen Bedingungen (riesige Mengen Nasseschnee auf den Leitungen) nicht standhalten konnte. Es wurde zwar keine Korrosion an den untersuchten Masten gefunden, die auf eine unzureichende Wartung hätte schließen lassen. Die Thomasstahl-Masten entsprachen zudem auch (noch) der Norm, hätte RWE sie jedoch gegen neueres Material ausgetauscht, hätte der Stromausfall vermieden werden können (ebd.).

Auch umgekehrt lässt sich feststellen, dass eine Politik im Interesse von Versorgungssicherheit nicht immer auch die Billigkeit unterstützt. So kann Sicherheit eben auch dadurch gewährleistet werden, dass ein Staat auf billiges Öl aus Nachbarländern zugunsten von eigenen möglicherweise aber teureren Ressourcen (bspw. Kohle) verzichtet.

#### ***4.6.3 Umsetzung des Wettbewerbs und Billigkeit***

Das EnWG von 1998 sieht u.a. in §6 6 („Betreiber von

Elektrizitätsversorgungsnetzen haben anderen Unternehmen das Versorgungsnetz zu Durchleitungen zu Bedingungen zur Verfügung zu stellen, die nicht ungünstiger sind, als sie von ihnen in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.“) den verhandelten Netzzugang ohne staatliche Regulierung der Zugangspreise vor. Stattdessen sollten sich Verbände, Verbraucher und Erzeuger gemeinsam über die Regeln zur Bestimmung der Netzentgelte einig werden<sup>65</sup>. Der deutsche Gesetzgeber schlug damit einen Sonderweg ein, denn nahezu alle anderen europäischen Länder wählten die in der Binnenmarkttrichtlinie vorgesehene Option der staatlichen Regulierungsaufsicht. Die so genannte Verbändevereinbarung sollte die gesetzlichen Vorgaben des Kartellrechts und des Energiewirtschaftsrechts ausfüllen. Warum die deutsche Politik bei der Liberalisierung des Strommarktes darauf verzichtete, eine übergeordnete Aufsichtsbehörde einzusetzen - wie es etwa bei ähnlichen Vorgängen im Telekommunikationssektor der Fall gewesen ist - lässt sich letztlich nur unbefriedigend klären. Die offizielle Begründung, dass dadurch die „notwendige Flexibilität der rechtlichen Rahmenbedingungen erhalten und die Gefahr einer Fehlsteuerung der Marktprozesse vermieden“ (BMW 2003: 3) werden sollte, lässt viele Fragen offen. Der kritische Betrachter kommt nicht umhin insbesondere im Bereich der Netzentgeltereulierung eine Voreingenommenheit der deutschen Gesetzgebung zu prüfen. Klar ist, dass auf eine Regulierung seinerzeit bewusst verzichtet wurde: „Der Gesetzgeber hat bei der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes bewusst davon abgesehen, die vielen Details für den Netzzugang und die Abrechnungsmodalitäten zu regeln. Im Sinne der Selbstregulierung sollte die Wirtschaft dies selbst tun.“ (BMW 2000: 6) Dass der damalige Wirtschaftsminister Werner Müller vor seiner Amtszeit Vorstandsmitglied beim Energieriesen Veba gewesen ist und auch im Anschluss daran wieder einen hoch dotierten Posten beim Energie- und Bergbaukonzern RAG übernahm, kann dabei nur als pikantes Detail gelten. Dennoch hinterlässt die starke Verknüpfung von Politik und Energiewirtschaft - zuletzt durch die

---

<sup>65</sup> Details zu den Verbändevereinbarungen finden sich in Kapitel 5.5 dieser Arbeit.

RWE-Gehaltsaffäre im Dezember 2004<sup>66</sup> in die öffentliche Kritik geraten - gerade bei Entscheidungen zugunsten der Energiewirtschaft einen bitteren Beigeschmack. Ganz abgesehen davon, dass offensichtlich zahlreiche Politiker auch während ihrer Amtszeit auf den Gehaltslisten von Energiewirtschaftsunternehmen zu finden sind, befindet sich die Politik nach wie vor in der Sonderrolle, die Rahmenbedingungen für einen Bereich vorgeben zu müssen, an dem sie direkt oder indirekt nach wie vor zumindest finanziell beteiligt ist. In diesem Zusammenhang erscheint auch die in §§ 12 und 13 der BTOELt vorgeschriebene Preiskontrolle<sup>67</sup> von Allgemeinen Stromtarifen durch die Landeswirtschaftsministerien in einem anderen Licht. Der quasi als Schutz für den Verbraucher eingeführte Mechanismus wurde insofern unwirksam, als dass über Jahre hinweg kaum ein Preis beanstandet wurde. Erst als die stete Erhöhung der Strompreise seit 2004 öffentlichkeitswirksam von Verbraucherverbänden und pfiffigen Anwälten<sup>68</sup> angeprangert wurde, nahmen die Landeswirtschaftsministerien ihre Aufgabe etwas ernsthafter wahr und verweigerten zum Jahreswechsel 2005/2006 die Genehmigungen diverser Erhöhungsanträge bzw. kürzten die darin beantragten Erhöhungen (strommagazin.de 2005i). „Ohne den öffentlichen Druck haben die gleichen Ministerien jahrelang die Gebührenanträge der Stromversorger mit stoischer Ruhe durchgewinkt - offenbar ohne jemals deren komplexe Zahlenreihen gründlich zu prüfen.“ (Spiegel 24/2006: 81) Diese Entwicklungen können aber nur als Indizien für ein mangelnde Objektivität der Politik im Energiebereich herhalten. In jedem Fall sorgte der verhandelte Netzzugang mittels Verbändevereinbarung dafür, dass Kartellbehörden und Zivilgerichte mit der Missbrauchsaufsicht betraut wurden. Inwieweit diese Instrumente erfolgreich waren, soll im folgenden Abschnitt geklärt werden.

---

<sup>66</sup> Sowohl CDU-Generalsekretär Laurenz Meyer als auch Hermann-Josef Arentz, Vorsitzender der Christlich-Demokratischen Arbeitnehmerschaft (CDA) im Düsseldorfer Landtag, mussten Ende 2004 von ihren Posten zurücktreten, nachdem bekannt wurde, dass sie ohne erkennbare Arbeitsleistung Gehalt vom Energiekonzern RWE bezogen.

<sup>67</sup> Das neue Energiewirtschaftsgesetz von 2003 sieht die Beibehaltung der Tarifpreisaufsicht nach der BTOELt nur noch bis zum 30. Juni 2007 vor. Eine Anschlussregelung ist momentan nicht vorgesehen, da das neue Energiewirtschaftsrecht die Regulierung auf den Monopolbereich „Netz“ beschränkt. Diese Funktion wird künftig von der Bundesnetzagentur wahrgenommen. Gleichwohl gibt es Tendenzen, die Preisaufsicht der Länder zu verlängern. Das Land NRW gab im September 2006 bekannt, dazu eine Bundesratsinitiative starten zu wollen.

<sup>68</sup> Details in Kapitel 5.4 dieser Arbeit.

Da der Strompreis jedoch auch als Wirtschaftsfaktor zu sehen ist, hatte die von der Politik eingesetzte Strategie letztlich insbesondere Auswirkungen auf die energieintensive Wirtschaft. Sie beklagte sich besonders Ende 2005/Anfang 2006 vermehrt über Wettbewerbsnachteile und musste letztlich aus den massiven Preissteigerungen Konsequenzen ziehen. So entschloss sich im November 2005 etwa der norwegische Aluminium-Produzent Norsk Hydro seine Werke in Hamburg und Stade wegen zu hoher Strompreise zu schließen, 870 Beschäftigte wurden entlassen (strom-magazin.de 2005h). Die von Brüssel in der Beschleunigungsrichtlinie von 2003 vorgeschriebene Einsetzung der Regulierungsbehörde (in Deutschland „Bundesnetzagentur“), gegen die sich insbesondere Wirtschaftsminister Werner Müller jahrelang wehrte - „Wenn also behauptet wird, in Deutschland herrsche energiepolitisches laissez-faire, deswegen bedürfe es einer Regulierungsbehörde, dann ist das grob falsch. Wir haben eine Regulierung. Eine Regulierung über ein Institutionengefüge, das ineinander greift. Und flexibler als eine Behörde sich den wechselnden Aufgabenprioritäten annehmen kann, die mit dem Strukturwandel der Branche einhergehen. Das ist sein Vorteil gegenüber dem statischen Modell einer ex ante-Regulierung.“(strom-magazin.de 2002a) - wurde erst mit dem neuen, seit Juli 2005 gültigen, EnWG in nationales Recht umgesetzt. Als einer der ersten Aufgaben nahm das Team um Agentur-Chef Matthias Kurth die Überprüfung der Netznutzungsentgelte vor, erste Ergebnisse wurden Mitte 2006 vorgelegt<sup>69</sup>.

## ***5. Energiemarktregulierung und ihre Instrumente***

### **5.1 Regulierung, Deregulierung und kontrollierter Markt**

„Wenn in einer grundsätzlich marktwirtschaftlich orientierten Ordnung bestimmte Bereiche vom Wettbewerb ausgenommen werden, bedarf dies einer besonderen Begründung.“ (Krakowski 1988: 25) Zu den klassischsten Rechtfertigungen für die Regulierung von Märkten, mit der der Eingriff eines Staates in den Wirtschaftsprozess gemeint ist, gehören das „natürliche Monopol“ und die „ruinöse Konkurrenz“ (Lammers 1992: 5 ff.). Gemeinhin besteht ein „natürliches Monopol“ dann, wenn eine Ware oder Dienstleistung von einem einzigen

---

<sup>69</sup> Details in Kapitel 5.6 und 10 dieser Arbeit.

Anbieter zu geringeren Kosten angeboten werden kann als von jeder größeren Anbieterzahl (Krakowski 1988: 27). Auf „ruinöse Konkurrenz“ wird immer dann verwiesen, wenn die Marktteilnehmer nur mit wettbewerbsbeschränkenden staatlichen Regelungen davor geschützt werden können, dass es im Markt zu ruinösen, d.h. unter den Kosten liegenden Preisen kommt (ebd.: 59). Die bereits im ersten Teil des ersten Kapitels dieser Arbeit ausführlich beschriebene Entwicklung zur Monopolregulierung im Bereich der Energiewirtschaft stützt sich auf beide o.g. Argumente in Verbindung mit dem hohen Investitionsbedarf beim Bau von Netzen und Kraftwerken. Bis zur Einführung von Wettbewerb 1998 (gemeinhin als „Deregulierung“ bezeichnet) beinhaltete die staatliche Regulierung im Strommarkt<sup>70</sup> insbesondere die Preis- und Investitionskontrolle. Für die Kontrolle der Allgemeinen Tarifpreise sind laut §§ 12 und 13 BTOELt die Wirtschaftsministerien der Bundesländer zuständig, die ihre Aufgabe bis zur Einführung eines neuen Energierechts nicht besonders auffällig<sup>71</sup> wahrnahmen. Die Investitionsaufsicht erstreckte sich auf Marktein- bzw. -austritt und auf Kapazitätserneuerungen und -änderungen, für die EVU bestand eine Meldepflicht. Der 1996 durch die Energiebinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG ausgelöste Paradigmenwechsel für die deutsche Stromwirtschaft sorgte nach mehr als 50 Jahren monopolistischer Energiewirtschaft für eine Deregulierung. Der Staat zog sich weitgehend aus dem Marktgeschehen zurück, unterband „lediglich“ schwerwiegende Wettbewerbsbeeinträchtigungen. „Dieser Grundhaltung entsprechen der verhandelte Netzzugang und der bisherige Verzicht auf den Erlass einer Netznutzungsverordnung nach § 6 Abs. 2 EnWG.“ (Bohne 2003a: 5) Relativ zügig zeigte sich jedoch, dass die eingeführte Deregulierung ohne staatliche Überwachung nicht den gewünschten Effekt hatte: Der Wettbewerb entwickelte sich nicht so erfolgreich wie geplant, die Energiepreise stiegen nach einer kurzen Erholungsphase rasanter als zuvor. Die für eine funktionierende Selbstregulierung des Marktes nötigen Bedingungen - alle betroffenen Interessen sind bei den Verhandlungen zum Netzzugang vertreten, die Verhandlungspartner sind gleich

---

<sup>70</sup> Obwohl Gas und Fernwärme auch unter den Oberbegriff „Energie“ fallen, wurden sie weniger stark reguliert als Elektrizität. Das liegt vor allem daran, dass sie mit mehr oder weniger großem Aufwand ersetzbar sind, so dass davon ausgegangen wird, dass eine langfristige Preiskontrolle durch den Substitutionswettbewerb stattfindet.

<sup>71</sup> Siehe vorheriges Kapitel.



stark und verfügen über die gleichen Informationen und es gibt eine Alternative zur Nichteinigung (Fritsch et al. 2001: 198 ff.) - wurden nicht erfüllt, so dass eine übergeordnete Aufsichtsbehörde sinnvoll erschien. Die ehemaligen Monopolisten wurden zwar zum Wettbewerb gezwungen, da sie jedoch noch immer im alleinigen Besitz der Netze waren, konnten sie die Bedingungen zum Zugang nach ihren Wünschen diktieren. Durch überhöhte Netzentgelte verhinderten sie faire, transparente und gleiche Bedingungen für alle Marktteilnehmer. Die zwischen 1998 und 2003 gemachten Erfahrungen belegen, dass der Wettbewerb im Strommarkt ohne eindeutige und transparente „Spielregeln“ nicht funktioniert, weshalb - wiederum durch eine Richtlinie der EU - im Jahr 2003 quasi eine Regulierung der Deregulierung einsetze. Über Umfang und Intensität ihrer Aufgabenwahrnehmung gab und gibt es unterschiedliche Auffassungen, letztlich wurde jedoch auch in Deutschland eine Regulierungsbehörde mit umfangreichen Ex-ante-Regulierungsbefugnissen eingesetzt. Neben Verbändevereinbarungen und Bundesnetzagentur (als zuständiger Regulierungsbehörde) sollen nachfolgend Gerichte, Bundeskartellamt und Monopolkommission<sup>72</sup> als Instrumente zur Überwachung von Re- und Deregulierung untersucht werden<sup>73</sup>.

## **5.2 Kartellamt**

Gemeinsam mit den innerhalb der Wirtschaftsministerien angesiedelten Landeskartellbehörden ist das Bundeskartellamt in Bonn für den Schutz des Wettbewerbs in Deutschland zuständig. Es verfügt über ein jährliches Budget von 17 Millionen Euro und etwa 300 Mitarbeiter, hauptsächlich Juristen und Ökonomen. Seine Entscheidungen trifft es in einem justizähnlichen Verfahren in Beschlussabteilungen, deren Zuständigkeiten nach Wirtschaftszweigen aufgeteilt sind ([bundeskartellamt.de](http://bundeskartellamt.de)). Seit dem Jahr 2000 wird das Amt vom Ökonom Ulf Böge geleitet, der allerdings Anfang 2007 in den Ruhestand geht. Das Bundeskartellamt beschäftigt sich insbesondere mit der Kontrolle von Fusionen und wirtschaftlichen Machtstellungen. Im Gegensatz zu Regulierungsbehörden,

<sup>72</sup> Die Verfasserin konzentriert sich auf die Zeit nach 1998, da die Beschreibung der Überwachung von Wettbewerb im Rahmen der Aufgabenstellung dieser Arbeit sinnvoller erscheint als die Beschreibung der Monopolaufsicht.

<sup>73</sup> Die vom Bundeswirtschaftsministerium im April 2001 eingerichtete „Task Force Netzzugang“ findet deshalb in diesem Zusammenhang keine Erwähnung, weil sie keine rechtsverbindliche Wirkung entfaltete. Sie trat lediglich beratend und schlichtend auf, konnte allerdings kaum Erfolg vorweisen, weshalb sie im September 2003 „sang und klanglos“ aufgelöst wurde.

die konkrete Handlungsanweisungen im voraus („ex ante“) verbindlich vorgeben um bestehende Ungleichgewichte oder Marktzutrittsbeschränkungen zu beseitigen, wird das Kartellamt erst im nach hinein („ex post“) tätig, etwa wenn der Verdacht auf missbräuchliches Verhalten besteht oder wenn eine Fusion mehrerer Marktteilnehmer eine marktbeherrschende Stellung erwarten lässt. Durch das EnWG von 1998 fiel auch die Energiewirtschaft in den Überwachungsbereich des Bundeskartellamts. Es ist zuständig für Unternehmen, deren Verteilnetz sich über mehrere Bundesländer erstreckt. Andernfalls verbleibt die Zuständigkeit bei den Landeskartellbehörden.

Als besonders problematisch kristallisierte sich zunächst heraus, dass die sofortige Vollziehbarkeit der Untersagungsverfügungen nicht ins EnWG aufgenommen wurde. „Eine Durchleitungsanordnung ohne sofortige Vollziehbarkeit würde jedenfalls dann leerlaufen, wenn der Liefervertrag, der im Wege der Durchleitung erfüllt werden soll, während der Dauer der gerichtlichen Klärung wirtschaftlich seinen Sinn verliert. Dies würde bedeuten, dass die wettbewerblich positiven Wirkungen der Liberalisierung um mehrere Jahre verzögert werden.“ (BT 25.6.1999: 28) Auch die Überwachung der Netznutzungsentgelte schien schwieriger zu sein, als zunächst angenommen. So tolerierte das Bundeskartellamt wettbewerbsrechtlich die Verbändevereinbarung zwar bis September 1999, stellte konkrete Entgeltforderungen dennoch unter die kartellrechtliche Preismissbrauchsaufsicht des GWB und die Wettbewerbsregeln des EG-Rechts. So gehörte seit Beginn der Liberalisierung die Überprüfung der Höhe der Netznutzungsentgelte, das Einschreiten bei einer Verweigerung des Netzzugangs und die Fusionskontrolle zu den Hauptaufgaben des Bundeskartellamts. Bei der Überprüfung der Netzentgelte wurde zunächst hauptsächlich das Vergleichsmarktverfahren nach § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB angewendet. D.h. die Entgelte der Unternehmen wurden miteinander verglichen, wobei Strukturunterschiede in die Untersuchungen mit einbezogen wurden und zu Zu- oder Abschlägen führen konnten (Wagmann 2003: 55). Dadurch sollte sichergestellt werden, dass das Netznutzungsentgelt angemessen und nicht überhöht ist. Die Verweigerung des Netzzugangs, die zumeist mit betriebstechnischen Problemen begründet wurde, ließ das Bundeskartellamt

durchweg nicht gelten und argumentierte, dass eventuelle Kapazitätsengpässe „im Wege einer nichtdiskriminierenden Verteilung verfügbarer Ressourcen auf die an einer Benutzung des Leitungsnetzes interessierten Unternehmen zu lösen“ (Bundestag 25.6.1999: 121) sind. Der dritte Aufgabenbereich - die Fusionskontrolle - umfasste nach 1998 insbesondere die Verhinderung von Konzentrationsvorgängen, während zuvor der Schutz von Restwettbewerb im kartellrechtlichen Ausnahmebereich im Vordergrund stand. Zudem ging das Bundeskartellamt insbesondere in den ersten Liberalisierungsjahren gegen verschiedene Behinderungsstrategien der etablierten Versorger vor - etwa Wechselgebühren.

Das erste Muster-Missbrauchsverfahren wegen als überhöht beanstandeter Netznutzungsentgelte wurde auf Grundlage eines inländischen Unternehmensvergleichs im Februar 2001 gegen die Fürstenwalder e.dis Energie Nord AG (heute E.ON edis AG) eingeleitet. Der Vergleich mit den Preisen der strukturähnlichen Oldenburger EWE AG ergab, dass die Netznutzungsentgelte der e.dis um 40-64 % über dem entsprechenden Mittelwert lagen. Die Höhe der Differenz wertete das Bundeskartellamt als starkes Indiz für eine missbräuchlich überhöhte Gestaltung der Netznutzungsentgelte. Im Jahr 2002 dann wurde gegen 12 Energieunternehmen ein förmliches Missbrauchsverfahren wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte eingeleitet, darunter die E.ON-Unternehmen Avacon AG (heute E.ON Avacon AG) und TEAG AG (heute E.ON Thüringer Energie AG) und die zu RWE gehörende enviaM AG. Bei diesen Verhaltenskontrollen entschied das Oberlandesgericht Düsseldorf im April 2002, dass das Bundeskartellamt berechtigt ist, im Rahmen der Netzentgeltkontrolle die Versorger zur Vorlage ihrer Kalkulation zu verpflichten (BT 27.6.2003). Generell endeten die Verfahren zumeist mit einer Senkung der Netzentgelte, oftmals allerdings erst nach einem langwierigen Rechtsstreit. Die betroffenen Unternehmen mussten sehr lange auf die Durchsetzung des ihnen im EnWG zugesagten Rechts warten, was die Arbeit des Bundeskartellamts in Bezug auf die Netznutzungsentgelte im Rückblick eher als wenig erfolgreich erscheinen lässt. Wären die Wettbewerbshüter indes mit einem Sofortvollzug ausgestattet gewesen, hätten viele Entscheidungen zur Begünstigung des Wettbewerbs

schneller umgesetzt werden können.

Zu den wichtigsten Fusionskontrollverfahren gehört sicherlich die Überprüfung der Zusammenschlüsse von VEW und RWE (jetzt RWE AG) und von PreussenElektra und Bayernwerk (jetzt E.ON AG). Beide wurden - auch von der EU-Kommission - im Jahr 2000 genehmigt, allerdings nicht ohne Auflagen. Zur Verhinderung duopolistischer Angebotsstrukturen mussten die Unternehmen u.a. ihre Beteiligung am ostdeutschen Energieerzeuger VEAG (heute Vattenfall Europa AG) und deren Braunkohlelieferantin Laubag abgeben und ihre Beteiligungen an anderen Versorgern (Rhenag, Gelsenwasser, Bewag, envia) entflechten<sup>74</sup>. Die bitterste Niederlage musste das Kartellamt vermutlich im Rahmen der von E.ON und Ruhrgas Ende 2001 angemeldeten Fusion hinnehmen. Das von ihm aufgrund erwarteter verstärkender marktbeherrschender Stellung untersagte Fusionsvorhaben, wurde im nach hinein per Ministererlaubnis<sup>75</sup> vom damaligen Wirtschaftsminister Werner Müller und seinem Staatssekretär Alfred Tacke genehmigt. Während die Befürworter die Notwendigkeit anführten, im Sinne von Wettbewerbsfähigkeit innerhalb des vollentwickelten europäischen Energiemarktes „nationale Champions“ zu etablieren, befürchteten die Gegner (neben dem Bundeskartellamt auch die Monopolkommission und das Verbraucherschutzministerium sowie zahlreiche Energieversorger) die Zunahme von Konzentration und Dominanz. Immerhin ist Ruhrgas der größte Erdgasimporteuer Deutschlands.

Weitere öffentlichkeitswirksame Vorgänge des Bundeskartellamts waren etwa das im Juli 2002 eingeleitete Verfahren gegen RWE Net wegen des Verdachts missbräuchlicher überhöhter Mess- und Verrechnungspreise, das im Februar 2003 mit einer Untersagungsverfügung endete und RWE zwang, die Preise um bis zu 48 % zu senken<sup>76</sup>. Oder die im Herbst 2001 eingeleiteten Verfahren gegen Bewag,

<sup>74</sup> Details zu den wichtigsten Fusionen seit 1998 finden sich in Kapitel 6.3 dieser Arbeit.

<sup>75</sup> Laut § 42 GWB kann das Bundeswirtschaftsministerium auf Antrag die Erlaubnis zu einem vom Bundeskartellamt untersagten Zusammenschluss erteilen, wenn im Einzelfall die Wettbewerbsbeschränkung von gesamtwirtschaftlichen Vorteilen des Zusammenschlusses aufgewogen wird oder der Zusammenschluss durch ein überragendes Interesse der Allgemeinheit gerechtfertigt ist.

<sup>76</sup> Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat die im Februar 2003 ergangene Verfügung ein Jahr später mit der Feststellung wieder aufgehoben, dass die Bereitstellung des Zählers, das Ablesen und das buchmäßige Erfassen der Werte keine eigene Leistung seien und somit kein sachlicher Teilmarkt besteht, dessen Preise einer Kontrolle nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen unterliegt.

EnBW, HEW und VEAG wegen des Verdachts auf unangemessene Regelenergiepreise, die nach Zugeständnissen der Versorger im darauf folgenden Jahr eingestellt wurden. Im Oktober 2003 untersagte das Bundeskartellamt der Mainova AG, den Anschluss von weiterverteilenden Arealnetzen an ihr Mittelspannungsnetz zu verweigern und schuf damit einen Präzedenzfall, der im Juni 2004 vom Oberlandesgericht bestätigt wurde (Bundestag 22.6.2005: 134). Mit der Einsetzung einer Regulierungsbehörde durch das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts ging die Kontrolle der Netznutzungsentgelte und die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs auf diese über, so dass das Bundeskartellamt in diesen Bereichen nicht mehr tätig wurde<sup>77</sup>. Untätig blieb das Bundeskartellamt jedoch auch in der jüngsten Zeit nicht. So vermuteten die Wettbewerbshüter eine Marktabschottung durch langfristige Gaslieferverträge, die von Unternehmen der Ferngasebene mit Weiterverteilern abgeschlossen werden (Bundestag 22.6.2005: XI). Im Januar 2006 untersagte das Bundeskartellamt - nach mehreren gescheiterten Kompromissversuchen - E.ON Ruhrgas bestehende langfristige Vereinbarungen mit Weiterverteilern, die mehr als 80 % des tatsächlichen Gas-Vertriebsbedarfs abdecken. Diese Vereinbarungen müssen bis 30. September abgestellt werden<sup>78</sup>. Zudem wurden gegen zahlreiche Gasversorger förmliche Missbrauchsverfahren wegen des Verdachts auf Preishöhenmissbrauchs eingeleitet.

### **5.3 Monopolkommission**

Die Monopolkommission ist ein unabhängiges, aus 5 Mitgliedern mit besonderen volkswirtschaftlichen, betriebswirtschaftlichen, sozialpolitischen, technologischen oder wirtschaftsrechtlichen Kenntnissen und Erfahrungen bestehendes Beratungsgremium, das hauptsächlich im Bereich der Wettbewerbspolitik und der Regulierung tätig ist und dem Wirtschaftsministerium beratend zur Seite steht. Laut § 44 GWB hat die Monopolkommission alle 2 Jahre ein Gutachten zu erstellen, in dem sie den „Stand und die absehbare Entwicklung der

<sup>77</sup> Bei Bundes- und Landeskartellämtern soll weiterhin die Aufsicht über den Stromhandel, sowie die Erzeugungs- bzw. Beschaffungsmärkte und den Vertrieb von Strom und Gas verbleiben. Zudem sieht § 58 Abs. 1 EnWG die weitere Mitwirkung des Bundeskartellamts an RegTP-Entscheidungen vor.

<sup>78</sup> E.ON Ruhrgas zog gegen diese Verfügung vor Gericht, musste dort jedoch im Juni 2006 eine Niederlage hinnehmen, da auch das OLG Düsseldorf die Meinung des Kartellamts teilte und in den langfristigen Verträgen eine Marktabschottung sah (strom-magazin.de 2006b).

Unternehmenskonzentration in der Bundesrepublik Deutschland beurteilt, die Anwendung der Vorschriften über die Zusammenschlusskontrolle würdigt sowie zu sonstigen aktuellen wettbewerbspolitischen Fragen Stellung nimmt“ (www.monopolkommission.de). Sie kann bei Bedarf auch Sondergutachten, etwa im Rahmen einer beantragten Ministererlaubnis, im Auftrag der Bundesregierung oder nach eigenem Ermessen erstellen. Wie auch der Bundesrechnungshof hat die Monopolkommission jedoch „nur“ eine beratende Funktion und ist nicht wie beispielsweise das Bundeskartellamt mit eigenen Kompetenzen ausgestattet. Die Tätigkeit der Experten zielt insbesondere darauf ab, vor Fehlentwicklungen zu warnen. Den Vorsitz hat noch bis 2008 Professor Jürgen Basedow, Direktor am Max-Planck-Institut für ausländisches und internationales Privatrecht.

Im energiewirtschaftlichen Bereich wurde die Monopolkommission in jüngster Zeit besonders deutlich im Zusammenhang mit der Fusion von E.ON und Ruhrgas<sup>79</sup> zum größten deutschen Gasanbieter. Vom Kartellamt als „wettbewerbswidrig“ untersagt, beantragten die Beteiligten im Februar 2002 eine Ministererlaubnis nach § 42 GWB, für die der damals zuständige Wirtschaftsminister Werner Müller eine Stellungnahme der Monopolkommission einholte. In dem im Mai 2002 veröffentlichten Sondergutachten dazu folgte sie der Argumentation des Bundeskartellamts und sprach sich aufgrund von erwarteten schwerwiegenden Wettbewerbsbeschränkungen auf Gas- und Strommärkten gegen die angestrebten Zusammenschlüsse aus: „Gegen eine solche Erlaubnis sprechen die besonders schwerwiegenden Wettbewerbsbeeinträchtigungen, die vor allem aus den durch die vertikale Integration bewirkten Marktschließungseffekten und der Verknüpfung marktbeherrschender Stellungen im Gas- und Strommarkt resultieren. Diese gravierenden Wettbewerbsbeschränkungen gefährden überdies mögliche Liberalisierungserfolge und laufen der vom Gesetzgeber mit der Novellierung des Energierechts angestrebten Zielsetzung eines funktionsfähigen Wettbewerbs im Wege der Durchleitung geradewegs zuwider“ (Monopolkommission 2002a: 130). Den Beeinträchtigungen des Wettbewerbs auf dem deutschen Strom- und

<sup>79</sup> Details zu dem Fusionsvorhaben, das indirekt durch die Übernahme der Gelsenberg AG und der Bergemann GmbH zustande kam und im Juli 2002 per Ministererlaubnis genehmigt wurde, finden sich in Kapitel 6.3 dieser Arbeit. Zu den Voraussetzungen für eine Ministererlaubnis siehe vorheriges Kapitel.

Gasmarkt stehen „keine Gemeinwohlgründe mit hinreichendem Gewicht gegenüber“, heißt es dort weiter.

Im 14. Hauptgutachten mit dem Titel „Netzwettbewerb durch Regulierung“ (Monopolkommission 2002b), das im Juli 2002 veröffentlicht wurde, kritisierte die Kommission insbesondere die andauernden Wettbewerbsmängel in den bereits liberalisierten Märkten Strom, Gas, Post, Bahn und Telekommunikation. Zur Beseitigung schlug sie eine sektorübergreifend arbeitende Behörde außerhalb des Bundeskartellamts vor. Diese sollte den Wettbewerbern einen Netzzugang zu angemessenen Preisen ermöglichen. Bemängelt wurden zudem die Zusammenschlüsse auf dem Energiemarkt. Im Zuge dieser vertikalen Integration werden ihre Meinung nach die positiven Wirkungen der Energiemarktliberalisierung unterlaufen, „da die mit den Beteiligungen verbundenen Möglichkeiten der Einflussnahme zu einer Verschließung der Märkte führen kann“.

Im 15. Hauptgutachten vom Juli 2004 (Monopolkommission 2004) wurden Wettbewerbspolitik und Fusionskontrolle auf dem Energiemarkt erneut scharf kritisiert. Zudem sprach sich die Monopolkommission gegen die Förderung „nationaler Champions“ aus. Deren staatliche Begünstigung stärkt nicht wie von der Politik begründet die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Volkswirtschaft insgesamt, sondern stellt eine Belastung der Wettbewerbsfähigkeit anderer Unternehmen dar. Auch die Möglichkeit, mit einer Ministererlaubnis Fusionen politisch zu ermöglichen, lehnte die Monopolkommission darin ab. Insgesamt haben sich ihrer Meinung nach die Erwartungen an den Wettbewerb auf dem Energiemarkt nicht erfüllt. Die Wettbewerbsintensität lässt deutlich nach und der Preiswettbewerb ist lediglich ein Übergangsphänomen gewesen. Die Monopolkommission sprach sich daher erneut für eine Ex-ante-Regulierung der Netzpreise aus, um die Anwendung anreizorientierter Regulierungsinstrumente zu ermöglichen.

Im aktuellen 16. Hauptgutachten (Monopolkommission 2006) vom Juli 2006 begrüßte die Monopolkommission zwar die Einrichtung der Regulierungsbehörde zur Überwachung des Energiemarktes, weil sich das Modell des verhandelten Netzzugangs in Verbindung mit der Missbrauchsaufsicht durch das

Bundeskartellamt als unzureichend erwiesen hat, kritisierte dennoch die unbefriedigende Situation auf den Wettbewerbsmärkten. Ihrer Meinung nach problematisch sind zudem die unklaren und widersprüchlichen gesetzlichen Maßstäbe des EnWG, woraus Rechtsunsicherheiten entstehen, die erst langwierig auf gerichtlichem Weg beseitigt werden müssen. Ebenfalls für unzureichend hält die Monopolkommission die Wettbewerbsaufsicht über die Stromgroßhandels- und Regenergiemärkte, die besonders anfällig für preisbeeinflussende Angebotsstrategien marktmächtiger Erzeugungsunternehmen sind. Auch im Hinblick auf die Ausgestaltung des Netzzugangs im Gasbereich weist der vereinbarte rechtliche Rahmen erhebliche Mängel auf. Die Monopolkommission vermisst dabei insbesondere die Verpflichtung zur netzeigentumsübergreifenden Ausdehnung des Entry-Exit-Modells. Zudem wird sich ihrer Auffassung nach die Ausnahme der Ferngasnetze von der Kostenregulierung als problematisch für die Funktionsfähigkeit des Durchleitungswettbewerbs im Gasbereich erweisen. „Insgesamt haben sich nach Auffassung der Monopolkommission die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Durchleitungswettbewerb in der Strom- und Gaswirtschaft mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes zwar verbessert, garantiert werden funktionsfähige Wettbewerbsprozesse durch den neuen Rechtsrahmen jedoch nicht.“ (Monopolkommission 2006: 15) Daher spricht sie sich dafür aus, dem neuen Rechtsrahmen Stabilität und Verlässlichkeit zu verschaffen. Ob der Wettbewerb allerdings durch einen funktionsfähigen Durchleitungswettbewerb überhaupt noch wiederbelebt werden kann, lässt auch die Monopolkommission offen.

#### **5.4 Zivilgerichte**

Der verhandelte Netzzugang und die ausschließliche ex-post-Missbrauchskontrolle machte in der Vergangenheit auch die Zivilgerichte zu einem wichtigen Instrument für die Durchsetzung des in § 6 EnWG manifestierten Netzzugangsanspruchs. In den ersten Liberalisierungsjahren bestand die Aufgabe der Zivilgerichte zunächst darin, die Entscheidungen der Kartellbehörden zu überprüfen, wobei sie nicht die Preise selbst untersuchten. Insbesondere in jüngster Vergangenheit aber haben die Zivilgerichte immer öfter zu entscheiden, ob Preiserhöhungen von Strom- und Gasversorgern gerechtfertigt sind. Denn



mitten in einer neuerlichen Gas- und Strompreiserhöhungswelle begann der in Rheinbreitenbach ansässige Bund der Energieverbraucher im August 2004 die Verbraucher aufzufordern, die angekündigten Erhöhungen mit Verweis auf § 315 BGB (Unbilligkeit) zu verweigern. Zahlen die Verbraucher die Erhöhung nicht, muss der Energieversorger diese vor Gericht einklagen. Dazu müsste er zunächst jedoch die Billigkeit der geforderten Erhöhung nachweisen, wozu er wiederum dem Gericht seine Kalkulation offen legen müsste. Dabei wird die beanstandete Preiserhöhung solange nicht fällig, bis die Billigkeit der Preisbestimmung bewiesen wurde. Das Gericht hat damit die Aufgabe übertragen bekommen, die Kalkulation des Versorgers zu prüfen und zu entscheiden, ob sie gerechtfertigt ist oder eben nicht. Da sich deutschlandweit alle Verbraucherzentrale dem „Boykottaufruf“ anschlossen, ist seit 2004 erstmals in Deutschland eine Art Ungehorsam der deutschen Energieverbraucher zu erkennen. Aktuellen Zahlen des Bundes der Energieverbraucher zufolge zählt die Initiative mittlerweile 750 000 Unterstützer. Begünstigt von dem Umstand, dass die Versorger schon 2004 Preiserhöhungen vor allem mit der Begründung durchsetzen wollten, die Beschaffungskosten auf den Weltmärkten seien drastisch gestiegen, und am Jahresende dennoch Rekordgewinne auswiesen, unterstützten auch nationale und kommunale Politiker den Widerstand. Dieser „Stimmungsumschwung“ zugunsten der Verbraucher fand letztlich auch Einzug in die aktuelle Rechtsprechung, so dass die deutschlandweiten Einzel- und Sammelklagen gegen „unbillige“ Gaspreiserhöhungen allerorten Erfolg hatten ([www.energieverbraucher.de](http://www.energieverbraucher.de)) und auch weiterhin haben. Die erste relevante Entscheidung in diesem Bereich fällte das Landgericht Hamburg am 15. September 2005 ([strom-magazin.de](http://strom-magazin.de) 2005g). Es verpflichtete den norddeutschen Versorger zur Offenlegung seiner Gaspreiskalkulation und stand den Kunden das Recht zu, gegen die Preiserhöhungen zu klagen, obwohl sie die Zahlungen verweigerten. E.ON Hanse legte daraufhin als erster deutscher Versorger seine Preiskalkulation offen. Diese wurde von den Klägern jedoch in Form und Inhalt für unzureichend erklärt, die endgültige Entscheidung des Gerichts steht zum Zeitpunkt der Abgabe dieser Arbeit aber noch aus. Abgesehen von zahlreichen Urteilen von Landes- und Oberlandesgerichten ([www.energieverbraucher.de](http://www.energieverbraucher.de)) hat auch der

Bundesgerichtshof mehrfach im Sinne von mehr Wettbewerb entschieden. Am 5. Juli 2005 (Az. X ZR 60/04) entschied er, dass Strom-, Gas- und Fernwärmeartarife sind nur dann verbindlich sind, wenn sie der Billigkeit entsprechen, selbst wenn die Tarife zuvor behördlich genehmigt wurden. Gleichzeitig habe der Versorger kein Recht, zunächst die volle Begleichung der Rechnung zu verlangen und den Kunden auf einen Rückforderungsprozess zu verweisen. Am 18. Oktober 2005 (Az. K ZR 36/04) entschied der Bundesgerichtshof dann, dass nicht nur die Energiepreise sondern auch die Netznutzungsentgelte der Billigkeitskontrolle unterliegen.<sup>80</sup>

Bereits in den Jahren zuvor fällten verschiedene Gerichte Urteile im Energiebereich. So entschied etwa der für das Kaufrecht zuständige VIII. Zivilsenat des Bundesgerichtshofs mehrfach (Az. VIII ZR 160/02, VIII ZR 161/02 und VIII ZR 322/02) über die Abnahme von Ökostrom. So sahen die Richter etwa die gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht von Strom aus erneuerbaren Energien nach dem StrEG 1998 und dem EEG als verfassungsgemäß an, weil die damit verbundenen Belastungen für die Berufsausübungsfreiheit der Elektrizitätsversorger zumutbar seien. Weitere Entscheidungen betrafen den Anschluss einzelner Ökostromanlagen ans Netz (Az. VIII ZR 391/03) und die zivilgerichtliche Überprüfung der Höhe der vertraglich vereinbarten Netznutzungspreise (Az. KZR 36/04). Schon in der damals praktizierten „dynamischen Verweisung“ auf die jeweils geltenden Preisblätter des Netzbetreibers wurde „ein einseitiges Preisbestimmungsrecht“ gesehen, das daraufhin überprüft werden könne, ob es „billigem Ermessen entspricht“. Oftmals entschieden die Zivilgerichte auch im Falle überhöhter Netznutzungsentgelte oder bei Netzzugangsbeschränkungen (Theobald 2003: 32 ff).

### **5.5 Verbändevereinbarungen**

Zwar hat der deutsche Gesetzgeber im EnWG von 1998 (§ 6 Abs. 1) einen allgemeinen Anspruch auf Zugang zu den Netzen geschaffen, für den Strom- als auch für den Gasbereich die Einzelheiten des Netzzugangs jedoch nicht durch ein Gesetz oder eine Verordnung geregelt. Stattdessen hat er die Aufgabe, einen

---

<sup>80</sup> Die BdE-Webseite bietet einen umfassenden Überblick und fachlich fundierte Kommentare zu allen abgeschlossenen und nach wie vor anhängigen Gerichtsverfahren.

reibungslosen Durchleitungsmechanismus zu schaffen, an die Marktteilnehmer delegiert. Energieversorger und Verbände sollten sich gemeinsam auf eine Verbändevereinbarung einigen, die als flexibles Instrument zur Entwicklung funktionsfähiger Netzzugangsbedingungen und zur Vermeidung von fehl gesteuerten Marktprozessen eingesetzt werden sollte (BMW 2003: 3 ff). Im Mai 1998 trat - nach langwierigen und zähen Verhandlungen - die erste Verbändevereinbarung (VV Strom I) über die Ausgestaltung des Netzzugangs und der Netznutzung in Kraft, verabschiedet von BDI, VIK und VDEW (BDI et al. 1998). Sie basierte auf dem transaktionsabhängigen Konzept einer „Punkt-zu-Punkt-Durchleitung“ und enthielt zwar Kriterien zur Ermittlung von Durchleitungsentgelten, nicht aber konkrete Preisfestlegungen. Das Entgelt für die Durchleitung war abhängig von der Entfernung zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt. Zugleich erhielten die Netzbetreiber die Möglichkeit, entfernungsabhängige Zuschläge zu berechnen, was wettbewerbsrechtlich äußerst umstritten war und auch vom Bundeskartellamt beanstandet wurde (Bundestag 1999: 28). Schnell zeigte sich, dass die VV Strom I als Marktöffnungsinstrument unzureichend war. Ein Indiz dafür ist laut Bundeskartellamt, dass 1999 etwa 30 % der Verträge von Newcomern mit Industriekunden und 80 % der Verträge von Newcomern mit Haushaltskunden durch die Beistellung von Strom und nicht mittels Durchleitung erfüllt wurden (ebd.: 133). So wurde eineinhalb Jahre später, am 13. September 1999, die zweite Verbändevereinbarung (VV Strom II) geschlossen (BDI et al. 1999). Neben BDI, VIK und VDEW saßen diesmal auch ARE, DVG und VKU mit am Verhandlungstisch. Sie basierte auf dem vereinfachten „Anschluss-Punkt-Modell“, das bislang praktizierte „Punkt-zu-Punkt“-Modell wurde durch ein entfernungsunabhängiges Netzentgelt abgelöst (Müller-Kirchenbauer et al. 2000: 212 ff.). Hinzugerechnet wurde ein Entgelt, das von der nachgefragten Gesamtleistung abhängig war. Bei Stromlieferungen über die Grenze der beiden festgelegten Handelszonen Nord und Süd sah die VV Strom II die Möglichkeit vor, zusätzlich ein Transportentgelt („T-Komponente“) zu berechnen. Die erneuerte Vereinbarung enthielt zudem Grundsätze für die Berechnung von Netznutzungsentgelten, als Preisfindungsprinzipien wurde das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung festgelegt. Das Bundeskartellamt bewertete

die Vereinbarung „trotz gravierender Mängel (Einteilung der Bundesrepublik Deutschland in zwei Handelszonen; Nichterfassung des Stromabsatzes an Haushaltskunden) unter wettbewerblichen Gesichtspunkten“ (BT 22.6.2001: 130) als positiv. 2 Jahre später, im Dezember 2001, trat die weiterentwickelte Verbändevereinbarung VV Strom II plus in Kraft, die insbesondere das Doppelvertragsmodell zwischen Haushaltskunden, ihrem neuen Stromanbieter und dem zuständigen Netzbetreiber aufgab und stattdessen nur noch einen Netznutzungsvertrag zwischen dem Verteilungsnetzbetreiber und dem Stromlieferanten vorsah (BDI et al. 2001). Gleichzeitig wurde die Berechnung von Entgelten beim Wechsel des Stromanbieters ausgesetzt und zur Berechnung von Netznutzungsentgelten eine Art „Vergleichsverfahren“ eingeführt, um die Angemessenheit von Netznutzungsentgelten besser überprüfen zu können. Im April 2003 wurde dann der Kalkulationsleitfaden für Netznutzungsentgelte als Bestandteil der Preisfindungsprinzipien nachgetragen, der das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung umsetzen und dabei betriebswirtschaftlich anerkannte Kalkulationsgrundsätze beachten soll (BWMi 2003: 23). Ziel des Vergleichsmarktverfahrens war es, Anreize für eine rationelle Betriebsführung zu schaffen, gleichzeitig aber die strukturellen Unterschiede der Netzgebiete einzubeziehen. Als Strukturkriterien wurden in der VV Strom II plus (1.) die Einwohner- bzw. Abnehmerdichte (Ausprägung: hoch/mittel/niedrig), (2.) der Verkabelungsgrad (Ausprägung: hoch/mittel/niedrig) und (3.) die geografische Lage des Netzes festgelegt. Somit ergaben sich für die drei Spannungsebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung<sup>81</sup> insgesamt 54 Strukturklassen. Jedem Netzbetreiber wurde eine Netzkennziffer zugeordnet, auf deren Grundlage eine Einordnung ins Grobraster stattfand. Die Umsetzung war folgendermaßen vorgesehen: Jeder Netzbetreiber sollte dem VDN neben seiner Netzkennziffer die Netznutzungsentgelte für insgesamt 12 typisierte Abnahmefälle in Nieder-, Mittel- und Hochspannung melden. Lag der Durchschnitt der kalkulierten Netznutzungsentgelte im Bereich der obersten 30 % der gemeldeten Ober- und Untergrenzen, musste der Netzbetreiber damit rechnen, seine Kostenkalkulation offen zulegen und sie zu rechtfertigen. Im Nachhinein zeigte sich allerdings, dass

---

<sup>81</sup> Höchstspannung (Übertragungsnetze) wurden ausgelassen.

der VDN die eingereichten Daten zwar auswertete und im Internet (VDN online 2004) veröffentlichte, ein Rechtfertigungsverfahren jedoch zu keinem Zeitpunkt einleitete. Stattdessen ermöglichte das System beispielsweise die Einberechnung erhöhter Regelenergiekosten. Zudem waren diverse Strukturklassen so schwach besetzt, dass ein Vergleichsverfahren rechnerisch überhaupt nicht möglich war. Rückblickend lässt sich daher feststellen, dass auch das in der VV II plus vorgesehene System nicht für mehr Wettbewerb durch sinkende Netznutzungsentgelte sorgen konnte, diese sanken nur marginal. Laut Wirtschaftsministerium (BMWi 2003: 24) sanken die Netznutzungsentgelte zwischen Oktober 2002 und März 2003 um 0,4-1,6 %. Als Grund für die geringe Bewegung wurde eine Steigerung der Übertragungsnetzentgelte und gestiegene Kosten für Regelenergie angegeben. „Wie angemessene Netznutzungsentgelte nach einem breit akzeptierten Verfahren bestimmt werden können, ist bisher nicht zufriedenstellend beantwortet“ (ebd.: 33). Als Problem der Verbändevereinbarungen hatten sich zudem „ihre fehlende Rechtsverbindlichkeit und die hiermit korrelierende Rechtsunsicherheit für alle Beteiligten“ (Theobald 2003: 14) erwiesen. Die eigentlich geplante Fortschreibung der VV Strom II plus, die im April 2003 mit Beteiligung von bne und EFET begann, wurde aufgrund der Entscheidung zugunsten einer Regulierungsbehörde nicht weiterverfolgt.

### **5.6 Regulierungsbehörde**

Die Tatsache, dass sich der Wettbewerb auf den europäischen Energiemärkten nur schleppend entwickelte, veranlasste die EU-Kommission, in ihrer bereits erläuterten Beschleunigungsrichtlinie auf der Einrichtung nationaler Regulierungsbehörden zu bestehen. Die Voraussetzungen für eine Regulierung von Netzanschluss und Netzzugang sollte bis Mitte 2004 geschaffen werden, als Alternativen eröffnet das europäische Energierecht die bloße Methodenregulierung oder aber die Einzelentgeltregulierung. Während bei der Methodenregulierung den Netzbetreibern normative und administrative Vorgaben für die Preisbildung gemacht werden, die zwar gegebenenfalls von der Regulierungsbehörde konkretisiert werden können, bei der die Netzentgelte jedoch unter Beachtung dieser Normen genehmigungsfrei bleiben, wird bei der Einzelentgeltregulierung das von den Netzbetreibern nach gesetzlichen Vorgaben

entwickelte Netznutzungsentgeltsystem im voraus von der Regulierungsbehörde genehmigt (Büdenbender 9/2005: 645 f.).

Hauptaufgabe der neuen Behörde ist es, im Rahmen einer ex-ante Regulierung konkrete Handlungsanweisungen verbindlich vorzugeben. So soll beispielsweise die Genehmigung der Netznutzungsentgelte<sup>82</sup> im voraus Marktzutrittsbeschränkungen beseitigen, die ex-ante-Regulierung kann quasi als „Türöffner zum Markt“ (Theobald 2003: 41) gewertet werden. Die bisher durch die Kartellbehörden praktizierte ex-post Missbrauchsaufsicht greift indes erst ein, nachdem Störungen in einem (als funktionierend und frei angesehenen) Markt aufgetreten sind oder erwartet werden. Vom neuen EnWG mit der Aufgabe ausgestattet, bis Mitte 2007 ein System für eine Anreizregulierung der Entgelte für die Nutzung der Netze auf dem Strom- und Gasmarkt zu entwickeln, übernimmt die Bundesnetzagentur fortan die Entscheidungsgewalt über die Methoden der Regulierung. Im Vergleich zur kostenorientierten Regulierung, die in der momentanen ersten Phase vollzogen wird, soll die Anreizregulierung<sup>83</sup> in der zweiten Phase ab 2008 Anreize zur Kostensenkung bieten, indem Erlöse und Preise eines Unternehmens während eines bestimmten Zeitraums von den Kosten entkoppelt werden. Das soll zum vollen Ausschöpfen der Kostensenkungspotentiale führen. Dabei soll das Unternehmen durch die Nutzung von Effizienzreserven im Netzbetrieb erreichte Kosteneinsparungen über einen begrenzten Zeitraum als Zusatzgewinne erhalten können, wenn die Kosten schneller sinken als von der Behörde vorgegeben. Es werden also Anreize zur Senkung der Kosten gegeben, indem „Entgelte nicht mehr basierend auf den tatsächlichen Bereitstellungskosten des Netzes genehmigt werden, sondern indem den Unternehmen eine erlaubte Obergrenze für die Preise (Entgelte) bzw. Erlöse vorgegeben wird (Kurth 2006: 421). Zudem müssen bei der Festlegung des Preis- bzw. Erlösentwicklungspfades die Entwicklung der Inflation, die allgemeine Produktivitätssteigerung und die individuelle Effizienzsteigerung als Parameter berücksichtigt werden. Eine Rolle spielt auch die Versorgungssicherheit, denn die regulierten Unternehmen könnten versuchen, ihre Gewinne durch die

---

<sup>82</sup> Details zur Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Regulierung der Netznutzungsentgelte finden sich in Kapitel 10 dieser Arbeit.

<sup>83</sup> Weitere Details zum geplanten System der Anreizregulierung in Kapitel 10.3 dieser Arbeit.

Verringerung der Produktqualität zu erhöhen, was als Folge eventuell geringere Investitionen in die Netzinfrastruktur hätte. „Kennzeichen für eine Anreizregulierung ist somit das Streben nach Effizienzverbesserung durch wirtschaftliche Anreize, insbesondere durch Vergleiche mit vergleichbaren Netzbetreibern (Benchmarking), sei es im Inland, sei es im Ausland. (...) Ohne hier eine konkrete Effizienzformel ansprechen zu wollen, lässt sich das Ziel einer Anreizregulierung dahingehend beschreiben, dass das bestehende Entgeltniveau des Netzbetreibers, vermindert infolge der Vorgabe allgemeiner Produktivitätsfortschritte sowie spezifischer Effizienzziele für vergleichbare Netzbetreiber, ermittelt im Wege eines Benchmarking, zu einer Entgelt- oder Erlösabsenkung führt, die - als gegenläufigen Effekt - eine Berücksichtigung der (prognostizierten) Inflationsentwicklung erfährt.“ (Büdenbender 9/2005: 653)

Der Genehmigung der Netznutzungsentgelte wird bei der Schaffung von mehr Wettbewerb nach den Erfahrungen der letzten acht Jahre eine maßgebliche Bedeutung beigemessen.

### **5.7 Bewertung**

Zwischen der vom Gesetzgeber beschlossenen Marktöffnung und der Realität auf dem deutschen Strommarkt besteht ein Widerspruch - das hat das vorangegangene Kapitel gezeigt. Als strukturelles Hauptproblem hat sich dabei der verhandelte Netzzugang herauskristallisiert, der Strom fließt offensichtlich nicht problemlos zu den Kunden, und dass obwohl die Netze theoretisch allen Versorgern zu gleichen Bedingungen zur Verfügung stehen. In der Praxis jedoch wurde schnell klar, dass die etablierten Versorger den Zugang zum Netz erschweren - sei es durch überhöhte Preis oder administrative Schranken. Staatliche Missbrauchskontrolle konnte dabei immer nur im Nachhinein und auch nur in Einzelfallentscheidungen ohne rechtliche Breitenwirkung stattfinden. Die Folge waren langwierige Gerichtsverfahren, mangelnder Wettbewerb und weiter steigende Strompreise. Daher kann der in Deutschland praktizierte Mechanismus zur Einführung von Wettbewerb rückblickend nur als Misserfolg gewertet werden. Denn die Verbändevereinbarungen, zu deren Verhandlungen wichtige Verbraucherverbände oder die Interessenvertretung neuer Anbieter zunächst überhaupt nicht eingeladen wurden, erwiesen sich als ungeeignet zur Schaffung

von Wettbewerb und einer kostengünstigen Energieversorgung, insbesondere weil sie keine klaren und verbindlichen Regelungen zur Berechnung fairer und diskriminierungsfreier Netznutzungsentgelte festlegten. „Die Regelung des verhandelten Netzzugangs in §6 Abs. 1 EnWG ist nicht das Ergebnis problembezogener Analysen und Diskussionen innerhalb der Bundesregierung. Vielmehr stellt die Regelung eine Kompromissformel dar, die zum Ausgleich von Bundes-, Länder-, Kommunal- und Wirtschaftsinteressen im Vermittlungsausschuss des Deutschen Bundestages gefunden wurden“ (Bohne et al. 2003b: 44). In einer Entscheidung vom März 2003 urteilte das Landgericht Berlin sogar, Verbändevereinbarungen seien „unzulässige Preiskartelle“, die „ganz klar“ gegen §1 des GWB und darüber hinaus gegen „das Gesetz der Demokratie“ (strom-magazin.de 2003a) verstießen. So erwies sich das in der ersten Verbändevereinbarung vom Mai 1998 gewählte Modell der Punkt-zu-Punkt-Durchleitung als wettbewerbsbehindernd, weil jede einzelne Durchleitung zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt verhandelt werden musste. Das verletzte nicht nur das Kriterium der Einfachheit, sondern war zudem sehr intransparent und mit hohen Transaktionskosten verbunden. „Für eine solche Tarifierung fehlt eine ökonomisch sinnvolle Grundlage und zudem bevorteilt sie die jeweils regionalen Anbieter.“ (Brunekreeft et al. 2000: 145) Gleichzeitig wurde die Entstehung eines funktionierenden Spotmarkts behindert, da die Transportkosten für einmalige Lieferungen im Vergleich zu kontinuierlichen Transaktionen sehr hoch waren. Auch in den kommenden Regelungen wurde über die Höhe der Netznutzungsentgelte keine verbindlichen Regelungen getroffen, was dem Missbrauch durch die Netzbetreiber Tür und Tor öffnete. Daher war es nur konsequent, dass die EU-Kommission die Einsetzung einer Regulierungsbehörde in ihrer Beschleunigungsrichtlinie verbindlich festlegte.

Die Regulierungsinstanz erscheint demnach als einzig effektives Instrument, den Wettbewerb auf dem Strommarkt zu beleben. Ihre ersten Entscheidungen zur Kürzung von Netznutzungsentgelten im Juni 2006 hatten unmittelbare Auswirkungen auf den Strompreis in bestimmten Regionen. Zudem müssen die gesunkenen Kosten in diesem Bereich auch in die Strompreiskalkulation für 2007 einfließen, weshalb es den Unternehmen trotz gestiegener Beschaffungskosten



schwer fallen dürfte, die geplanten Erhöhungen auf dem prognostizierten Niveau genehmigt zu bekommen. Selbst wenn also ein derartiges Regulierungssystem hohe methodische Anforderungen stellt, aufwendig und teuer ist und vielleicht erst Know-how aufbauen muss, scheint es aus dem momentanen Blickwinkel heraus betrachtet, als einzig richtiger Schritt zur Schaffung von mehr Wettbewerb. Selbst wenn sich also Verbändevereinbarungen durch mehr Marktnähe und mehr Flexibilität in der Anpassung an neue Erfordernisse auszeichnen, so können Streitigkeiten jetzt im Vorfeld ausgeräumt werden. Das erleichtert den Zugang zu den Netzen und schafft eine wichtige Voraussetzung für mehr Wettbewerb.

## **IV. Konkrete politische und branchenspezifische Entwicklungen seit 1998**

### ***6. Einführung von Wettbewerb<sup>84</sup>***

#### **6.1 Neufassung des Energiewirtschaftsrechts**

##### ***6.1.1 Die Reform von 1998***

Auf Basis der europäischen Initiative zur Schaffung eines Energiebinnenmarktes und zur Einführung von Wettbewerb wurde der leitungsgebundenen Energiewirtschaft in Deutschland Ende der 90er Jahre ihre ordnungspolitische Sonderrolle entzogen. Noch vor der endgültigen Verabschiedung der europäischen Energiebinnenmarktrichtlinie (Dezember 1996) legte die Bundesregierung im November 1996 ihren ersten Gesetzentwurf (BT 8.11.1996) zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vor. Abgesehen von der Aufhebung der kartellrechtlichen Freistellung der Strom- und Gasunternehmen beinhaltete er u.a. Erleichterungen für den Marktzutritt, die Aufhebung der staatlichen Investitionsaufsicht für den Bau von Kraftwerken und Leitungen und die getrennte Rechnungslegung für die Beschaffung und Verteilung von Strom und Gas. Einen knappen Monat später lehnte der Bundesrat den Entwurf jedoch ab. „Es steht schon jetzt fest, daß der Gesetzentwurf im weiteren Gesetzgebungsverfahren noch an die künftigen gemeinsamen Vorschriften der Europäischen für die Energiebinnenmärkte angepaßt werden muß“, hieß es zur Begründung. Es folgte eine knapp 2 Jahre andauernde politische Diskussion<sup>85</sup>, die letztlich mit der Verabschiedung des „Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ (EnWiNG) ihren Abschluss fand. Es enthielt im Vergleich zum Entwurf von 1996 zusätzlich Änderungen des seinerzeit gültigen StrEG. Das EnWiNG ist ein Artikelgesetz, das als Schwerpunkt in Artikel 1 das „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“ (EnWG) enthält. Es löste das seit 1935 geltende EnWG ab. Weiterhin enthalten sind in Artikel 2 eine Änderung

<sup>84</sup> Die Verbändevereinbarungen, die in Deutschland zur Einführung von Wettbewerb ausgehandelt wurden, wurden bereits im vorherigen Kapitel ausführlich behandelt und werden deshalb im Rahmen dieses Teils der Arbeit nicht mehr diskutiert.

<sup>85</sup> vgl. etwa die Beschlussempfehlungen des Vermittlungsausschusses BT 13/10002, 213/98, 13/9211 und 13/7274. Die Gründe dafür ergeben sich aus den unterschiedlichen Interessen der Akteure, die im vorangegangenen Kapitel ausführlich beschrieben wurden.

der §§ 103 und 103a des GWB und in Artikel 3 das geänderte StrEG, das insbesondere um Regelungen zur Verstromung regenerativer Energien ergänzt wurde. Es trat am 29. April 1998 in Kraft. In der Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft (9. Ausschuss) heißt es dazu: „Die Reform des Energiewirtschaftsrechts schafft einen neuen Ordnungsrahmen für Strom und Gas, der - unter Berücksichtigung der Vorgaben der Europäischen Union - durch Wettbewerb und Abbau von Bürokratie sowie durch stärkere Kundenrechte gekennzeichnet ist. Damit wird erstmals eine grundlegende Reform des Rechts der leitungsgebundenen Energien erfolgreich verwirklicht. Sie ist wichtiges Element der umfassenden Politik zur Stärkung des Wirtschaftsstandortes und damit für mehr Investitionen und Arbeitsplätze.“ (BT 25.11.1997)

Wie zuvor bereits erläutert stellt das Gesetz einen Paradigmenwechsel dar und bedeutet einen vollständigen Wandel der herrschenden Ansicht darüber, was zutreffend ist (Lippert 2002: 481, Ludwig et al. 2003: 32). Denn es zielt darauf ab, die vormals für die leitungsgebundene Energiewirtschaft geltenden Sonderregelungen auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Die ehemals in §§ 103 und 103a des GWB festgelegten Sonderregelungen fanden auf die Elektrizitätswirtschaft ab sofort keine Anwendung mehr, die Energiewirtschaft wurde den anderen Wirtschaftszweigen gleichgestellt. Damit verschwand für die Stromversorger die Möglichkeit, Gebietsmonopole vertraglich abzusichern. „Wettbewerb war nun nicht mehr volkswirtschaftlich schädlich, sondern wurde als Lösung aller Probleme in der Stromwirtschaft angepriesen.“ (Hennicke et al. 2005: 131) Deutschland entschied sich zudem dafür, den Energiemarkt gleich vollständig und ohne die in der Energiebinnenmarktrichtlinie festgelegten Übergangsfristen zu öffnen.

Abgesehen vom Zweck (laut §1 wird neben einer möglichst sicheren und preisgünstigen jetzt auch eine umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit verfolgt) und der nach wie vor gültigen Anschluss- und Versorgungspflicht (§10) beinhaltet das Gesetz als wichtigste Regelungen die Genehmigungsverpflichtung (§3) und die Möglichkeit, mittels Rechtsverordnung die Genehmigungsverpflichtung für Tarife einzuführen (§11). Dreh- und Angelpunkt jedoch ist der Zugang zum Netz. „Die Nutzung der

vorhandenen Netze auch durch Dritte gegen angemessenes Entgelt ist das zentrale Wettbewerbsinstrument des neuen Gesetzes.“ (Lippert 2002: 515) §5 EnWG führt das System des verhandelten Netzzugangs ein, das in §6 geregelt wird. Der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes wird darin grundsätzlich verpflichtet, sein Netz anderen Unternehmen für Durchleitungen zu Bedingungen zur Verfügung zu stellen, die nicht ungünstiger sind als diejenigen, die für Lieferungen des Netzbetreibers innerhalb seines Unternehmens gelten. Ist die Durchleitung aufgrund von betriebsbedingten Problemen (etwa geringe Netzkapazität oder Schutz des Primärenergieträgers Braunkohle) nicht möglich oder nicht zumutbar, kann sie laut §6 Abs. 1 Satz 2 EnWG verweigert werden. Auf die bisher vorgenommene Investitionskontrolle wird entsprechend dem Ziel, die staatliche Aufsicht zu reduzieren, verzichtet. Stattdessen wird die Verstromung aus Braunkohle im Sinne ihres „großen Gewichts für die wirtschaftliche Entwicklung in den neuen Bundesländern“ (BT 25.11.1997) und der hohen Investitionen in die dortige Energiewirtschaft nach der Wende einer besonderen Regelung unterzogen. Artikel 4 §3 EnWiNG enthält die so genannte „Braunkohleschutzklausel“ mit der Notwendigkeit einer ausreichend hohen Verstromung von Braunkohle bei Lieferungen von Strom nach Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Diese Übergangsregelung entspricht der in Artikel 8 Abs. 4 der europäischen Richtlinie 96/92/EG enthaltenen Möglichkeit, einheimischen Energieträgern in einem bestimmten Umfang Vorrang einzuräumen.

Das Wirtschaftsministerium hat die Ausgestaltung des Netzzugangs den energiewirtschaftlichen Verbänden überlassen und nicht von der Verordnungsermächtigung des §6 Abs. 2 EnWG Gebrauch gemacht. Neben der Verbändevereinbarung galt zudem die BTOelt) vom Dezember 1989 weiter. In ihr sind die Grundsätze für die Gestaltung der allgemeinen Tarife verankert. Weiterhin gültig ist zudem die AVBeltV vom Juni 1979. Sie enthält die Bedingungen, zu denen die Versorgungsunternehmen jedermann an ihr Versorgungsnetz anzuschließen und zu Allgemeinen Tarifen zu versorgen haben. Im Mai 2006 hat das Wirtschaftsministerium dem Bundesrat seinen Entwurf für eine neue „Verordnung zum Erlass von Regelungen für die Grundversorgung von

Haushaltskunden und die Ersatzversorgung im Energiebereich“ (strommagazin.de 2006c) zur Beschlussfassung vorgelegt. Sie enthält neben geänderten Rahmenbedingungen für den Lieferantenwechsel auch die Abschaffung der einjährigen Mindestlaufzeit nach Vertragsabschluss. Auch der von Verbraucherschützern bei Klagen gegen Preiserhöhungen oft verwendete § 315 BGB soll erstmals in eine derartige Verordnung aufgenommen werden.

### **6.1.2 Die Änderung von 2003**

Die EU-Gasrichtlinie 98/30/EG von 1998 und die daraus resultierende Liberalisierung des deutschen Gasmarktes machte recht zügig nach der (Strom-) Marktöffnung eine erneute Änderung des Ordnungsrahmens nötig. Auch hier vergingen vom ersten Entwurf (BT 9.5.2001) bis zum Inkrafttreten des „Ersten Gesetzes zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ (EnWiNÄG) im Mai 2003 zwei Jahre, in denen u.a. der Vermittlungsausschuss angerufen wurde (BT 27.6.2002) und der Bundesrat nach zunächst Verweigerung (BT 16.7.2002)<sup>86</sup> schließlich zustimmte. Ebenso wie beim Strom verließ sich der Gesetzgeber auch beim Gas auf die Verhandlungen der Marktteilnehmer zur Ausgestaltung des Zugangs zum Gasnetz. Gleichzeitig wurde mit der Verrechtlichung der Verbändevereinbarung der verhandelte Netzzugang nachhaltig fortgeschrieben. Zur Vorschrift, die Versorgungsnetze diskriminierungsfrei für die Durchleitung zur Verfügung zu stellen, kam jetzt noch die Voraussetzung „guter fachlicher Praxis“, quasi ein wettbewerbsorientierter Maßstab zur inhaltlichen Gestaltung der Netzzugangsbedingungen (BMWi 2003: 3). Es galt bis 31. Dezember 2003 die Vermutungsregel. Diese im Gesetz enthaltene Vermutung, dass die Verbändevereinbarung „guter fachlicher Praxis“ entspricht, sorgte für eine intensive juristische Kontroverse, ob „für eine so wichtige wirtschaftsrechtliche Frage wie für den Netzzugang eine umfassende Delegation staatlicher Einflussnahme auf die Verbände mit verfassungsrechtlichen Vorgaben (Wesentlichkeitstheorie, Untermaßverbot) vereinbar ist und ordnungspolitisch als sachgerecht angesehen werden kann“ (Büdenbender 9/2005: 644). In §6 Abs. 1

---

<sup>86</sup> Begründung: Die Vermutungsregelung schränkt den kartellbehördlichen Handlungsspielraum im Bereich der Missbrauchsaufsicht zu sehr ein.

EnWG heißt es jedenfalls: „Bei Einhaltung der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 wird bis zum 31. Dezember 2003 die Erfüllung der Bedingungen guter fachlicher Praxis vermutet“.<sup>87</sup> Zusätzlich dazu wurden die Verfügungen der Kartellbehörden für sofort vollziehbar erklärt, damit auffällige Netzbetreiber nicht allein durch langjährige Rechtsstreitigkeiten Wettbewerber vom Marktzutritt abhalten können. Die Braunkohleschutzklausel wurde aufgehoben. In §3 sieht das EnWiNÄG die Erstellung eines Monitoringberichts durch das Wirtschaftsministerium (BMWi 2003) vor. Dieser sollte die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen untersuchen und gegebenenfalls Vorschläge für eine Verbesserung der Netzzugangsregelung und wettbewerbsrechtlichen Überwachung machen.

### **6.1.3 Die grundlegende Novellierung von 2005**

Die EU-Beschleunigungsrichtlinien 2003/54/EG (Strom) und 2003/55/EG (Gas) und die Verordnung 1228/2003 vom Juni 2003 brachten Deutschland etwa 5 Jahre nach dem EnWiNG erneut in Zugzwang, sahen sie doch u.a. eine Regulierung der Energieversorgungsnetze, die organisatorische und gesellschaftliche Entflechtung der Netzbetreiber und die Einrichtung einer Regulierungsbehörde bis spätestens Juli 2004 vor. Die stete Verteuerung von Strom und Gas und der mangelnde Wettbewerb hatten Brüssel zur Überarbeitung der Richtlinien veranlasst. Da auch der Monitoring-Bericht des Wirtschaftsministeriums (BMWi 2003), das mittlerweile von Wolfgang Clement geleitet wurde, insbesondere aufgrund der unbefriedigenden Wettbewerbssituation auf dem Gasmarkt und den hohen Strom- und Netznutzungspreisen zu dem Ergebnis gekommen war, dass am besten eine Regulierungsbehörde einen effektiven, fairen und diskriminierungsfreien Netzzugang gewährleisten kann (ebd.: 46), wurde im Anschluss an seine Veröffentlichung eine erneute Novellierung des Energiewirtschaftsrechts in Angriff genommen. Im Mittelpunkt standen die Einrichtung einer Regulierungsbehörde, die mit „ex-ante“-Aufgaben wie der Festlegung oder

---

<sup>87</sup> Eine nähere Erläuterung soll an dieser Stelle nicht stattfinden. Details finden sich in Koopmann et al. 2003: 70 ff und Böge 10/2003: 654. Entsprechende Gerichtsentscheidungen traf das OLG Düsseldorf im Juli 2003 (Kart. 18/03 und Kart. 22/02).

Genehmigung der Methoden zur Berechnung der Netznutzungsentgelte und einer ex-post-Aufsicht über die Einhaltung der festgelegten Methoden betraut werden sollte und die rechtliche, organisatorische, informationelle und buchhalterische Trennung des Netzbetriebs („legal unbundling“) von den anderen Tätigkeitsbereichen im Unternehmen.

Bis zum endgültigen Inkrafttreten des aktuell gültigen „Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ (ZEnWiNG) am 13. Juli 2005 vergingen neuerlich knapp 2 Jahre, in denen die EU-Kommission im Oktober 2004 u.a. ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland wegen nicht fristgerechter Umsetzung der Richtlinien einleitete und im März 2005 sogar ein zweites Mahnschreiben (strom-magazin.de 2005a) verschickte. Der legislative Weg ähnelt dem der vorangegangenen Energierechtsverabschiedungen: Nach der Vorlage des ersten Gesetzesentwurfs durch die Bundesregierung im Oktober 2004 (BT 14.10.2004), dem Widerspruch des Bundesrats (ebd.) und Gegenäußerung der Bundesregierung (BT 28.10.2004), erfolgte zunächst die Überweisung in den Wirtschaftsausschuss (BT 13.4.2005) und nach Verabschiedung durch den Bundestag am 15. April 2005 die Anrufung des Vermittlungsausschusses (BT 4.5.2005) durch den Bundesrat. Dieser sollte die Vielzahl bürokratischer Regeln reduzieren und elementare Bereiche des Gesetzes, etwa zur Ausgestaltung der Regulierung und zur Netzentgeltbildung, überarbeiten. Dem von ihm am 15. Juni 2005 veröffentlichten Kompromiss (BT 15.6.2005) stimmten am 16. Juni 2006 erstaunlich schnell erst der Bundestag und einen Tag später auch der Bundesrat (BR 16.6.2005) zu, so dass das Gesetz einen knappen Monat später in Kraft treten konnte.

Das eigentlich neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) findet sich wiederum in Artikel 1<sup>88</sup> des ZEnWiNG und weicht hinsichtlich Gliederung und Umfang wesentlich vom bisherigen Ordnungsrahmen ab. Es ist in 10 Teile untergliedert und wurde von ehemals 19 auf knapp 120 Paragraphen erweitert. Es unterscheidet zwischen dem Netzbereich, der den europäischen Vorgaben entsprechend einer

---

<sup>88</sup> Artikel 2 enthält normative Regelungen organisatorischer Fragen der RegTP, die in Bundesnetzagentur umbenannt wird, Artikel 3 enthält 50 verschiedene Gesetze, die aufgrund des neuen EnWG angepasst werden müssen, Artikel 4 ermächtigt zur Angleichung von Rechtsverordnungen und Artikel 5 hebt die bisher gültigen energierechtlichen Regelungen mit Ausnahme der BTOElt (sie gilt noch weitere 2 Jahre) auf.

detaillierten Regulierung unterworfen ist, und den vor- und nachgelagerten Wettbewerbsbereichen, die weiterhin von den Kartellbehörden beaufsichtigt werden. Allgemeine Vorschriften zum Zweck des Gesetzes oder zur Aufgabe der EVU finden sich in den ersten 5 Paragraphen. Neben der Vorgabe für Unternehmen mit mehr als 100 000 Kunden, den Netzbereich rechtlich, organisatorisch, informationell und buchhalterisch von den anderen Tätigkeitsbereichen zu trennen (§§6-10 EnWG), unterliegt der Netzbetrieb und daraus resultierende Entgelte künftig einer umfassenden Regulierung (§§11-35 EnWG). Sie müssen von der zuständigen Regulierungsbehörde (in Deutschland der Bundesnetzagentur) zuvor (ex ante) genehmigt werden (§23a EnWG). Der Netzzugang (§20) unterscheidet sich kaum von der Vorgängerregelung, abgesehen davon, dass die vormals in §6 Abs. 2 EnWG 1998 geregelten spezialgesetzlichen Verweigerungsgründe weggefallen sind. Die §§21 und 24 enthalten Regelungen zur Bildung der Netznutzungsentgelte. Als Basiskonzept dient die kostenorientierte Preisbildung. Laut §21 Abs. 2 EnWG sind die Entgelte zur Netznutzung auf Grundlage der Kosten einer Netzbetriebsführung zu bilden, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und Anreize für eine effiziente Leistungserbringung berücksichtigen. Dazu schreibt das Gesetz einen regelmäßigen Vergleich von Kosten, Entgelten und Erlösen durch die Regulierungsbehörde vor (§21 Abs. 3 EnWG). Hinzu kommt die Vergleichsmarktkomponente (§21 Abs. 2-4 EnWG), die bei der Preisbildung auch die Entgelte anderer Unternehmen für vergleichbare Fälle mit einbezieht. Laut §24 EnWG kann die Regierung die kostenorientierte Preisbildung mittels Rechtsverordnung (mit Zustimmung des Bundesrats) durch eine Preisbildung auf Grundlage marktorientierter Verfahren ersetzen. Zusätzlich dazu wurde die Bundesnetzagentur beauftragt, ein System zur Anreizregulierung zu erarbeiten (§112 a EnWG), das laut §21 Abs. 2 auf der Vorgabe von Obergrenzen für Entgelte oder Erlöse aus Netzentgelten basieren soll. Ein erster Vorschlag liegt seit Juni 2006 beim Bundeswirtschaftsministerium<sup>89</sup>. Zudem ist natürlich die Energielieferung an Letztverbraucher (§§36-42 EnWG) geregelt. Neu hinzu gekommen ist die in §42 festgelegte Stromkennzeichnungspflicht und die

---

<sup>89</sup> Siehe Kapitel 10.3 dieser Arbeit.



vorgeschriebene Transparenz der Stromrechnungen. Künftig sind EVU verpflichtet, auf Rechnungen und in Werbematerialien den Anteil einzelner Energieträger am Gesamtenergiemix anzugeben und auch über deren Umweltauswirkungen (Ausstoß von Kohlendioxid, Anfall von radioaktivem Müll) zu informieren. Gleichzeitig müssen die Rechnungen für den Endverbraucher transparent sein.

Zudem wurde in zahlreichen EnWG-Paragrafen die Möglichkeit geschaffen, die genaue Ausgestaltung des Gesetzes mittels nachträglicher Verordnungen zu regeln. Sie können von Bundes- oder Landesregierungen ohne Beteiligung des Bundestags, aber mit Zustimmung des Bundesrats erlassen werden. Von unmittelbarer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die Gas- und Stromnetzzugangsverordnung (GasNZV und StromNZV), die die Bedingungen regeln, zu denen die Betreiber von Gas- bzw. Stromversorgungsnetzen den Netzzugangsberechtigten im Sinne von §20 Abs. 1 EnWG Zugang zu ihren Leitungsnetzen gewähren, sowie die Gas- und Stromnetzentgeltverordnung (GasNEV und StromNEV), die die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gas- bzw. Stromübertragungs- und -verteilnetzen einschließlich der Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen regeln. Alle vier Verordnungen traten am 28. Juli 2005 in Kraft. Abgesehen von der konkreten Ausgestaltung des Gesetzes durch Verordnungen, scheint eine baldige Überarbeitung des Ordnungsrahmens durch §112 EnWG gesichert. Dieser verpflichtet die Bundesregierung, bis zum 1. Juli 2007 einen „Bericht über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung“ (Evaluierungsbericht) vorzulegen.

## **6.2 Einsetzung einer Regulierungsbehörde**

Eine wichtige gemeinschaftsrechtliche Vorgabe der EU-Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG vom Juni 2003 (Art. 23) war die Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde, die Regelungen bezüglich des Netzanschlusses, des Netzzugangs und zu daraus folgenden Entgelten treffen sollte und damit das in Deutschland bis zu diesem Zeitpunkt praktizierte System des verhandelten Netzzugangs ablöste. Die sonstigen Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft - Erzeugung, Handel und Vertrieb - sind laut

Beschleunigungsrichtlinie nicht Gegenstand der Regulierung. Da von Monopolkommission und Bundeskartellamt sowie von diversen Verbraucherverbänden zur Überwachung eines fairen Wettbewerbs ohnehin immer vehementer eine übergeordnete Behörde gefordert wurde, stand die deutsche Politik fortan unter Handlungsdruck. Obwohl zunächst geplant war, die innerhalb der Verbändevereinbarungen erarbeiteten und vereinbarten Prinzipien und Grundsätze in den künftigen Ordnungsrahmen zu übernehmen (BMWi 2003: 47), folgte in den Kontroversen um den im Herbst 2004 von der Bundesregierung vorgelegten EnWG-Entwurf ausschließlich eine Diskussion um das zu wählende Regulierungsmodell. Von den in der Beschleunigungsrichtlinie ermöglichten Optionen (Methodenregulierung oder Einzelentgeltregulierung<sup>90</sup>) hatte sich die Regierung in ihrem ersten EnWG-Entwurf auf Vorschlag des Wirtschaftsministeriums für die bloße Methodenregulierung entschieden. Es war vorgesehen, dass generelle Vorgaben für die Bildung der Netzentgelte gemacht werden. Die unter Beachtung dieser Vorschriften von den Netzbetreibern erstellten Entgeltsysteme sollten demnach genehmigungsfrei bleiben, allerdings nicht ohne repressive Aufsicht. Begründet wurde diese Entscheidung mit der Marktstruktur und der Vielzahl an Unternehmen, was im Falle einer Einzelentgeltregulierung zu einem hohen bürokratischen Aufwand führen würde. Zusammen mit einer nachgelagerten repressiven Preiskontrolle war die Regierung in ihrem Gesetzesentwurf von der Funktionalität des Systems überzeugt (Büdenbender 9/2005: 646). Ganz im Gegensatz zu den Interessenvertretungen der Netznutzer, der Monopolkommission oder dem Bundeskartellamt. Auch der Bundesrat lehnte das vorgeschlagene System als ineffizient ab<sup>91</sup>. Er sah in der Einzelentgeltregulierung das System mit mehr Rechtssicherheit, da „die Vereinbarkeit der Entgeltpolitik der Netzbetreiber mit den regulatorischen Anforderungen vor der Praktizierung der Entgelte staatlich (regulierungsbehördlich) geprüft werde“ (ebd.). In ihrem überarbeiteten Gesetzesentwurf legte die Bundesregierung daraufhin einen Kompromiss zwischen Methodenregulierung und Regulierungsverfahren bei zukünftigen Erhöhungen der Netzentgelte fest. Wie bereits beschrieben wurde der Entwurf

<sup>90</sup> Details finden sich in Kapitel 5.6 dieser Arbeit.

<sup>91</sup> Für den Gang der Gesetzgebung siehe Kapitel 6.1.3 dieser Arbeit.

Mitte April 2005 durch den Bundestag gegen den Widerstand von CDU/CSU und FDP beschlossen, der Bundesrat verweigerte allerdings die Zustimmung und rief den Vermittlungsausschuss an. Dieser hatte neben dem System auch die Zuständigkeit der Regulierung zu regeln. Denn im beschlossenen Gesetz war auf Vorschlag des Wirtschaftsministerium die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) mit der alleinigen Überwachung der Energiemärkte beauftragt worden, insbesondere weil sie über die notwendige Infrastruktur sowie Erfahrung mit der wettbewerbsorientierten Regulierung aus dem Telekommunikationsbereich verfügte. Der Vorschlag, das Bundeskartellamt mit der Regulierung zu betrauen, fand keine Mehrheit, was insbesondere Kartellamtschef Ulf Böge bedauerte, der sich im Vorfeld davon überzeugt zeigte, die Aufgabe wirksam und kosteneffizient erfüllen zu können (strom-magazin.de 2003b). Auch die Beteiligung der Bundesländer an der Regulierung war im Gesetz nicht mehr vorgesehen, was beim Bundesrat ebenfalls auf massive Ablehnung stieß, da er den Landesregierungen umfangreiche Erfahrungen mit der Energie- und Preisaufsicht laut § 12 BTOElt zusprach.

Im vom Vermittlungsausschuss erarbeiteten und von Bundesrat und Bundestag akzeptierten Kompromiss und dem damit seit Juli 2005 geltenden EnWG wird der Regulierungsbehörde in §111 die ausschließliche Entscheidungskompetenz bezüglich Netzanschluss, Netzzugang und Regelenergie (§§17 ff., 20 ff. EnWG) übertragen, die jedoch nicht im Verhältnis zur EU-Kommission als europäische Kartellbehörde für Missbrauchsverfahren nach Art. 82 EG gilt. Zudem verpflichten §§56 und 58 die Bundes- und Landesregulierungs- und -kartellbehörden zur Kooperation untereinander. Was das Konzept der Regulierung angeht, folgt das neue EnWG dem Vorschlag des Bundesrats und sieht anstelle der zunächst geplanten Methodenregulierung eine präventive Preiszulassungskontrolle vor. Die §§23a und 118 EnWG sehen für alle Netznutzungsentgelte, auch die bisher gültigen, eine Genehmigung vor, was zu besserer Kontrolleffizienz und größerer Rechtssicherheit führen soll (Büdenbender 9/2005: 654. Zuständig sind laut §54 Abs.2 EnWG die Bundesnetzagentur und die in den Wirtschaftsministerien ansässigen Landesregulierungsbehörden, allerdings nur bei landesintern tätigen

Netzbetreibern mit weniger als 100 000 Kunden. Auch hier konnte sich die Regierung mit ihrer Forderung nach einer ausschließlichen Kompetenz der Bundesnetzagentur nicht gegen den Bundesrat durchsetzen. Die Vorgaben für die Bildung der Netznutzungsentgelte finden sich in der Stromnetzentgeltverordnung. Danach mussten die Netzbetreiber bis spätestens 31. Oktober 2005 einen Antrag auf Genehmigung ihrer Netzentgelte bei der zuständigen Regulierungsbehörde stellen, die 6 Monate Zeit für die Bearbeitung hat. In dieser Zeit werden laut §21 Abs. 2 EnWG ausschließlich die Kosten und Kostenbestandteile geprüft, die sich ihrem Umfang nach auch in einem wettbewerblichen Markt einstellen würden. Zu hoch angesetzte Kosten werden nicht berücksichtigt. Die erste Entscheidung bezüglich der Netzentgelte traf die Bundesnetzagentur im Juni 2006. Bei der Genehmigung der Netzentgelte der Vattenfall Europe Transmission GmbH erkannte der Regulierer 18 % der Kosten im Jahr 2004 nicht an und kürzte die beantragten Entgelte dementsprechend. Die Kürzungen hatten sich insbesondere aus der Prüfung des Sachanlagevermögens und der darauf aufbauenden Eigenkapitalverzinsung, der Kosten für die Veredelung regenerativer Energien sowie der Kosten für Verlustenergie ergeben<sup>92</sup>.

### **6.3 Zusammenschlüsse, Fusionen und Änderungen in der Marktstruktur**

Die Liberalisierung des deutschen Energiemarktes hat auch zu umfassenden Veränderungen in der Struktur der deutschen Energiewirtschaft geführt. Durch Fusionen<sup>93</sup>, Kooperationen<sup>94</sup> und strategische Allianzen<sup>95</sup> hat sich die Anbieterstruktur seit der Marktöffnung 1998 deutlich verändert. Als ökonomische Rechtfertigung dafür diente insbesondere das Argument, durch den Abbau redundanter Unternehmensfunktionen oder das Nutzen von Cross-Selling-Effekten (Stahlke 2005: 881) Synergien zu schaffen, um im Wettbewerb besser bestehen zu können.

---

<sup>92</sup> Details zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben durch die Bundesnetzagentur in Kapitel 10 dieser Arbeit.

<sup>93</sup> Bei einer Fusion gibt eines der beteiligten Unternehmen seine Selbständigkeit auf, angestrebt wird der komplette Zusammenschluss. Beteiligungsanteil: mindestens 75 %

<sup>94</sup> Bei einer Kooperation bleibt die rechtliche und wirtschaftliche Selbständigkeit der Beteiligten weitgehend erhalten, es wird die Zusammenarbeit in verschiedenen Bereichen (etwa Beschaffung oder Vertrieb) angestrebt. Beteiligungsanteil: bis zu 25 %.

<sup>95</sup> Strategische Allianzen sind eine Art Mittelweg, bei dem die Zusammenarbeit auch über vereinbarte Bereiche hinaus gehen kann. Beteiligungsanteil: 25 bis 75 %.

Die größte und prägendste Erhöhung des Konzentrationsgrades fand dabei bereits zu Beginn der Liberalisierungsphase statt, als sich die ehemals 8 Verbundunternehmen durch Zusammenschlüsse auf 4 große Stromkonzerne reduzierten. So ging im Sommer 2000 auf der einen Seite die Dortmunder VEW AG in der Essener RWE AG auf und auf der anderen Seite schlossen sich die VEBA AG und die VIAG AG zur E.ON AG zusammen. Alle vier Unternehmen waren vertikal integrierte Konzerne, sowohl im Strom- als auch im Gasbereich auf allen Stufen der Energiewirtschaft tätig. Die VEBA versorgte auf der Verbundebene über ihr Tochterunternehmen PreussenElektra Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Hessen, die VIAG über die Bayernwerk AG vor allem Bayern mit Strom, Gas und Wasser. Das Versorgungsgebiet der RWE Energie AG umfasste Teile von Nordrhein-Westfalen, Hessen und Rheinland-Pfalz sowie das südliche Brandenburg und Teile von Sachsen. Die VEW Energie AG war im östlichen, an das Versorgungsgebiet von RWE angrenzenden Teil von Nordrhein-Westfalen, tätig. Mit der Übernahme der Verbundnetzbetreiber Bewag (Berlin) und HEW (Hamburg) sowie des größten deutschen Stromerzeugers VEAG etablierte sich der schwedische Energiekonzern Vattenfall als dritte Kraft auf dem deutschen Strommarkt, gefolgt von der Karlsruher EnBW AG, an der die im französischen Staatsbesitz befindliche Electricité de France (EdF) eine Minderheitsbeteiligung hält. Gemeinsam verfügen die vier Unternehmen über 80 % der inländischen Stromerzeugungskapazitäten (BMW 2003: 12). Im Jahr ihrer Genehmigung waren die Megafusionen von VEW und RWE und von Veba und Viag auf erhebliche wettbewerbliche Bedenken sowohl bei der EU-Kommission als auch beim Bundeskartellamt gestoßen. Die Bündelung stromwirtschaftlicher Ressourcen und zu hohe Marktanteilsadditionen drohten, die ohnehin marktbeherrschende Stellung der Verbundunternehmen weiter zu verstärken. „Aufgrund von 130 Mehrheits- und Minderheitsbeteiligungen der beiden Gruppierungen an kommunal geprägten Regionalversorgern und Stadtwerken betrug der von beiden Marktführern beeinflusste Marktanteil (unter Einbeziehung der Absätze von Unternehmen, an denen nur Minderheitsbeteiligungen gehalten werden) in 1999 rd. 70 % im Großkundengeschäft und rd. 55 % im Kleinkundengeschäft“ (BT 22.6.2001: 133), begründete das Bundeskartellamt

damals u.a. seine Bedenken und zog als Vergleich die nächst größte EnBW und die neuen Wettbewerber heran, die zum damaligen Zeitpunkt Marktanteile von weniger als 10 % bzw. unter 2 % erzielten. Beim Stromhandel konstatierte das Kartellamt sogar einen von VEW/RWE und VEBA/VIAG beeinflussten Marktanteil von über 85 % (ebd.: 134). Die Wettbewerbshüter erwarteten daher, dass das Duopol seine Erzeugungskapazitäten parallel entwickeln, auf preisliche Wettbewerbsvorstöße weitgehend verzichten und Kunden sowie Weiterverteilere-Beteiligungen aufteilen würde. Um das zu verhindern, knüpften EU-Kommission und Bundeskartellamt die im Sommer 2000 trotz aller Bedenken erteilte Genehmigung der Fusionen an verschiedene Auflagen. So mussten RWE/VEW und VEBA/VIAG ihre insgesamt über 80-prozentige Beteiligung am ostdeutschen Stromerzeuger und Verbundunternehmen VEAG und an deren Braunkohlelieferanten LAUBAG verkaufen und ihre Verflechtungen in Rhenag, Gelsenwasser AG und VEW beseitigen. Zudem sagten VEBA/VIAG zu, sich aus Berlin und Hamburg zurückzuziehen und machten damit den Weg für die vom Kartellamt gewünschte dritte bzw. vierte Kraft auf dem deutschen Strommarkt frei. Gemeinsam mit der EnBW sollte dadurch eine Marktstruktur entstehen, „die auf allen Marktstufen hinreichenden Außenwettbewerb bewirken wird“ (ebd.). Zudem sicherten die Beteiligten zu, die Durchleitungsbedingungen zu verbessern, indem sie u.a. auf die Erhebung der T-Komponente verzichten und die Strompreise getrennt nach Netznutzungsentgelten, Energiepreis, Zählung/Ablesung u.a. ausweisen. Die weitere Entwicklung zeigt allerdings, dass es die Kartellbehörden auch mit den erlassenen Auflagen nicht vermochten, die Marktmacht des aus den Zusammenschlüssen entstandenen Duopols wirksam zu beschränken. Durch den regelmäßigen Erwerb von Beteiligungen an Stadtwerken und Weiterverteilern - zwischen 1.1.2000 und 21.12.2002 erwarben RWE, E.ON und EnBW zusammen 82 neue Beteiligungen ab 10 % an lokalen Strom-Weiterverteilern (BT 27.6.2003: 163) - ist es RWE und E.ON gelungen, sich als marktbeherrschendes Duopol vom Rest der deutschen Energiewirtschaft abzusetzen, so dass auch das Bundeskartellamt zu dem Schluss kommt, dass die Verhaltensspielräume beider Unternehmen durch den erheblichen Vorsprung nicht durch andere Unternehmen wirksam begrenzt werden können. Fazit: „Nach

Auffassung des Bundeskartellamts droht die fortschreitende vertikale Integration mit den damit verbundenen Marktverschließungseffekten dem mit der Liberalisierung erhofften Neueintritt neuer Marktteilnehmer vollends den Boden zu entziehen.“ (ebd.) Das Bundeskartellamt verschärfte daraufhin seine Fusionskontrolle und lehnte in den Folgejahren diversen Zusammenschlussvorhaben ab, etwa E.ON/Gelsenberg, E.ON/Bergmann, EAM/Stadtwerke Eschwege und E.ON Hanse/Stadtwerke Lübeck (Monopolkommission 2004: 311 ff). Es gab daher in den vergangenen 8 Jahren nur noch eine Fusion von ähnlicher Relevanz: Die am 18. September 2002 per Ministererlaubnis, gegen die Untersagung durch das Bundeskartellamt und den Widerstand der Monopolkommission genehmigte Fusion von E.ON und Ruhrgas zum größten deutschen Gasversorger E.ON Ruhrgas AG<sup>96</sup>.

Abgesehen von den beschriebenen Megafusionen sind horizontale Zusammenschlüsse bei den etwa 1100 überwiegend regional oder lokal tätigen Stromversorgungsunternehmen in Deutschland kaum zu beobachten, Stadtwerke kooperieren häufig in verschiedenen Bereichen, vor allem im Einkauf und in der Abrechnung. Auch der Eintritt neuer Anbieter hat nach einer aktiven Anfangsphase in den vergangenen 2 Jahren nachgelassen. Dabei haben sich insbesondere Anbieter von Strom aus regenerativen Quellen<sup>97</sup> als (umweltfreundliche) Alternativen für Haushalts- und kleinere Gewerbekunden etabliert. Ebenso sind Tochterfirmen ausländischer Stromkonzerne in den deutschen Strom- und Gasmarkt eingestiegen<sup>98</sup>. Hinzu kommen Tochtergesellschaften netzbetreibender Versorgungsunternehmen, die bundesweit Haushalte mit Energie versorgen<sup>99</sup>. Insgesamt sind momentan etwa 20 neue Anbieter (im Sinne von nach 1998 gegründet und Betrieb aufgenommen) im deutschen Strommarkt aktiv (strom-magazin.de). Zusätzlich dazu wurde der deutsche Energiemarkt in den letzten 8 Jahren auch durch den massiven Ausbau

---

<sup>96</sup> Da die Fusion hauptsächlich den Gasmarkt betrifft, soll an dieser Stelle auf die nähere Erläuterung der Geschehnisse verzichtet werden. Die Rollen von Bundeskartellamt und Monopolkommission wurden bereits in Kapitel 5.2. und 5.3. dieser Arbeit beschrieben. Details auch in Monopolkommission 2004: 321.

<sup>97</sup> etwa LichtBlick - die Zukunft der Energie GmbH (Hamburg) oder NaturEnergie AG (Grenzach-Wyhlen)

<sup>98</sup> etwa Nuon Deutschland GmbH (Niederlande)

<sup>99</sup> etwa Yello Strom GmbH (EnBW-Tochter) oder primo GmbH (Vertriebstochter der Überlandwerke Groß-Gerau GmbH)

der Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien (allein die Windkraftkapazität stieg zwischen 2001 und 2004 von 8,8 auf 16,5 GW) und die umfassende Stilllegung älterer zumeist konventioneller Kraftwerke - zwischen 2001 und 2004 etwa 5,6 GW an konventioneller Stromerzeugung und 0,6 GW an nuklearer Nettostromerzeugungskapazität plus 1,6 GW Überführung in Kaltreserven (Schwarz H.-G. et al. 2005: 865) - geprägt.<sup>100</sup>

#### **6.4 Entwicklung von Preisen und Stromtransiten**

Die Energiepreise werden hauptsächlich durch die Beschaffungskosten der Energierohstoffe, die Umwandlungs- und Lieferkosten und die Energiesteuern bzw. vergleichbare Aufschläge bestimmt. Sie sind ein wichtiger Standortfaktor für Gewerbe und Industrie und ein nicht zu unterschätzender Kostenfaktor für die Haushalte. Wie zuvor schon an verschiedenen Stellen beschrieben, gehört es zu den Zielen der europäischen Politik, die Strom- und Gaspreise durch die Einführung von Wettbewerb zu senken und auch die deutsche Politik verfolgt seit jeher das Interesse, die Energieversorgung möglichst günstig zu gestalten. Natürlich ist es eine Illusion, sämtliche Preisbestandteile kontrollieren zu können, denn die Preise für die Energierohstoffe werden auf den Weltmärkten und insbesondere durch Angebot und Nachfrage bestimmt. Dabei unterliegt der Marktpreis für den momentan immer noch wichtigsten Energieträger Erdöl erheblichen Schwankungen, etwa durch Nachfragespitzen, politische Krisen oder Verfügbarkeit (BMW i et al. 2006: 20). Durch die Kopplung der Erdgas- an die Ölpreise<sup>101</sup> folgen die Weltmarktpreise für Erdgas der Entwicklung mit leichter zeitlicher Verzögerung. Abgesehen davon spielt natürlich auch die weltweit steigende Nachfrage eine Rolle, die von nationaler oder europäischer Politik kaum beeinflusst werden kann. Die boomenden Volkswirtschaften in Indien oder China brauchen riesige Mengen an Energie und selbst durch Effizienzsteigerung und Sparsamkeitsaufrufe ist der Brutto-Stromverbrauch auch in Deutschland zwischen 1990 und 2005 um 11 % auf 611 Twh gestiegen (ebd.: 51). Was jedoch

---

<sup>100</sup> Ein weiterführender Überblick über den deutschen Strommarkt 2005 gibt Kapitel 3 dieser Arbeit.

<sup>101</sup> In den 60er Jahren vereinbarten die Gasförderer mit den inländischen Gasabnehmern eine Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis, um ihre Investitionen langfristig abzusichern und Gas als alternative Energiequelle zu etablieren. Heute ist diese Kopplung umstritten, eine Abschaffung scheiterte jedoch bisher am Widerstand der Energieversorger.



beeinflusst werden kann, sind die Kosten der heimischen Energiegewinnung, die Kosten für die Durchleitung von Energie sowie Steuern und Abgaben.

Die Heizölpreise im Industriebereich stiegen zwischen 1995 und 2005 um 140 % von 2,36 Euro auf 5,66 Euro pro GJ. Im gleichen Zeitraum erhöhte sich der industrielle Erdgaspreis um 84 % (ebd.). Bei den industriellen Strompreisen war zunächst aufgrund der Liberalisierung eine Vergünstigung festzustellen. So sank der Preis für eine Abnahmemenge von 70 000 Mwh pro Jahr von 6,0 Cent pro Kwh (1995) zunächst auf 4,5 Cent pro Kwh, stieg dann jedoch wieder an und erreichte 2005 dann 8,0 Cent pro Kwh (ebd.: 22). Ähnlich verhält es sich mit den Strompreisen für Haushaltskunden. Ein durchschnittlicher 3-Personen-Musterhaushalt zahlte im Jahr 2000 etwa 13,94 Cent pro Kwh Strom, was etwa 5 Cent weniger als im Jahr 1995 (18,99 Cent pro Kwh) waren. Im Jahr 2005 wurde mit 18,66 Cent pro Kwh in etwa das Ausgangsniveau erreicht. Dabei stieg allerdings der Anteil staatlich verursachter Belastungen (durch Ökosteuer, EEG- und KWK-Abgabe sowie erhöhter Mehrwertsteuer) von 25 % (1998) auf 40 % (2005). Dennoch hatten Produktion, Transport und Vertrieb zwischen 2002 und 2005 an den Stromkostensteigerungen für private Haushalte einen Anteil von 75,0 %, die Stromsteuer war zu 12,2 % beteiligt, das EEG zu 10,0 % und das KWK-G zu 2,8 %. Damit stieg die Energiekostenbelastung für die Haushalte von 69 Milliarden Euro (1996) auf über 91 Milliarden Euro (2005) und pro Durchschnittshaushalt mit einem Verbrauch von 3500 Kwh jährlich von 1859 Euro (1996) auf 2308 Euro (2005). Im internationalen Vergleich sind die Strompreise in Deutschland im oberen Drittel zu finden.

Sucht man nach Gründen für die steigenden Strompreise, die außerhalb der gestiegenen Beschaffungskosten liegen, fallen zunächst sowohl die gestiegenen staatlichen Abgaben insbesondere zum Umweltschutz ins Gewicht. Nicht unwesentlich scheint jedoch auch die Tatsache, dass die Stromerzeuger einen wesentlichen Anteil des Werts der ihnen kostenlos zugeteilten Kohlendioxid-Emissionszertifikate als Opportunitätskosten in die Strompreise einpreisen. Diese sogenannten „windfall profits“ haben für erhebliche Diskussionen gesorgt, die auch Eingang in den zweiten Nationalen Allokationsplan (NAP II) für die

Handelsperiode 2008 bis 2012 fanden<sup>102</sup>. Ausschlaggebend waren aller Wahrscheinlichkeit nach auch die Kosten, die für die Nutzung der Stromnetze anfallen. Internationale Preisvergleiche<sup>103</sup>, die starken Unterschiede zwischen den einzelnen Netzbetreibern und die bereits beschriebenen zahlreichen kartellrechtlichen Missbrauchsverfahren können als Indizien dafür gewertet werden, dass die Netznutzungsentgelte in Deutschland zu hoch sind und daher jetzt unter Aufsicht der Bundesnetzagentur stehen.

Nicht unwesentlich für die Erfassung der konkreten energiewirtschaftlichen Entwicklungen der letzten 8 Jahre sind zudem auch die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten<sup>104</sup> und die Pflege und Instandhaltung der Netze. Denn Stromhandel und Stromtransite durch die deutschen Stromnetze haben in den vergangenen Jahren kontinuierlich zugenommen. Im Jahr 2005 wurden 53,4 Milliarden Kwh Strom im- und 61,9 Milliarden Kwh exportiert, wobei die Niederlande der größte Abnehmer und Frankreich der größte Lieferant war (VDEW online 7.7.2006). Insbesondere der Stromausfall im Münsterland im Winter 2005 hat die Frage nach der Netzqualität zurück ins Bewusstsein von Politik und Verbrauchern katapultiert, so dass das Wirtschaftsministerium mit einem Monitoring der Versorgungssicherheit beauftragt wurde, das die Schwachpunkte für einen zuverlässigen Netzbetrieb lokalisieren und entsprechende Schritte zu ihrer Beseitigung einleiten soll. Auch die Integration der unsteten Windkraftherzeugung stellt die Versorger vor aktuelle Herausforderungen.

## ***7. Minderung von Emissionen***

### **7.1 Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung**

Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen die beiden leitungsgebundenen Energien Strom und Wärme gleichzeitig und erzielen aus der effizienteren Ausnutzung der Energie einen prinzipiellen energetischen und klimaschutzpolitischen Vorteil. Als Brennstoff wird zumeist Erdgas eingesetzt, das im Vergleich zu Kohle und Öl ebenfalls als umweltfreundlich gilt. Aus

---

<sup>102</sup> Details dazu in Kapitel 12.3 dieser Arbeit.

<sup>103</sup> Siehe die EU-Benchmarkingberichte in Kapitel 2.2 dieser Arbeit.

<sup>104</sup> Dieser Bereich wird in Kapitel 11 dieser Arbeit ausführlich erläutert.

diesem Grund enthält bereits §2 des EnWG von 1998 ein klares Bekenntnis zur KWK: „Umweltverträglichkeit bedeutet, dass die Energieversorgung den Erfordernissen eines rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt. [...]. Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung [...] kommt dabei eine besondere Bedeutung zu.“ Im Rahmen der Ökologischen Steuerreform (April 1999) wurden qualifizierte KWK-Anlagen von der Mineralölsteuer befreit, KWK-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 0,7 MW (ab 2000: bis 2 MW) elektrischer Leistung wurden zudem von der Stromsteuer ausgenommen. Da sich die Liberalisierung des Strommarktes insbesondere durch Kostendruck und Preiskampf nachteilig auf den KWK-Markt auswirkte<sup>105</sup>, sie aber einen massiven Beitrag zur Energieeinsparung und damit zur Schonung von Ressourcen sowie zur Minderung des Emissionsausstoßes leisten soll, beschloss der Bundestag im März 2000 zunächst, KWK-Anlagen für einen Übergangszeitraum eine zeitlich befristete Hilfe zu gewähren (BT 21.3.2000). Das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Vorschaltgesetz) (BT 20.2.2000) trat am 18. Mai 2000 ohne die Zustimmung der Opposition (CDU/CSU und FDP) in Kraft und sah eine auf Umlagen basierende Einspeisevergütung für vor dem 1. Januar 2000 in Betrieb genommenen KWK-Anlagen vor. Deren Fortbestand sollte - unabhängig von der Wärmeausbeute - für 5 Jahre gesichert werden. §4 legte fest, dass Strom aus KWK-Anlagen mit 9 Pfennig (4,6 Cent) pro Kwh zu vergüten war, wobei dieser Preis in jedem Jahr um 0,5 Pfennig (0,27 Cent) sinken sollte. Weiterer Handlungsbedarf ergab sich anschließend aus dem am 18. Oktober 2000 verabschiedeten Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (BT 14.11.2000). Darin war festgelegt, dass die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung am konstatierten Emissionsreduktionsziel von 50 bis 70 Millionen Tonnen Kohlendioxid bis 2005 einen Anteil von 10 Millionen Tonnen haben sollte, bis 2010 sollen 23 Millionen Tonnen Kohlendioxid durch die geförderte KWK-Nutzung eingespart werden. In dem Programm verpflichtete sich die Regierung u.a., bis Ende des Jahres 2000 Eckpunkte einer Quotenregelung zum Ausbau der KWK vorzulegen und das Gesetzgebungsverfahren bis spätestens Mitte 2001

---

<sup>105</sup> Bis Mitte 1999 wurden 150 bis 200 MW KWK-Kapazität abgeschaltet (B.KWK 2006). Zwischen 1998 und 1999 sank der KWK-Anteil an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland von 13 auf 8 % (BT 16.2.2000). Siehe auch Schulz et al. 2001: 28.

abzuschließen. Während der parlamentarischen Verhandlungen zu einem erweiterten Förderkonzept und als Alternative zu einer gesetzlichen KWK-Förderung legten verschiedene Unternehmen der deutschen Energiewirtschaft im November 2000 ein detailliertes „Aktionsprogramm Klimaschutz“ (strommagazin.de 2001b) vor, das nach Auffassung der beteiligten Unternehmen im Gegensatz zu einer KWK-Quotenregulierung sicherstellt, dass knappe Mittel mit höchster Effizienz eingesetzt, Mitnahmeeffekte vermieden und technische Innovationen induziert werden (ebd.). Der alle Bereiche der Energiewirtschaft umfassende Beschluss, wurde im Juni 2001 durch eine mit der Bundesregierung vereinbarte Selbstverpflichtung der Energiewirtschaft zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung konkretisiert (strommagazin.de 2001c). Die Versorger sagten zu, ihre Kohlendioxid-Emissionen bis 2010 um insgesamt 45 Millionen Tonnen zu senken, wovon möglichst 23 Millionen Tonnen durch Erhalt, Modernisierung und Zubau von KWK-Anlagen (einschließlich kleiner Blockheizkraftwerke und der Markteinführung von Brennstoffzellen) realisiert werden sollten. Gleichzeitig verpflichtete sich die Bundesregierung, „unter Beachtung marktwirtschaftlicher Grundsätze“ (ebd.) den Entwurf eines Gesetzes zur Förderung ökologisch effizienter KWK zu erarbeiten und dabei die Vorschläge der Energiewirtschaft zu berücksichtigen. Das „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG) (BT 4.10.2001) trat nach langen Verhandlungen (B.KWK 2002) am 1. April 2002 in Kraft und löste das KWK-Vorschaltgesetz ab. Es sichert den Betreibern von bereits bestehenden KWK- und kleinen (bis 2 MW) Anlagen eine feste Vergütung zu. Sie setzt sich aus dem zwischen Anlagen- und Netzbetreiber vereinbarten Preis und degressiven Zuschlagszahlungen zusammen (§4 Abs. 3), die abhängig sind vom Anlagentyp (§3 Abs. 2), vom Brennstoffeinsatz (§2 Abs. 1), von der Größe der Anlage (§3 Abs. 3) sowie vom Zeitpunkt der Dauerbetriebeaufnahme bzw. dem Modernisierungsgrad (§5). „Wie schon beim KWK-Gesetz 2000 wird der Fördermechanismus durch die Verpflichtung eines Netzbetreibers in Gang gesetzt, förderfähige KWK-Anlagen an sein Netz anzuschließen, den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom abzunehmen sowie den aufgenommenen KWK-Strom zu vergüten.“ (Stevens 2002: 356) Die in §7 festgelegten Zuschläge für die

in §5 festgelegten Anlagenkategorien betragen (laut §13 Abs. 2 bis zum Außerkrafttreten des Gesetzes am 31.12.2010) für alte Bestandsanlagen (Inbetriebnahme 1989) anfänglich 1,53 Cent pro Kwh. Sie sinken bis 2006 auf 0,97 Cent pro Kwh. Neuere Bestandsanlagen (Inbetriebnahme zwischen 1989 und 2002) werden ebenfalls seit 2002 mit 1,53 Cent pro Kwh gefördert. Der Betrag sinkt bis 2009 auf 0,56 Cent pro Kwh. Moderne Anlagen (Inbetriebnahme nach Gesetzeserlass) erhalten eine Förderung zwischen 1,74 Cent (2002) und 1,59 Cent (2010) pro Kwh. Kleine KWK-Anlagen (bis 2 MW, in Betrieb seit April 2004) erhalten zwischen 2,56 Cent (2002) und 1,94 Cent (2010) pro Kwh und Brennstoffzellen 5,11 Cent für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs. Dabei ist die Bundesregierung laut §7 Abs. 6 ermächtigt, die festgelegten Zuschläge und Förderzeiträume durch Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Bundesrats bedarf, zu ändern. Ausgeglichen werden die zusätzlichen Zahlungen der Netzbetreiber durch ein in §9 festgelegtes Umlageverfahren. Dabei dürfen Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch mehr als 100 000 Kwh beträgt, höchstens mit 0,05 Cent pro Kwh für den Verbrauch oberhalb der 100 000 Kwh belastet werden. Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 % des Bruttoproduktionswerts überstiegen, dürfen für mehr als 100 000 verbrauchte Kwh nur mit maximal 0,025 Cent pro Kwh belastet werden, müssen dem Netzbetreiber allerdings auf Verlangen den Stromkostenanteil am Bruttoproduktionswert nachweisen.

Seither gilt das KWKG in der beschriebenen Form, kleine Änderungen - etwa zur Definition „üblicher Preis“ ergaben sich aus dem im März 2004 verabschiedeten „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Art. 3) und dem im Mai 2005 verabschiedeten „Gesetz zur Verbesserung des vorbeugenden Hochwasserschutzes“ (Art. 7). Das im September 2005 verabschiedete „Gesetz zur Einführung der projektbezogenen Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997, zur Umsetzung der Richtlinie 2004/101/EG und zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“ weitet die Förderung kleiner KWK-Anlagen auf Anlagen aus, die bis 31. Dezember 2008

(vorher 2005) in Dauerbetrieb gegangen sind.

## **7.2 Emissionshandel**

Die in Kapitel 2.2.6 ausführlich beschriebene europaweite Einführung des Umweltschutz- und Emissionsminderungsinstruments Emissionshandel wurde in Deutschland bisher mit zwei Gesetzen umgesetzt: Dem „Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen“ (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG) vom 8. Juli 2004 und dem „Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007“ (Zuteilungsgesetz 2007) vom 26. August 2004. Relevant sind zudem das am 30. September 2006 in Kraft getretene „Gesetz zur Einführung der projektbezogenen Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto, zur Umsetzung der Richtlinie 2004/101/EG und zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“ (Projekt-Mechanismen-Gesetz - ProMechG), die Zuteilungsverordnung 2005-2007 (ZuV 2007) und die Emissionshandels-Kostenverordnung (EHKostV). Am 28. Juni 2006 hat das Bundeskabinett zudem den Nationalen Allokationsplan II (NAP II) für die Handelsperiode 2008 bis 2012 beschlossen. Er liegt seither zur Prüfung bei der EU-Kommission und unterscheidet sich vom NAP I insbesondere durch ein um 13 Millionen Tonnen vermindertes Emissionsbudget und geänderte Minderungsleistungen der einzelnen Sektoren (BMU 2005a).

Das TEHG ist ein Rahmengesetz über die Grundlinien des Emissionshandelssystems mit dem Zweck, „die Grundlagen für den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen in einem gemeinschaftsweiten Emissionshandelssystem zu schaffen, um damit durch eine kosteneffiziente Verringerung von Treibhausgasen zum weltweiten Klimaschutz beizutragen“ (§1 TEHG). Im einzelnen enthält es Regelungen zur Genehmigung und Überwachung der Treibhausgas-Emissionen (§§4 und 5), zur Zuteilung von Emissionsberechtigungen einschließlich Zuteilungsverfahren (§§6 bis 12), zur Anerkennung von Emissionsberechtigungen und -gutschriften (§13), zur Einrichtung eines Emissionshandelsregisters (§14) und zum Handel mit Berechtigungen (§§15 und 16) sowie Sanktionen (§§17 bis 19). Zudem ist geregelt, welche Anlagen vom Emissionshandel erfasst werden. Die Ausstattung

der in den TEHG-Anwendungsbereich fallenden Anlagenbetreiber mit den national zur Verfügung stehenden Zertifikaten für die erste Handelsperiode wird im am 31. August 2004 in Kraft getretenen Zuteilungsgesetz 2007 geregelt, da eine langfristige Festlegung Art. 9 Abs. 1 der Europäischen Emissionshandels-Richtlinie widersprochen hätte. Es enthält den so genannten Nationalen Allokationsplan (NAP), der festlegt, dass den vom Emissionshandel erfassten 1236 Energie- und 613 Industrieanlagen (Anhang 1 TEHG) zwischen 2005 und 2007 insgesamt 1485 Millionen Emissionszertifikate (495 Millionen Tonnen pro Jahr) zugeteilt werden.<sup>106</sup> Dieses Emissionsbudget wurde auf die einzelnen Anlagen (1236 Energieerzeuger, 39 Eisen- und Stahlwerke, 206 Keramikfabriken, 122 Papierfabriken, 90 Glashersteller, 67 Anlagen der Kalk- und Zuckerindustrie, 48 Zementwerke, 37 Raffinerien und 4 Anlagen zur Zellstoffgewinnung) verteilt (§4 ZuG 2007). Basis für diese Zuteilungen waren die Kohlendioxid-Emissionen, die von der jeweiligen Anlage in den Jahren 2000 bis 2002 emittiert wurden. Dabei erhielten die Anlagenbetreiber mit der in § 8 ZuG 2007 verankerten Optionsregel die Möglichkeit, eine Bestandsanlage wie eine Neuanlage behandeln zu lassen, wenn die geplante Auslastung angemeldet wurde. Dabei wurden die derart ermittelten Einzelzuteilungen um den Erfüllungsfaktor 0,9709, welcher einer Emissionsverringerung um 2,91 % entspricht (Schafhausen 2004: 450), verringert (§5 ZuG 2007), insbesondere mit dem Ziel, die Summe aller Zuteilungsmengen in Einklang mit dem festgelegten Gesamtemissionsziel zu bringen. Denn die zwischen 2000 und 2002 festgestellten Emissionen überschritten insgesamt das festgelegte Emissionsbudget. Zudem sieht §6 ZuG 2007 eine Reserve von 9 Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalenten für in der Handelsperiode zugelassene Neuanlagen vor. Zuständig für den Vollzug des Emissionshandels ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), die beim Umweltbundesamt angesiedelt ist. Sie vergibt und löscht die Emissionszertifikate und führt ein grundbuchähnliches Register. Bis 1. März eines jeden Jahres müssen die Anlagenbetreiber einen Emissionsbericht für das Vorjahr vorlegen, der nach einer ausführlichen Prüfung als Grundlage für die jährliche Abrechnung dient. Kann ein Anlagenbetreiber für seinen Kohlendioxidausstoß nicht ausreichend

---

<sup>106</sup> In der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 soll das jährliche Emissionsbudget auf 482 Millionen Tonnen sinken (BMU 2006).

Zertifikate vorweisen, fällt eine Strafe von 40 Euro<sup>107</sup> pro Tonne Kohlendioxid an. Wird eine alte Anlage durch eine neue ersetzt, können die Berechtigungen der Altanlage in den kommenden 4 Jahren voll auf die Ersatzanlage übertragen werden. Anschließend werden die Ersatzanlagen laut §10 ZuG 2007 weitere 14 Jahre lang kostenfrei mit Zertifikaten ausgestattet, ein Erfüllungsfaktor findet dabei keine Anwendung. Die so genannte „Übertragungsregel“ soll einen starken Anreiz für Investitionen in moderne klimaschonende Techniken und zur Nutzung kohlendioxidarmer Brennstoffe bieten (BMU 2005b). Maßgröße für die Zuteilung bei Kraftwerks-Neubauten ist dabei grundsätzlich ein Emissionswert von 750 Gramm Kohlendioxid pro Kwh, was den Emissionen eines Steinkohlekraftwerks mit einem Wirkungsgrad von 44 % entspricht (Schiffer 2005: 380). Gemäß §12 ZuG 2007 („Early Actions“) werden für zwischen 1994 und 2002 vorgenommene Emissionsminderungen die Zertifikate für 12 Jahre bedarfsgerecht zugeteilt (Erfüllungsfaktor 1). Zudem müssen prozessbedingte Emissionen nicht vermindert werden (§13 ZuG 2007), erhalten umweltfreundliche KWK-Anlagen eine Sonderzuteilung von 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid pro Jahr (§14 ZuG) und wird die Stilllegung von Kernkraftwerken mit einer Sonderzuteilung von ebenfalls 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalenten belohnt (§15 ZuG 2007). Ab der zweiten Handelsperiode greift zudem eine sogenannte „Malusregel“, nach der veralteten Anlagen (älter als 30 Jahre) die Zertifikate um 15 % gekürzt werden, falls ein gewisser Wirkungsgrad nicht erzielt wird. Dieser beträgt bei Steinkohlekraftwerken 36 % und bei Braunkohlekraftwerken 31 % ab 2008 und 32 % ab 2010.

Da es bei der Emissionsminderung nicht darauf ankommt, die betreffende Stelle genau geografisch festzulegen, komplettiert das ProMechG vom September 2005 das Gesetzespaket zur Minderung des Ausstoßes klimaschädlicher Gase. Das Artikelgesetz eröffnet für Anlagenbetreiber die Möglichkeit, Gutschriften für Emissionsminderungen durch Projekte in anderen Ländern zu erhalten<sup>108</sup>. Somit können Anlagenbetreiber ihre Verpflichtung zur Abgabe von Berechtigungen auch durch Abgabe von Emissionsgutschriften aus derartigen Projekten erfüllen.

<sup>107</sup> Zum Vergleich: Hätte der betroffene Anlagenbetreiber diese Zertifikat beispielsweise im Juni 2006 an der Strombörse EEX gekauft, hätte er zwischen 13 und 20 Euro dafür bezahlt.

<sup>108</sup> Details zu Joint Implementation und Clean Development Mechanism in Kapitel 2.2.6 dieser Arbeit.



Das Gesetz enthält zudem eine Laufzeitverlängerung für die Förderung von kleinen Anlagen (bis 50 KW installierter Leistung) nach dem KWKG.

### **7.3 Steigerung der Energieeffizienz**

„Aus ökonomischer Sicht betrachtet, ist Energie ein knappes Gut - ihre Gewinnung und ihr Transport sind mit Kosten verbunden, die sich in dem Preis niederschlagen, den die Endverbraucher für diese Energie bezahlen.“ (Laumanns 2005: 191) Daher gehört auch der sparsame Verbrauch und der sorgsame Umgang mit Energie zu den Zielen aktueller Energiepolitik. Mit dem Begriff Energieeffizienz wird der rationelle Einsatz von Energie beschrieben, die Bereitstellung einer Energiedienstleistung mit einem Minimum an Energieeinsatz (ebd.). Indikatoren für eine hohe Energieeffizienz sind etwa eine hohe Energieproduktivität (Verhältnis der Produktion eines Systems zum Energieeinsatz, wird als Wirkungsgrad bezeichnet) und eine niedrige Energieintensität. Erreicht wird eine hohe Energieeffizienz insbesondere durch Energieeinsparung, was bedeutet, dass weniger Energie zum Erbringen der gleichen Leistung eingesetzt wird.

Die in Kapitel 2.2.9 beschriebenen Maßnahmen der Europäischen Union - die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden von 2002, der Vorschlag für eine Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen von 2003 und das Grünbuch zur Energieeffizienz von 2005 - werden in Deutschland insbesondere durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) vom Februar 2002 (Neufassung im Dezember 2004) umgesetzt. Vorgänger war seit Juli 1976 das Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden. Bei der Begründung zur Novelle der Wärmeschutzverordnung im August 1994 ging die Bundesregierung bereits davon aus, dass für Neubauten Ende des Jahrzehnts eine weitere Anpassung des Anforderungsniveaus möglich sein könnte. Auch der Bundesrat forderte anlässlich seiner Zustimmung zur Wärmeschutzverordnung im Oktober 1993 die Verschärfung für Neubauten und eine Ausweitung der ordnungsrechtlichen Vorschriften im Gebäudebestand. Deshalb wurde 2002 die EnEV verabschiedet. Sie vereint die 1977 in Kraft getretene Wärmeschutz-Verordnung (WSchV) und die seit die 1994 gültige Heizungsanlagen-Verordnung (HeizAnV), soll den Energiebedarf für die

Beheizung von Gebäuden und die Warmwasserbereitung nachhaltig begrenzen und setzt zudem neue Standards für die Energieeinsparung bei Neubauten. So wird der zulässige Gebäudeenergiebedarf um etwa 30 % gegenüber dem bisherigen Anforderungsniveau gesenkt, womit seither der so genannte Niedrigenergiehaus-Standard die Regel ist. Gleichzeitig werden die Anforderungen an Neubauten vom Jahres-Heizwärmebedarf auf den Jahres-Primärenergiebedarf des Gebäudes umgestellt, um den Ausnutzungsgrad der für Heizung und Warmwasserbereitung benötigten Energie zu steigern und den Energiebedarf im Gebäudebereich zu reduzieren. Dreh- und Angelpunkt der Verordnung ist dabei der in der EU-Gebäudeneffizienzrichtlinie vorgeschriebene Energieausweis, der die Energietransparenz von Gebäuden für Eigentümer, Mieter und den Immobilienmarkt erhöhen soll. Grundlage ist der Energiebedarf eines Neubaus für Heizung, Lüftung und Warmwasserbereitung. Dazu haben Wirtschaftsminister Michael Glos und Bauminister Wolfgang Tiefensee Anfang April 2006 einen gemeinsamen Vorschlag vorgelegt (BMW.de 7.4.2006). Vorgesehen ist, dass Eigentümer und Vermieter zwischen dem ingenieurtechnisch berechneten Energieausweis auf Grundlage des Energiebedarfs und dem Energieausweis auf der Grundlage des tatsächlichen Energieverbrauchs wählen dürfen. Die EnEV soll auch zur Reduzierung des Energieverbrauchs im Altbaubestand einen wichtigen Beitrag leisten. Zwar haben die Vorgaben der Wärmeschutz- und Heizungsanlagen-Verordnung den Energiebedarf in diesem Bereich seit 1978 um über 60 % reduziert (ebd.), dennoch soll das bestehende Energieeinsparpotenzial durch weitere Modernisierungsverpflichtungen und Vorgabe erhöhter Standards bei ohnehin anstehenden Modernisierungs- oder Instandsetzungsmaßnahmen verstärkt mobilisiert werden. Im Mittelpunkt stehen dabei die etwa 2 Millionen vor dem 1. Oktober 1978 eingebauten Heizkessel, die durch effizientere Wärmeerzeuger abgelöst werden sollen, und die nachträgliche Dämmung von Rohrleitungen und der obersten Geschossdecken unter nicht ausbaufähigen Dachräumen. Generell müssen bei anstehenden Modernisierungsarbeiten die Möglichkeiten einer energetischen Verbesserung genutzt werden. Zudem sieht die EnEV vor, den Einsatz erneuerbarer Energien zu begünstigen.

Zusätzlich hat der Bund diverse Förderprogramme ([www.energiefoerderung.info](http://www.energiefoerderung.info)) aufgelegt, um privaten und gewerblichen Energieverbrauchern finanzielle Anreize zu bieten, in die Energieeinsparung zu investieren. Das „Vor-Ort-Beratungsprogramm“ beispielsweise richtet sich an Eigentümer von Häusern und Wohnungen, wobei ein erheblicher Teil der Kosten für eine Fachberatung über sinnvolle Energiesparmaßnahmen an einer speziellen Immobilie übernommen werden. Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unterstützt mit dem „KfW-CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramm“ und dem „KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm“ Energiesparmaßnahmen mit zinsgünstigen Darlehen und gewährt im Rahmen des „ERP-Umwelt- und Energiesparprogramms“ Kredite für Investitionen in betriebliche Energieeinsparmaßnahmen insbesondere von kleinen und mittleren Unternehmen.

Der im Juni 2006 vom Wirtschaftsministerium vorgelegte „Vorschlag für ein 10-Punkte-Programm für mehr Energieeffizienz im Nachfragebereich“ (BMWi 2006) sieht u.a. mehr Energieeffizienz im Gebäudebereich durch stärkere Nutzung des auf 1,4 Milliarden Euro pro Jahr aufgestockten CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms unter Einschluss von zinsverbilligten Darlehen und Investitionszuschüssen und den gezielten Einsatz staatlich geförderter Energieforschung im Bereich der Energieanwendung bei den Endnutzern vor. Zudem sollen Informationsdefizite und Finanzierungshemmnisse bei der Nutzung von Energieeinsparpotenzialen in kleinen und mittleren Unternehmen durch ein KfW-Förderprogramm aufgelöst werden. Auch plant das Wirtschaftsministerium die deutsche EU-Ratspräsidentschaft im ersten Halbjahr 2007 zu nutzen, um der Förderung der Energieeffizienz auf EU-Ebene im Energiebereich besondere Priorität zu geben. Die im April 2006 verabschiedete EU-Energiedienstleistungsrichtlinie soll konsequent und zügig umgesetzt werden, um zusätzliche Anreize für die Schaffung von tragfähigen Märkten für Energiedienstleistungen zu vermitteln. Dazu soll bis zum Juni 2007 ein nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan vorgelegt werden. Nebenbei will das Wirtschaftsministerium zusätzliche Anreize zur Entwicklung hocheffizienter Haushaltsgeräte schaffen und dazu die Kennzeichnung von elektrischen Haushaltsgeräten, momentan eine Skala von A (niedriger Verbrauch) bis G (hoher

Verbrauch), weiterentwickeln. Im Mai 2006 wurde dazu eine Studie vorgestellt (strom-magazin.de 2006d), einen konkreten legislativen Vorschlag gibt es aber noch nicht. Geplant ist eine Neujustierung der Skala und eine stärker an den tatsächlichen Verbrauchsgewohnheiten orientierte Messsystematik.

#### **7.4 Ausbau der erneuerbaren Energien**

Die sich aus dem Kyoto-Protokoll ergebenden Verpflichtungen, die durch den Atomausstieg wegfallenden Erzeugungskapazitäten und auch die „ökologische Sensibilität Deutschlands“ (Heuraux 2004: 203) bilden die Motive für den massiven Ausbau von erneuerbaren Energien. Wind, Wasser, Sonne, Biomasse oder Geothermie wird aufgrund ihrer Unendlichkeit eine wichtige Rolle im Energieerzeugungssystem der Zukunft zugeschrieben. Daher wurde bereits im Jahr 1991 das „Gesetz über die verpflichtende Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“ („Stromeinspeisungsgesetz“) verabschiedet, das den Versorgern vorschreibt, Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse zu einem festgesetzten Preis abzunehmen. Es wurde 1994 und 1998 den aktuellen Erfordernissen angepasst. Da es allerdings vorsieht, dass Netzbetreiber nur so lange Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz aufnehmen müssen, bis dieser einen Anteil von 5 % am Gesamtstrom in ihrem Versorgungsgebiet erreicht hat, löste auf Initiative der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen im Frühjahr 2000 das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) das Stromeinspeisungsgesetz ab. U.a. sieht es diesen 5 %-Deckel nicht mehr vor und die Vergütungssätze wurden drastisch erhöht. Das EEG regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Biomasse (§2 EEG). Geothermie (Erdwärme) wurde als erneuerbare Energiequelle erstmals in die Regelungen aufgenommen. §3 verpflichtet die Netzbetreiber, den gesamten angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen und zu vergüten. Die Vergütungssätze sind in §4 festgeschrieben und degressiv gestaltet. So wird beispielsweise Strom aus Windkraftanlagen im Binnenland mit 17,4 Pfennig je Kwh und an der Küste mit 13,5 Pfennig pro Kwh vergütet. Strom, der mittels Solarzellen gewonnen wird, kostet die Netzbetreiber 99 Pfennig je Kwh

und Strom aus Biogas, fester Biomasse und Pflanzenölen zwischen 20 und 17 Pfennig pro Kwh - je nach Anlagengröße. Die Vergütungssätze bei Erdwärmestrom bewegten sich zwischen 14 und 17,5 Pfennig je Kwh. Für Wasserkraftstrom gab es je nach Größe der Anlage zwischen 13 und 15 Pfennig je erzeugter Kwh. Dabei sieht das Gesetz eine gleichmäßige Verteilung der Kosten für die eingespeisten Strommengen auf den gesamten Stromverbrauch vor, im Jahr 2001 zahlten die deutschen Stromkunden aus diesem Grund 0,25 Cent pro Kwh mehr (BMU 2002). Im März 2001 hat der Europäische Gerichtshof die Einspeise- und Mindestpreisregelung als EU-rechtskonform bestätigt und auch die EU-Kommission stellte im Mai 2002 das Beihilfeverfahren zum EEG endgültig ein. Damit gilt das EEG nicht als eine staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe im Sinne des Artikels 87 des Vertrags über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft. Eine Maßnahme, die durch Festsetzung von Mindestpreisen das Ziel hat, den Verkäufer eines Erzeugnisses allein zu Lasten der Verbraucher zu begünstigen, war nach Auffassung des Bundestags ohnehin keine Beihilfe. „Darüber hinaus handelt es sich bei den Vergütungen, die aufgrund des Gesetzes zu zahlen sind, schon begrifflich nicht um Beihilfen. Den Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien werden keine Begünstigungen gewährt, sondern es werden Nachteile ausgeglichen, die sie im Vergleich zu konventionellen Stromerzeugern tragen müssen.“(Grüne 2000: 17)

Da das EEG regelmäßige Berichte über den Stand der Markteinführung für erneuerbare Energien und der Kostenentwicklung im Abstand von 2 Jahren vorsieht, legte das Bundeskabinett den ersten Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) plangemäß im Juli 2002 vor (BMU 2002). Er enthält in Kapitel 2 einen Überblick über die Rechtsgrundlagen, in Kapitel 3 Ausführungen zu den Erfolgen bei der Markteinführung und in Kapitel 4 zu den Kosten des EEG. Die Analyse der Einzelergebnisse für die verschiedenen erneuerbaren Energieträger in Kapitel 5 stützt sich auf Studien des Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) zur Markt- und Kostenentwicklung bei erneuerbaren Energien. Demnach ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 5,2 % im Jahr 1998 auf knapp 7,5 % im Jahr 2001 gestiegen, die Branche

erreichte 2001 einen Umsatz von mehr als 6,5 Milliarden Euro. So lautet die zentrale Schlussfolgerung: „Mit dem EEG und zusätzlichen Maßnahmen kann das Ziel der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln, aus heutiger Sicht erreicht werden.“

Um die Förderung erneuerbarer Energien stärker ökonomischen Effizienzkriterien zu unterwerfen, einigten sich Umwelt- und Wirtschaftsministerium im November 2003 auf die Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)<sup>109</sup>. Das neue „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ trat am 1. August 2004 in Kraft, Kernelement sind die überarbeiteten Vergütungssätze. In § 1 wird dabei zunächst das bereits im alten EEG verankerte Ziel der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2010 konkretisiert: Zu diesem Zeitpunkt sollen sie einen Anteil an der Stromversorgung von mindestens 12,5 % haben, mittelfristig ist bis 2020 ein Anstieg auf mindestens 20 % festgelegt. §4 sieht die bessere Integration von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in das Stromsystem vor. §6 regelt die Vergütung für Strom aus Wasserkraft. Er sieht vor, Strom aus Wasserkraftanlagen bis 5 MW Leistung weiterhin mit 6,65 Cent zu vergüten. Für kleine, neu errichtete Anlagen bis 500 kW Leistung werden die Grundsätze verschärft. Stehen sie nicht im Zusammenhang mit vorhandenen Staustufen und Wehren fallen sie nur noch in den EEG-Anwendungsbereich, wenn sie bis Dezember 2007 genehmigt werden. Das soll vor allem zusätzlichen Eingriffen in naturbelassene kleine Flüsse und Bäche vorbeugen. Die Vergütung bis 500 kW Kraftwerksleistung wird um 2 Cent auf 9,67 Cent pro Kwh erhöht. Da die Kostensenkungspotenziale weitgehend ausgereizt sind, gibt es keine Degression für neue Anlagen, der bisher unbegrenzte Vergütungszeitraum wird jedoch auf 30 Jahre beschränkt. Neu ist die Vergütung für Strom aus „großer“ Wasserkraft. Fortan wird Strom aus Anlagen zwischen 5 und 150 MW Leistung mit Sätzen zwischen 7,67 Cent pro Kwh (500 kW) und 3,70 Cent pro Kwh (50 bis 150 MW) vergütet - wenn die Anlagen bis Ende 2012 erneuert bzw. erweitert werden und dies sowohl zu einer Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens von

---

<sup>109</sup> Die Verhandlungen zum neuen EEG gestalteten sich zäh und langwierig. Eine Übersicht der legislativen Vorgänge findet sich in BT 13.1.2004.

mindestens 15 % führt als auch den ökologischen Zustand des Gewässers verbessert. Der Zeitraum beträgt 15 Jahre, die Degression für neue Anlagen ab Januar 2005 beträgt 1 % pro Jahr.

§7 regelt die Vergütung für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas. Anlagen mit einer Leistung von bis zu 500 kW erhalten 7,67 Cent pro kWh und bis 5 MW 6,65 Cent pro kWh. Strom aus Grubengas wird auch oberhalb von 5 MW mit 6,65 Cent pro kWh vergütet. Erhöhungen um 2,0 Cent pro kWh sind möglich, wenn der Strom mittels innovativer Verfahren (etwa Brennstoffzellen, Gasturbinen oder Stirling-Motoren) gewonnen wird. Für neu in Betrieb genommene Anlagen wird eine jährliche Degression von 1,5 % eingeführt. Die in §8 vorgesehene Vergütung für Strom aus Biomasse wird deutlich erhöht, die erste Vergütungsstufe (11,5 Cent pro kWh) beginnt jetzt bereits bei 150 kW und nicht wie bisher bei 500 kW (9,5 Cent pro kWh). Für neue Anlagen gilt eine degressive Mindestvergütung von jährlich 1,5 %, Zeitraum: 20 Jahre. Zudem erhöhen sich die Vergütungssätze um 2,5 bis 4 Cent pro kWh wenn der Strom ausschließlich aus für die Verwendung in Biogasanlagen bestimmten Pflanzen- und Pflanzenbestandteilen und/oder aus Gülle oder bestimmter Schlempe gewonnen wird. 2,5 Cent pro kWh mehr gibt es, wenn der Strom durch die Verbrennung von Holz gewonnen wird. Diese Sonderregelung soll die höheren Kosten beim Einsatz nachwachsender Rohstoffe berücksichtigen und nach weitgehender Ausschöpfung der Potenziale von Altholz und Bioabfällen neue Biomassebereiche erschließen. Weitere 2,0 Cent pro kWh mehr werden gezahlt, wenn der Strom im Sinne des KWKG erzeugt wird.

Strom aus Geothermie (§9 EEG) wird künftig ebenfalls differenzierter vergütet, die Leistungsklassen beginnen jetzt bereits bei 5 und 10 MW und nicht wie bisher erst bei 20 MW. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2010 in Betrieb gehen, erhalten eine Vergütung von zwischen 15 Cent pro kWh (bis 5 MW) und 7,16 Cent pro kWh (ab 20 MW) über einen Zeitraum von 20 Jahren. Die neu eingeführte Degression der Vergütung von 1 % pro Jahr gilt erst für Anlagen, die ab 2010 in Betrieb gehen. Laut § 10 wird Strom aus Windenergie an Land ebenfalls über einen Zeitraum von 20 Jahren vergütet, wobei Anlagen, die nach Inkrafttreten des Gesetzes im Jahr 2004 in Betrieb gegangen sind, mindestens fünf Jahre lang eine Anfangsvergütung von 8,7 Cent pro kWh und im Anschluss eine Basisvergütung

von 5,5 Cent pro Kwh erhalten. Damit sinkt der Anfangsvergütungssatz um 0,1 und der Basisvergütungssatz um 0,5 Cent pro Kwh. Die genaue Aufteilung der Zeiträume richtet sich nach dem so genannten Referenzertrag der Anlage. Anlagen, die nicht mindestens 60 % des Referenzertrags erzielen, werden künftig nicht mehr gefördert. Die Degression für neue Anlagen wird von bisher 1,5 auf 2 % erhöht. Vergütung für Strom aus Windenergie auf hoher See gilt eine 12-jährige Anfangsvergütung von 9,1 Cent pro Kwh, wenn sie bis 2010 in Betrieb gehen (bisher 2006), danach gibt es 6,19 Cent pro Kwh. Für jede über 12 Seemeilen hinausgehende Entfernung und für zusätzliche Wassertiefe verlängert sich der Zeitraum. Gefördert werden dabei nur Anlagen, die außerhalb von Natur- und Vogelschutzgebiete errichtet werden. Die Degression beginnt erst 2008. Die in §11 geregelte Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt 45,7 Cent pro Kwh. Wenn die Anlagen an oder auf einem Gebäude angebracht sind, gibt es zwischen 57,4 Cent/Kwh (30 kW) und 54,0 Cent/Kwh (ab 100 kW). Für integrierte Fassadenanlagen erhöht sich die Vergütung zusätzlich um 5 Cent/Kwh. Die Vergütung für Solarstrom erfolgt über 20 Jahre. Die Degression für neue Anlagen liegt ab dem 1. Januar 2005 bei 5 % pro Jahr, bei Anlagen, die nicht an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, ab dem Januar 2006 bei 6,5 % pro Jahr.

Bezüglich des bundesweiten Ausgleichs regelt § 14 EEG neu, dass die Übertragungsnetzbetreiber die in ihren Regelzonen aufgenommenen Strommengen zukünftig unverzüglich untereinander ausgleichen müssen. Zudem wird der EEG-Strom an die Versorger nicht mehr als gleichmäßiges Band sondern in einem der tatsächlichen Einspeisung angenäherten Profil weitergegeben. Zur Erhöhung der Transparenz gilt laut §15 EEG die Pflicht zur Veröffentlichung der Energiemengen und Vergütungszahlungen aufgegliedert nach den einzelnen Techniken der erneuerbaren Energieerzeugung. Zudem werden einheitliche Berechnungsmethoden vorgegeben, das Umweltministerium soll zusätzlich ein Anlagenregister schaffen. §16 weitet die Härtefallregelung für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes aus und hebt ihre zeitliche Befristung auf. Künftig fallen bereits Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 10 Gwh unter diese Regelung, zuvor galt eine Grenze von 100 Gwh. Das



Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung muss künftig nur noch 15 % und nicht mehr wie bisher 20 % überschreiten. Gleichzeitig ist aber eine Begrenzung des Gesamtlastungsvolumen vorgesehen. §18 sieht ein Doppelvermarktungsverbot vor. Laut §20 muss das Bundesumweltministerium dem Bundestag regelmäßig über die Wirkungen des EEG berichten, dazu können Netzbetreiber stichprobenartig verpflichtet werden, bestimmte für das EEG relevante Daten offen zu legen.

Im Juni 2006 hat das Bundeskabinett eine Änderung des EEG beschlossen (BR 16.6.2006), um die etwa 330 besonders stromintensiven Unternehmen und Bahnen stärker finanziell zu entlasten. Dazu sollen die Stromkostenanteile der von §16 EEG erfassten energieintensiven Unternehmen auf 0,05 Cent je Kwh begrenzt werden. Zudem sollen Unternehmen und privaten Stromverbrauchern nicht höhere Kosten in Rechnung gestellt werden als tatsächlich entstehen. Dazu wurden Anlagen- und Netzbetreiber sowie die Versorgungsunternehmen zur Mitteilung der für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben sowie teilweise auch zu deren Veröffentlichung im Internet und Meldung an die Bundesnetzagentur verpflichtet. Dieser sollen zugleich Aufgaben zur Überwachung des bundesweiten Ausgleichs übertragen werden.

Neben dem EEG gab und gibt es weitere relevante Förderprogramme zum Ausbau der erneuerbaren Energien, etwa das „Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien“, aus dessen Mitteln die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme aus erneuerbaren Energien unterstützt wird, das zwischen 1999 und 2003 gültige „100.000 Dächer-Solarstrom-Programm“, das die Errichtung von Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung förderte, und das KfW-CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramm, das die Finanzierung von Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung mit zinsgünstigen Darlehen fördert.

## ***8. Atomausstieg***

Schon im am 20. Oktober 1998 veröffentlichten Koalitionsvertrag wurde der Ausstieg aus der Kernenergienutzung zementiert. So heißt es in Kapitel IV, Abschnitt 3.2.: „Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie wird innerhalb dieser Legislaturperiode umfassend und unumkehrbar gesetzlich geregelt.“ Dazu legten die Parteien drei Schritte fest: (1) Änderung des Atomgesetzes (mit u.a.

Streichung des Förderzwecks, Beschränkung der Entsorgung auf direkte Endlagerung, Aufhebung der Atomgesetz-Novelle von 1998), (2) Energiekonsensgespräche und (3) nach Ablauf eines Jahres die Einbringung eines entsprechenden Gesetzes mit zeitlicher Befristung der Betriebsgenehmigungen. Gleichzeitig beschloss die Regierung u.a. die Erarbeitung eines nationalen Plans zur Entsorgung radioaktiver Abfälle, die ergebnisoffene Untersuchung aller möglichen Endlagerstandorte und die Schaffung von Zwischenlagern an allen Kernkraftwerksstandorten. Als Grundlage diente der Entwurf eines „Kernenergieausstiegsgesetzes“ des hessischen Umweltministeriums vom 29. Juni 1998 und ein Strategiepapier des niedersächsischen Umweltministeriums aus demselben Jahr. Beide sehen eine zeitlich gestaffelte Beendigung der wirtschaftlichen Nutzung der Kernenergie vor, bestehende atomrechtliche Genehmigungen sollten rückwirkend einer gesetzlichen Befristung unterworfen werden (Lippert 2002: 279). Gleichzeitig sah der hessische Gesetzesentwurf möglichst kurze Transportwege für radioaktiven Abfall (§4), die Verzehnfachung der Deckungsvorsorge-Höchstgrenze (§13) und die turnusmäßige Sicherheitsüberprüfung (§19a) der Anlagen auf Kosten der Betreiber vor.

Bis zum endgültigen Gesetzesentwurf und dem daraus folgenden Gesetz vergingen jedoch noch einige Monate, die vom federführenden Umweltministerium unter Führung von Jürgen Trittin vorgelegten Entwürfe wurden aufgrund des ausgeprägten Interesses mehrfach überarbeitet. Inmitten dieses Prozesses jedoch konnte die Regierung mit den Vertretern der vier größten deutschen Energieunternehmen E.ON, HEW (seit 1.1.2006 Vattenfall Europe), EnBW und RWE eine Vereinbarung zum Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie treffen (Bundesregierung 2000). Sie wurde am 14. Juni 2000 von allen Beteiligten unterschrieben, enthält jedoch nicht alle im Koalitionsvertrag vorgesehenen Eckpunkte. Die wichtigsten Regelungen: Die Laufzeiten der Atomkraftwerke werden auf 32 Jahre befristet. Daraus ergeben sich für alle noch aktiven Kernkraftwerke Reststrommengen, die „flexibel“ von ältere auf neue Kraftwerke übertragen werden können (Punkt II). Die Wiederaufarbeitung als Entsorgungsweg ist nur noch bis zum 1. Juli 2005 zulässig. An den AKW-Standorten entstehen Zwischenlager, was die Zahl der Atomtransporte um bis zu

zwei Drittel reduziert. Gleichzeitig wird der Bau des Endlagers Gorleben gestoppt (Punkt IV). Die Sicherheitsstandards bleiben davon unangetastet: „Während der Restlaufzeiten wird der von Recht und Gesetz geforderte hohe Sicherheitsstandard weiter gewährleistet.“ (Bundesregierung 2000: Punkt III Abs. 1) Im Entsorgungsbereich sieht die Vereinbarung klare Regelungen vor: Die Energieversorger verpflichten sich, so zügig wie möglich Zwischenlager an den Standorten ihrer Atomkraftwerke zu errichten, um Transporte abgebrannter Brennelemente in die Zwischenlager Ahaus und Gorleben zu vermeiden. Transporte zur Wiederaufarbeitung nach La Hague (Frankreich) und Sellafield (Großbritannien) sind nur noch bis zum 1. Juli 2005 erlaubt. Da die gebrauchten Brennelemente aufgrund erheblicher Nachwärme vor ihrer Endlagerung mehrere Jahrzehnte in Zwischenlagern deponiert werden müssen, wird ein Endlager erst im Jahr 2030 benötigt. Bis dafür verbindlich ein Auswahlverfahren festgelegt wurde, werden keine neuen Standorte ausgewählt oder erkundet. Hinzu kommen Regelungen zur Beschäftigungssicherung (Punkt VI) und Monitoringvorschriften (Punkt VII). Zudem kündigt die Regierung darin an, auf Grundlage der vereinbarten Eckpunkte einen Entwurf zur Novelle des Atomgesetzes vorzulegen (Punkt V), der den Inhalt der Vereinbarung umsetzt und die Einführung eines gesetzlichen Neubauverbots für Atomkraftwerke und eine gesetzliche Verpflichtung zur Errichtung und Nutzung standortnaher Zwischenlager beinhaltet (Bundesregierung 2000: Anlage 5).

In der vom Bundestag im Dezember 2001 verabschiedete Novellierung des Atomgesetzes (AtomG n.F.) wurde einige Monate später die mit den Vertretern der Energiewirtschaft getroffene Vereinbarung legislativ umgesetzt. Der Förderzweck wurde durch den Beendigungszweck ersetzt (§1 Nr. 1), wobei auch festgelegt wird, dass der geordnete Betrieb bis zum Beendigungszeitpunkt sicherzustellen ist. Gleichzeitig werden die Errichtung von und die Betriebsgenehmigungserteilung für neue Kernkraftwerke verboten (§7 Abs. 1, Satz 2). §7 regelt zudem, wann die Betriebsgenehmigungen für bestehende Kernkraftwerke erlöschen, dann nämlich wenn die in Anlage 3, Spalte 2, zum neuen Atomgesetz pro Kraftwerk festgelegte Energieerzeugungsmenge erreicht wurde. Ebenso finden an dieser Stelle Regelungen für die Übertragung von

Strommengen von alte auf neue Kraftwerke Eingang in die Gesetzesnovelle. In §9a wird die Entsorgung genutzter Brennelemente auf die direkte Endlagerung beschränkt, Transporte in Wiederaufarbeitungsanlagen dürfen nur noch bis 1. Juli 2005 genehmigt werden. Gleichzeitig gibt es die Pflicht, standortnahe Zwischenlager zu errichten und zu nutzen. Wie geplant erhöht der Gesetzgeber auch die Deckungsvorsorge von 500 Millionen DM auf 2,5 Milliarden Euro (§13, Abs. 3). Schließlich sieht §19 eine periodische Sicherheitsüberprüfung vor, die jeweils den aktuelle Sicherheitsstandard manifestieren soll.

Die oben beschriebene Situation ist die momentan gültige, allerdings haben sich die politischen Rahmenbedingungen geändert. Seit September 2005 wird Deutschland von einer Großen Koalition aus SPD und CDU/CSU regiert und selbst wenn man sich im Koalitionsvertrag auf den Bestand der Regelungen zum Atomausstieg einigte<sup>110</sup>, kann eine Umkehr zum heutigen Zeitpunkt nicht vollkommen ausgeschlossen werden. Ohnehin hat es europa- und weltweit nicht viele Nachahmer gegeben: Zwar beschloss Schweden schon Anfang der 80er Jahre den Ausstieg, gesetzliche Fristen wurden aber bis heute nicht erlassen. Belgien, Österreich, die Niederlande, Italien und Spanien haben ebenfalls ihre generelle Bereitschaft dazu geäußert, ohne konkrete Schritte in Angriff zu nehmen (Preuß 2005: 102, Morris 2005: 70). Es gibt allerdings auch gegenteilige Tendenzen. So beschloss Finnland im September 2005 den ersten Reaktorneubau in Europa nach Tschernobyl, Block 3 des Kernkraftwerks Olkiluoto auf der gleichnamigen westfinnischen Ostseeinsel wird ab 2009 Strom erzeugen. Mit einer Leistung von 1600 MW wird der neuartige Druckwasserreaktor das leistungsstärkste Atomkraftwerk der Welt sein (Spiegel 47/05: 122). Auch in Frankreich und Polen gibt es ähnliche Überlegungen. Gemeinhin könnte man also von der „Renaissance“ (Hennicke et al. 2005: 39) der Atomenergie sprechen - inwiefern Deutschland sich diesem Trend entziehen kann, bleibt abzuwarten. Momentan jedoch wird alles daran gesetzt, die durch den Atomausstieg fehlenden Erzeugungskapazitäten - immerhin 30 % bis 2025 - durch den Ausbau

---

<sup>110</sup> Punkt 5.1. der Vereinbarung: „Zwischen CDU, CSU und SPD bestehen hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung unterschiedliche Auffassungen. Deshalb kann die am 14. Juni 2000 zwischen Bundesregierung und Energieversorgungsunternehmen geschlossene Vereinbarung und können die darin enthaltenen Verfahren sowie für die dazu in der Novelle des Atomgesetzes getroffene Regelung nicht geändert werden.“

erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung sowie durch die forcierte Stromeinsparung bzw. Steigerung der Energieeffizienz zu substituieren.

## **V. Perspektiven**

### ***9. Stromversorger: Aktuelle Entwicklungen und Perspektiven***

#### **9.1 Die Verbundunternehmen**

Die von Deutschland gewählte maximalistische Umsetzung der europäischen Energiebinnenmarkttrichtlinie hat seit 1998 zu radikalen Umwälzungen in der deutschen Energiewirtschaft geführt. Zwar ist das zunächst befürchtete große „Stadtwerkesterben“ ausgeblieben und nur einige wenige ausländische Unternehmen haben bisher den Zugang zu den deutschen Stromkunden gefunden, dennoch hat sich durch Zusammenschlüsse, Querbeteiligungen und Fusionen die Konzentration im deutschen Energiemarkt erhöht. „Priorität scheint eher die Stabilisierung einer Landschaft zu sein, in der drei oder vier große deutsche Energieversorger dominieren, die ausreichend groß sind, um ihren Rang in Deutschland, Europa bzw. darüber hinaus auf internationaler Ebene zu erhalten“ (Heuraux 2004: 69). Das aus den insbesondere zu Beginn der Liberalisierungsphase vollzogenen Fusionen entstandene Verbundunternehmen-Oligopol aus RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW verfügt derzeit über eine massive Marktmacht. Die Konzentration der Unternehmensführungen auf die lukrativsten Kerngeschäftsteile - Versorgung mit Strom, Gas und Wasser - und die damit verbundene Abstoßung von Entsorgungs-, Chemie- oder Hoch- und Tiefbausparten hat bei dieser Entwicklung eine große Rolle gespielt. Dabei verlieren die Konzerne auch nicht die europäische Ausrichtung aus den Augen, die Beschränkung auf den heimischen Markt scheint im Sinne der Erlangung einer kritischen Unternehmensgröße immer wichtiger. „2002 fanden weltweit 424 Käufe und Fusionen zwischen Strom und Gasversorgern für insgesamt 85 Milliarden Dollar statt, mit einer starken Tendenz in Richtung Gassektor und hauptsächlich nationalen Transaktionen - die 9 wichtigsten fanden in Europa statt, davon 3 in Deutschland“ (ebd.: 75). Zu den wichtigsten Zukäufen gehören Thames Water und Innogy in Großbritannien und American Water Works in den USA durch RWE zwischen 2000 und 2002 (Wiederverkauf der reinen Wasserversorger durch Fokussierung auf Strom und Gas aber geplant), Powergen in Großbritannien und USA und Sydkraft sowie Gräninge in Schweden durch

E.ON zwischen 2001 und 2003 und Hidrocantabrico in Spanien durch EnBW in 2002 (Wiederverkauf im Juli 2004 aufgrund mangelnder langfristiger Marktsynergien). Während RWE momentan hauptsächlich das zentrale Osteuropa als attraktiven Markt fokussiert und Beteiligungen in Ungarn und der Tschechischen Republik eingegangen ist, schaut E.ON eher Richtung Südeuropa und plant momentan eine „Elefantenhochzeit“ mit dem größten spanischen Versorger Endesa. Für 29,1 Milliarden Euro - das ist mehr als die Hälfte des Umsatzes im Jahr 2005 - will das Düsseldorfer Unternehmen alle Endesa-Aktien kaufen und zum weltweit größten Anbieter von Strom und Gas werden. Allerdings ist die spanische Regierung mit den Übernahmeplänen nicht einverstanden und hat E.ON durch ihre nationale Energiekommission CNE mit diversen Auflagen belegt. So sollen unter anderem knapp 7600 MW der Erzeugungskapazität von Endesa in Spanien abgeben werden, was 30 bis 35 % der Endesa-Kapazität in Spanien beziehungsweise 40 % der Stromproduktion des spanischen Konzerns in seinem Heimatland ausmacht (strom-magazin.de 2006h). Dagegen hat E.ON Beschwerde eingelegt. Der Ausgang war zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit<sup>111</sup> noch offen.

Zusätzlich zur Expansion im In- und Ausland sind die Stromversorger dabei, ihre internen Strukturen den neuen Markterfordernissen anzupassen und ihre Kosten zu senken. Ganz abgesehen von der in der Beschleunigungsrichtlinie vorgesehenen Trennung („Unbundling“) von Erzeugung und Vertrieb und der damit verbundenen Veränderung der Unternehmensstrukturen, wurden Kosteneinsparungsprogramme aufgelegt, um die Produktivität zu steigern und die Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen. Damit realisierte RWE zwischen 1999 und 2004 Einsparungen von etwa 2,3 Milliarden Euro, Vattenfall von etwa 500 Millionen Euro (Heuraux 2004: 71). Kernelemente sind Personalkürzungen, die Zusammenlegung bestimmter Tochterunternehmen, der Verkauf von Beteiligungen oder die Stilllegung unrentabler Erzeugungsstandorte. Wichtig erscheint in diesem Zusammenhang auch die Investition in Netze und damit die Versorgungssicherheit. Sie bedingt langfristige und teure Investitionen in den Ausbau der Netze oder die Neuerrichtung von Kraftwerken. Immer wieder wird

---

<sup>111</sup> September 2006

das von den Versorgern auch als Druckmittel im Widerstand gegen unliebsame politische Entscheidungen - etwa die seit Juni 2006 durch die Bundesnetzagentur vorgenommene Kürzung der Netznutzungsentgelte oder deren ebenfalls im Sommer 2006 vorgelegten Vorschlag eines Modells zur Anreizregulierung<sup>112</sup> - genutzt. Insgesamt sanken die Investitionen von 5,3 Milliarden Euro im Jahr 1998 (strom.de 1999) auf 4 Milliarden Euro im Jahr 2002. Im Jahr 2004 wurden 3,9 Milliarden Euro investiert, das Investitionsvolumen von 2006 bis 2020 beträgt 40 Milliarden Euro (strom.de 2003). Auch die zu Beginn der Liberalisierung gestarteten bundesweiten Stromvertriebsaktivitäten wurden aufgrund mangelnden Interesses von Seiten der Verbraucher nach nur wenigen Monaten zum größten Teil wieder eingestellt. So ließ beispielsweise RWE den im September 1999 mit großem Marketingaufwand gestarteten Vertrieb seiner Marke „Avanza“, die es kurzzeitig sogar in Kaufhäusern wie Hertie oder Karstadt gab, bis Mitte 2001 sang und klanglos einstellen. Die zu den bekanntesten Stromversorgern in Deutschland zählende Yello Strom GmbH (Bekanntheitsgrad 78 % laut stern.de 2006) gehört zur Karlsruher EnBW und erhielt vom Mutterkonzern im Juli 2003 das Ultimatum, bis 2005 die Gewinnzone zu erreichen, was zu massiven Preissteigerungen und Reduzierungen des Werbebudgets führte und letztlich sogar schon 2004 zum Ziel führte. Seither gibt es Yello zwar noch, deren Strompreise sind jedoch längst nicht mehr so günstig, wie noch vor 3 Jahren.

Die steten Konzerngewinne haben die Kassen insbesondere der großen deutschen Versorgungsunternehmen prall gefüllt, so dass weitere Übernahmen und Beteiligungen nicht ausgeschlossen sind. Der bereits erwähnte geplante Zusammenschluss von E.ON und Endesa gibt einen Hinweis auf die Größenordnung der Transaktionen, die mittlerweile eine globale Tragweite bekommen haben. Daher sind auch für die Zukunft weltweit weitere Beteiligungen und ein Ausbau der Marktmacht zu erwarten. Haben sie in den letzten Jahren hauptsächlich den Strombereich betroffen, so wird der unbeschränkte Zugang zum Energieträger Gas im Sinne des Ausbaus der Versorgungssicherheit immer mehr ins Zentrum des Interesses rücken. Ein Indiz dafür ist die von nahezu allen großen Versorgern verfolgte Beteiligung an der vom

---

<sup>112</sup> Details in Kapitel 10.3 dieser Arbeit.



russischen Gasriesen Gazprom geplanten 1200 Kilometer langen Gaspipeline durch die Ostsee bis nach Greifswald, die ab 2010 russisches Gas nach Europa leiten soll. Generell erscheint es rückblickend am effektivsten für die Versorger, sich den Zugang zu Märkten außerhalb des Heimatmarktes über Beteiligungen oder den kompletten Erwerb dort ansässiger Unternehmen zu sichern. Denn da die Liberalisierung europaweit unterschiedlich fortgeschritten ist und die komplette Öffnung der Energiemärkte auch erst 2007 endgültig verbindlich wird, gestaltet sich der Zugang zu ausländischen Kunden nach wie vor schwierig.

## **9.2 Die kommunalen Versorger**

Auch wenn das zu Beginn der Liberalisierung befürchtete „Stadtwerkesterben“ nachweislich ausgeblieben ist, so hat sich seit 1998 dennoch die Struktur der knapp 900 kommunalen und regionalen Versorger in Deutschland geändert. Wie bereits in den Kapiteln 4.3 und 4.4 erläutert, haben viele Städte Beteiligungen an den Regionalversorgern an große oder internationale Unternehmen verkauft, so dass sich insbesondere das Kapitalbild veränderte. Andere Stadtwerke haben für bestimmte Bereiche Kooperationen vereinbart, sie arbeiten etwa in der Energiebeschaffung zusammen oder verfolgen in jüngster Zeit vermehrt gemeinsam eine Upstream-Erweiterung durch den Aufbau eigener Erzeugungsbzw. Speicherkapazitäten. Zudem sind unternehmensübergreifende Aktivitäten zur Optimierung des Netzbetriebs erkennbar, mit einem Trend zur Bildung gemeinsamer Netzservicegesellschaften (VKU et al. 2005). Wiederum andere haben die Strukturen eines zu 100 % geöffneten Strommarktes von Beginn an genutzt, um ehemals auf eine Region beschränkte Produkte bundesweit anzubieten und dadurch eine kritische Masse zu erreichen. Auch beim Einkauf von Strom und Gas im Falle oftmals nicht ausreichender eigener Erzeugungskapazitäten sind die meisten regionalen Versorger dazu übergegangen, die Möglichkeiten der Liberalisierung zu nutzen und ihren Strom- und Gasbedarf bei den am Markt günstigsten Versorgern zu decken. Da damit zumeist nicht eine Senkung der Endkundenpreise einher ging, konnten die Gewinnmargen deutlich erhöht werden. Langfristige Lieferverträge mit den Verbundunternehmen stellten dabei zunächst ein Hindernis dar, deren Anwendung wurde jedoch durch das

Bundeskartellamt Anfang 2006 untersagt<sup>113</sup>. Zutraglich für die überwiegend rentabilitätssteigernde Entwicklung der regionalen Versorger war und ist das Wechselverhalten der Endkunden. Mit einer bundesweiten Wechselquote von knapp 5 % halten die meisten Strom- und Gaskunden ihren heimischen Versorgern die Treue, und dass obwohl sie seit 2004 stetig mit Gas- und Strompreissteigerungen konfrontiert werden. Über die Gründe kann nur spekuliert werden, aussagekräftige oder gar wissenschaftlich fundierte Informationen dazu liegen bisher nicht vor. Vermutlich spielen der Wunsch nach einer zuverlässigen Energieversorgung eine ebenso große Rolle wie die „regionale Identität“ (Heuraux 2004: 162) und der Respekt vor den Unternehmen, die regional oftmals zu den größten Arbeitgebern gehören und auch als Auftraggeber für andere wirtschaftliche Unternehmen in der Region fungieren. Hinzu kommt, dass sich die Preise der Konkurrenz seit dem Abebben der ersten Liberalisierungseuphorie 2001 kaum noch von den regionalen Angeboten unterscheiden und sich ein - nach wie vor von den Verbrauchern als aufwändig eingeschätzter - Wechsel des Stromanbieters kaum noch zu lohnen scheint. Dass sich die Verbraucher damit selbst quasi ihrer Macht berauben, weil die Stadtwerke aufgrund konstanter Kundenzahlen nicht gezwungen werden, die Preise zu senken, scheint den meisten Verbrauchern nicht bewusst oder nicht wichtig genug zu sein, was vielleicht auch daran liegt, dass die Stromkosten nur einen geringen Teil des Familienbudgets ausmachen. Zudem ist offensichtlich auch das Komplett-Angebot aus Gas, Strom und Wasser für die meisten Kunden attraktiver, als für alles einen separaten Vertrag mit unterschiedlichen Anbietern abschließen zu müssen. Die geografische Nähe zu den Endkunden im eigenen Versorgungsgebiet kann als weiterer Vorteil gewertet werden, wobei auch nicht unerwähnt bleiben sollte, dass viele Regionalversorger ihre Attraktivität auch mit Bonus- oder Stammkundenprogrammen gesteigert haben. Generell ist allerorten die Dienstleistung am Kunden in den Vordergrund gerückt, weshalb die meisten Verbraucher mit ihren angestammten Versorgern zufrieden zu sein scheinen.

Aber auch wenn sich die regionalen Versorger in den vergangenen Jahren keine schlechte Ausgangslage für ein weiteres Bestehen im Wettbewerb erarbeitet

---

<sup>113</sup> Details in Kapitel 5.2. dieser Arbeit

haben, so werden sie zukünftig neue Herausforderungen meistern müssen. Es ist zu erwarten, dass die Wirkungsintensität externer Einflussfaktoren (Energie- und Rohstoffpreise) und der energie-, wettbewerbs- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen zunehmen und die Regulierung weiter verschärft wird. Eine vom VKU 2005 durchgeführte Studie „Stadtwerk der Zukunft - Perspektiven kommunaler Energieversorgung 2010/2015“ (VKU et al. 2005) analysierte zentrale Einflussfaktoren der kommenden Jahre und erstellte daraus 4 alternative Szenarien für den Energiemarkt der Zukunft und die daraus resultierenden Strategieoptionen für kommunale EVU unterschiedlicher Größe und Wertschöpfungstiefe. Die Autoren gehen insgesamt davon aus, dass die Energiepolitik der kommenden Jahre eine sehr stark europäische Ausprägung haben wird. Im ersten Szenario „Rohstoffkrisen als Treiber der Energiemärkte“, das von extrem steigenden Rohstoffpreisen durch politische Instabilitäten und Naturkatastrophen ausgeht und daher hohe Wechselraten und sinkende Margen im Endkundengeschäft impliziert sowie weiter sinkende Netznutzungsentgelte, werden sich die Stadtwerke zu kommunalen Konzernen zusammenschließen, bzw. Nischen im Bereich der dezentralen Erzeugung besetzen um wettbewerbsfähig zu bleiben. Das zweite Szenario „Der Energiemarkt im entfesselten Spiel der Kräfte“ sieht eine geringe Einflussnahme des Staates auf wirtschaftliches Handeln im Energiemarkt vor, in dem Subventionen ebenso abgebaut werden wie regulatorische Schutzmechanismen für kleine Netzbetreiber. Daher führt etwa die Ausweitung des Unbundling zu steigenden Kosten, was kleine Versorger eventuell zur Geschäftsaufgabe zwingt. Fehlende staatliche Förderung führt außerdem dazu, dass dezentrale Erzeugungsanlagen und erneuerbare Energien nicht weiter ausgebaut werden. Im Endkundenmarkt gilt ausschließlich das Prinzip von Angebot und Nachfrage, er ist sehr dynamisch und weist hohe Wechselraten auf. Die einzige Chance für Stadtwerke, dem erhöhten Bedarf an Effizienz und Know-how gerecht zu werden, liegt im Zusammenschluss zu kommunalen Konzernen. Szenario 3 „Ökologisierung und Regulierung“ weist eine massive Einflussnahme des Staates auf den Energiemarkt, unter Nutzung klimaschutzpolitischer und regulatorischer Instrumente auf. Die Regulierung erreicht ihre maximale Ausprägung, woraufhin sich die Mehrzahl der kommunalen EVU von Erzeugung,

Handel und Vertrieb trennt und sich auf die Rolle als Netzbetreiber konzentriert. Die 2015 aktiven Marktteilnehmer agieren somit auf unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen, von den Stadtwerken des Jahres 2005 gibt es nur noch Fragmente. Charakteristisch für das vierte Szenario „Beruhigte Märkte“ ist eine geringe Marktdynamik nach den Liberalisierungswellen von 1998 und 2006, die Angebote der EVU sind im Endkundenmarkt hinsichtlich Preis und Leistung nahezu identisch, weshalb es wenig Interesse am Markt gibt. Der mangelnde Marktdruck ermöglicht es den Stadtwerken, ihre Kostenstrukturen durch effizienzsteigernde Maßnahmen weiter zu verbessern, wobei Nicht-Kerngeschäftsbereiche wie z. B. Abrechnung an externe Dienstleister ausgelagert werden. An Bedeutung haben die kommunalen Versorger dadurch nicht verloren.

Insgesamt betrachtet entziehen sich also die meisten zukünftigen Entwicklungstendenzen der Beeinflussbarkeit durch die kommunalen Unternehmen. Wird die Regulierung weiter verschärft und etwa ein für alle Unternehmen verbindliches Unbundling der Geschäftsbereiche vorgeschrieben (bisher sind Unternehmen mit weniger als 100 000 Kunden davon ausgeschlossen), muss mit einer Verschlechterung der Kostenstrukturen gerechnet werden. Auch geht die Tendenz momentan zu weiter sinkenden Netznutzungsentgelten, weshalb Erfolge bzw. Misserfolge bei Erzeugung, Handel und Vertrieb die Unternehmensergebnisse der Zukunft maßgeblich prägen werden. Dennoch bescheinigt die Studie den kommunalen Unternehmen unabhängig von ihrer Größe eigenständige strategische Handlungsoptionen. Auch bei komplexer werdenden Markt- und Umfeldbedingungen wird es Entscheidungsalternativen zur vertikalen Integration geben, da von großen Playern dominierte Märkte immer auch Marktchancen für Nischenstrategien bieten, „sofern diese systematisch entwickelt und mit hoher Professionalität betrieben werden“ (VKU et al. 2005). Aufgabe für alle kommunalen Versorger muss es daher sein, die Effizienz in allen Prozessen, Organisations- und Mitarbeiterstrukturen zu steigern. Gleichzeitig sollten sie ihren privilegierten Zugang zum Endkunden durch Verbrauchernähe und Kundenkontakt verstärken, in eigene Erzeugungskapazitäten investieren und ihre Kompetenzen im Energiehandel (Trading) erweitern (Heuraux 2004: 83).

## ***10. Perspektiven für mehr Wettbewerb***

Die vorangegangenen Ausführungen haben schon gezeigt, dass trotz sofortiger 100-prozentiger Umsetzung der Energiebinnenmarkttrichtlinie durch Deutschland der Wettbewerb im deutschen Strommarkt kaum zu den gewünschten Erfolgen - niedrigere Preise, größere Anbietersauswahl - geführt hat. Zwar sind die Preise zwischen 1998 und 2000 in der ersten Liberalisierungseuphorie insbesondere für Industrie- und Geschäftskunden gesunken, seither ist jedoch ein stetiger Anstieg zu erkennen. Von Seiten der Stromwirtschaft wird das mit gestiegenen staatliche Abgaben, den Zusatzkosten durch den Emissionshandel und massiv verteuerten Großhandelspreise begründet (VDEW online 26.4.2006). Verbraucherschützer führen indes die Marktmacht des Oligopols an. Ihr Vorwurf: Mit Manipulationen an der Strombörse und überhöhten Netznutzungsentgelten soll der Wettbewerb bewusst verhindert werden. Nachfolgend werden die drei wesentlichen Perspektiven für mehr Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt beschrieben.

### **10.1 Preismanipulation mit mehr Transparenz vorbeugen**

VIK-Geschäftsführer Alfred Richmann äußerte im Juli 2005 die Vermutung, dass die vier großen Versorger die Strommengen künstlich verknappen und mit gezielten Zu- und Verkäufen im von ihnen dominierten Erzeugungsmarkt die Preise nach oben treiben (strom-magazin.de 2005c). Zudem werden auch die bisher kostenlos zugeteilten Kohlendioxidzertifikate in die Berechnung der Kosten einbezogen. Zuvor waren die Preise am Terminmarkt der Leipziger Strombörse (EEX) von knapp 32 Euro pro Mwh Ende 2004 auf etwa 43 Euro pro Mwh im Juli 2005 gestiegen. Auch der damalige Umweltminister Jürgen Trittin hielt diesen Vorwurf für nachvollziehbar (strom-magazin.de 2005d), so dass das Bundeskartellamt im August 2005 Ermittlungen aufnahm. Obwohl die Energiewirtschaft die Vorwürfe zurück wies - „Strompreise unterliegen den Regeln von Angebot und Nachfrage und den Bedingungen der weltweiten Brennstoffmärkte“ (strom-magazin.de 2005e) - reagierten die vier großen Stromunternehmen gemeinsam mit der Europäische Strombörse in Leipzig mit einer „Transparenzoffensive“. Seit Mitte April 2006 veröffentlichen EnBW, E.ON Energie, RWE Power und Vattenfall Europe die Betriebsdaten ihrer deutschen Kraftwerke auf der Internetseite der EEX ([www.eex.de](http://www.eex.de)), um die Informationen zu

den Transaktionen auf dem Großhandelsmarkt für alle Marktteilnehmer gleichmäßig zugänglich zu machen. Zusätzlich zu den installierten Kraftwerkskapazitäten in Deutschland werden die täglich verfügbaren Erzeugungskapazitäten, aufgeschlüsselt nach Energieträgern, und im Nachhinein die stündlich erzeugten Strommengen dargestellt. Ein probates Mittel, die Kritiker verstummen zu lassen, wie sich in den letzten Monaten zeigte. Eine endgültige Einschätzung des Bundeskartellamts steht allerdings noch aus. Dass der Verdacht auf Absprachen indes nicht von der Hand zu weisen ist, zeigte sich im Frühsommer 2006 erneut. In Mai und Juni 2006 durchsuchten Fahnder der EU-Kommission und des Bundeskartellamts überraschend die Zentralen der größten deutschen Energiekonzerne und beschlagnahmten Unterlagen, Datenträger sowie Computer. Die EU-Kommission vermutet die Existenz von Vereinbarungen zur Marktaufteilung zwischen den großen Versorgern. So sollen RWE und E.ON vereinbart haben, die gegenseitigen traditionellen Liefergebiete zu respektieren und sich gegenseitig keine Konkurrenz zu machen. Der Verdacht konnte bisher nicht endgültig ausgeräumt werden, die Untersuchung der EU-Kommission läuft noch.

## **10.2 Netznutzungsentgelte senken**

Bewegung ist seit Sommer 2006 auch in die seit Jahren als überhöht geltenden Netznutzungsentgelte gekommen. Bedingt durch den in Deutschland praktizierten verhandelten Netzzugang gab es bis zur Einsetzung der Regulierungsbehörde im Jahr 2005 keinerlei Möglichkeit, die von den Netzbetreibern in Rechnung gestellten Gebühren zur Nutzung der Netze - ein wesentlicher Faktor bei der Kalkulation für Strompreise in fremden Netzgebieten - vorab zu reglementieren. Aus diesem Grund gilt die Nutzung der deutschen Stromnetze seit Jahren als sehr teuer, was durch Verbraucherverbände, Verbände unabhängiger Stromanbieter, die nationale und auch die europäische Politik immer wieder als Hauptthemen für mehr Wettbewerb im deutschen Strommarkt ausgemacht wurde. Ein von VIK und BNE in Auftrag gegebenes Gutachten kam Ende November 2005 zu dem Schluss, dass die deutschen Stromkunden seit 2001 mehr als eine halbe Milliarde Euro zu viel an Netzentgelten bezahlt haben. Dem Gutachten zufolge sind die Netznutzungsentgelte der vier großen Übertragungsnetzbetreiber RWE, Vattenfall,

E.ON und EnBW in den zurückliegenden 5 Jahren ungerechtfertigt um 37 % gestiegen, die deutschen Übertragungsnetzentgelte liegen um mehr als 100 % über dem Niveau anderer europäischer Netze (VIK et al. 2005). Von der im neuen EnWG vorgesehenen Genehmigung der Netzentgelte durch die Bundesnetzagentur (oder bei Unternehmen mit weniger als 100 000 Kunden durch die Landesregulierungsbehörden) verspricht man sich eine beachtliche Besserung der Situation - und wurde bisher (zumindest theoretisch) nicht enttäuscht. Bei der Genehmigung der Netzentgelte von Vattenfall erkannte die Bundesnetzagentur im Juni 2006 knapp 18 % der beantragten Durchleitungskosten nicht an. Kürzungen ergaben sich aus der Prüfung des Sachanlagevermögens und der darauf aufbauenden Eigenkapitalverzinsung, der Kosten für die Veredelung regenerativer Energien sowie der Kosten für Verlustenergie (Bundesnetzagentur online 2006a). In den Anfang Juli an EnBW und RWE verschickten Genehmigungsbescheiden verfügte die Bundesnetzagentur eine Kürzung der von den Netzbetreibern geltend gemachten Kosten um 8 bzw. 9 %. Hierbei waren insbesondere die Angaben in den Bereichen Anlagevermögen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer ausschlaggebend (Bundesnetzagentur online 2006d). Inwieweit diese Kürzungen jetzt auch Auswirkungen auf den Endverbraucherstrompreis haben, ist aufgrund der Aktualität der Entscheidung zum Zeitpunkt der Abgabe dieser Arbeit noch nicht klar. Auch ist über die von den betroffenen Netzbetreibern gegen die Entscheidung eingelegten Klagen noch nicht entschieden, jedoch scheint eine erste Tendenz zu ihren Ungunsten erkennbar. Denn das Oberlandesgericht Düsseldorf lehnte Ende Juli 2006 den Antrag von Vattenfall auf eine aufschiebende Wirkung des Bescheids im Beschwerdeverfahren ab, weil es keine ernstlichen Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Verfügung hegt und deren Vollziehbarkeit für das Unternehmen keine unbillige, nicht durch überwiegende öffentliche Interessen gebotene Härte zur Folge hat (strom-magazin.de 2006g). Der Chef der Bundesnetzagentur Matthias Kurth geht davon aus, dass auch die Verbraucher von den Netzentgeltsenkungen profitieren - 10 % Kürzung der Netznutzungsentgelte machen 3,3 % des Endkundenpreises aus (strom-magazin.de 2006i). Die Drohungen der Stromkonzerne, bei tatsächlicher Senkung der Netzentgelte nicht wie geplant in

die Versorgungssicherheit investieren zu können, wertet er als „diffuse Stimmungsmache“. Seiner Meinung nach können überhöht angesetztes Vermögen und nicht nachgewiesene Kosten schon aus logischen Gründen nicht erforderlich sein, um Investitionen in die Zukunft zu gewährleisten (strom-magazin.de 2006g).

### **10.3 Anreizregulierung in geplanter Form durchsetzen**

Weiteren Schwung in den Wettbewerb soll auch die für Januar 2008 geplante Einführung einer Anreizregulierung bringen, deren Konzept von der Bundesnetzagentur ausgearbeitet wurde (Bundesnetzagentur 2006c). Es liegt seit Ende Juni 2006 beim Wirtschaftsministerium und bildet die Grundlage für den Entwurf einer Rechtsverordnung zur Anreizregulierung, der momentan erarbeitet wird. Die Verordnung, die dann der Zustimmung des Bundesrates bedarf, ist zentraler Bestandteil des neuen EnWG und soll Wettbewerbsprozesse simulieren und damit die Effizienz der Strom- und Gasunternehmen steigern. Dabei soll die Anreizregulierung die sich momentan an den Kosten des Netzbetriebs orientierende Regulierung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen ablösen und den Netzbetreibern zusätzliche Anreize geben, ihre Kosten zu senken und die Effizienz des Netzbetriebs zu steigern. Dazu werden den Unternehmen mehrere Jahre lang feste Erlösobergrenzen gesetzt und die Kosten von den Erlösen getrennt. Der „Anreiz“ entsteht dadurch, dass die Unternehmen Gewinne, die durch Senkung der Kosten unter dem vorgegebenen Erlöspfad entstehen, behalten können. Das soll ihnen Planungssicherheit geben, da die Regulierung nicht länger in die Details der Unternehmensführung eingreifen muss. Dabei soll für alle Unternehmen eine generelle Effizienzsteigerungsrate um 2 % gelten. Vorgesehen sind zwei Perioden von je 3 bis 5 Jahren mit Erlösobergrenze („Revenue Cap“), als deren Orientierungsmaßstab die effizientesten Unternehmen der Branche dienen. Ab der dritten Regulierungsperiode soll es dann eine „Yardstick“-Regulierung geben, bei der die Erlösobergrenzen alle 2 Jahre ausschließlich nach Vergleichsmaßstäben festgelegt werden. Zusätzlich dazu sollen in der ersten Regulierungsperiode Qualitätsunterschiede bei Versorgungssicherheit und Kundenservice durch ein Bonus/Malus-System honoriert werden. Ein Effizienzvergleich durch komplementäres Benchmarking soll zudem Qualität und Kosteneffizienz in



„bester internationaler Praxis“ integrieren, bewerten und gesamtwirtschaftlich optimieren. Grundsätzlich will sich die Bundesnetzagentur dann auf eine Methodenregulierung konzentrieren und Einzelfallprüfungen auf ein Minimum beschränken (ebd.).

Das Wirtschaftsministerium hat sich bisher noch nicht zum Thema Anreizregulierung geäußert, an Reaktionen aus der Stromwirtschaft und den dazugehörigen Verbänden mangelt es indes nicht. VDEW und VDN implizieren bei einer Umsetzung des Vorschlags in der vorgesehenen Form eine sofortige radikale Kostenabsenkung bei etwa der Hälfte der deutschen Energieunternehmen, in deren Folge geplante Investitionen überdacht oder Personalkürzungen vorgenommen werden müssen (strom.de 2006d). Auch der BGW sieht viele Netzbetreiber durch die ehrgeizigen Effizienzvorgaben in ihrer Existenz gefährdet, strukturelle Unterschiede und unternehmensindividuelle Investitionszyklen der Netzbetreiber würden zudem nicht ausreichend beachtet (BGW online 2006). Kunden- und Verbraucherverbände indes fordern eine stärkere und schnellere Absenkung der Erlöse, da die Rationalisierung ansonsten in erster Linie durch Personalabbau vollzogen wird. Wie letztlich die Verordnung im Detail aussehen wird und ob sie 2008 pünktlich startet, kann zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abgeschätzt werden. Um die Umsetzung des Systems zu gewährleisten, muss die entsprechende Verordnung mindestens 6 Monate zuvor in Kraft treten, was voraussetzt, dass der Bundesrat ungefähr im April 2007 zustimmt. Das erscheint sehr ehrgeizig, wenn man bedenkt, wie lange der legislative Prozess ähnlich gelagerter Entscheidungen bisher in Anspruch nahm. Sicherlich werden die Energieunternehmen erfahrungsgemäß ausreichend Gelegenheit bekommen, sich in den Prozess einzubringen. Allerdings verfügt auch die Bundesnetzagentur über eine starke Position, die das Wirtschaftsministerium in seine Überlegungen einbeziehen muss.

#### **10.4 Zusammenfassende Bewertung**

Egal ob es an der „Naivität der Bundesregierung“ (Heuraux 2004: 167) oder dem massiven Einfluss der Energiewirtschaft auf die Politik lag, Fakt ist, dass der deutsche Energiemarkt in den ersten 5 Liberalisierungsjahren weit entfernt war von regem Wettbewerb. Wie die vorangegangenen Ausführungen zeigen, sorgte

der verhandelte Netzzugang durch die Verbändevereinbarungen nicht wie geplant für den Markteintritt neuer Anbieter, ermöglichte es dafür aber den Netzbetreibern, für die Nutzung ihrer Netze überhöhte Entgelten zu verlangen. Auch die zunehmende Marktmacht einiger weniger Konzerne wirkte sich nachteilig auf den Wettbewerb aus. So taten die deutschen Energieversorger ihr Möglichstes, Newcomer oder ausländische Anbieter vom Endkundenmarkt fernzuhalten - er war einfach zu unattraktiv. Begünstigt wurde ihr Vorgehen durch die wechselunwilligen Stromverbraucher, die - offensichtlich zufrieden mit ihrem Versorger - die Möglichkeit, den Stromanbieter zu wechseln, nicht oder kaum in Anspruch nehmen. Da von dieser Seite keinerlei Druck zu erwarten ist, kommt es kaum einem Stromunternehmen in den Sinn, die Preise zu senken. Natürlich trägt zu der unbefriedigenden Situation auch der Staat bei, der die Kosten zur Erreichung von Klimaschutzziele auf den Verbraucher um- und den Strompreis mit zusätzlichen Abgaben belegt. Dennoch kann an dieser Stelle die These aufgestellt werden, dass ein funktionierender Wettbewerb in dem Maße zu Strompreissenkungen geführt hätte, in dem die staatlichen Abgaben angestiegen sind - so dass der Strompreis in den letzten Jahren mindestens hätte konstant bleiben können. Energiepreissteigerungen durch steigende weltweite Nachfrage und die Verteuerung von Rohstoffpreisen wären bei funktionierendem Wettbewerb geringer ausgefallen.

Allerdings gehört der verhandelte Netzzugang und das unkontrollierte Agieren der deutschen Energieversorger seit Mitte 2005 der Vergangenheit an. Die Europäische Union verpflichtete die Mitgliedstaaten in ihrer Beschleunigungsrichtlinie von 2003 zur Einsetzung einer Regulierungsbehörde und hat m.E. nach damit die Voraussetzung für mehr Wettbewerb geschaffen. Die aktuellen Entscheidungen zur Genehmigung der Netznutzungsentgelte sind ein Indiz dafür, dass zumindest in diesem Bereich künftig fairere Regeln gelten, die den Markteintritt neuer oder ausländischer Anbieter begünstigen. Dass dies auch Auswirkungen auf den Endkundenstrompreis haben wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt anzunehmen, erste Energieversorger haben ihre Preise rückwirkend zum 1. August 2006 gesenkt. Zudem werden die Landesregulierungsbehörden bei der Genehmigung von Strompreiserhöhungen spätestens zum Jahreswechsel diese

Entwicklung berücksichtigen müssen - ein gutes Argument entsprechende Anträge abzulehnen und zu kürzen. Setzt sich die Bundesnetzagentur mit ihrem ehrgeizigen Modell einer Anreizregulierung durch, könnte auch dieses System ab 2008 mehr Wettbewerb zuträglich sein.

Die Voraussetzungen für mehr Wettbewerb sind momentan also so günstig wie seit 1998 nicht mehr. Dennoch ist ein für die kommunale Energiewirtschaft wenig erfreulicher Trend zu beobachten: Die Regulierung des Netzbereiches wird dazu führen, dass ein großer Teil der Gewinne in anderen Unternehmensteilen erzielt werden muss. Wie die zuvor beschriebenen jüngsten Entwicklungen am Großhandelsmarkt und an der Strombörse zeigen, wandern die Margen zunehmend vom Netz- in den Erzeugungsbereich. Da aber nur einige wenige Stadtwerke über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen, profitieren sie ab sofort nicht mehr von der Situation auf dem Energiemarkt. Sie werden quasi von „Tätern“ (überhöhte Netznutzungsentgelte) zu „Opfern“, die wie alle anderen Marktteilnehmer den teuren Strom einkaufen müssen. Damit werden ihre Gewinne in Zukunft schrumpfen. Einzig für die „großen Vier“, denen mehr als 80 % der Erzeugungskapazitäten gehören, verlaufen die aktuellen Entwicklungen erfreulich - gut zu erkennen an den in den letzten Jahren erzielten Rekordgewinnen. Es verwundert kaum, dass der Verdacht auf Beeinflussung der Großhandelspreise auch durch mehr Transparenz bisher nicht vollkommen ausgeräumt werden konnte. Die Preisgrenzen nach oben sind hier allerdings nicht ganz so unendlich, wie vielleicht von manchem Unternehmen gewünscht. Immer mehr Großabnehmer entschließen sich aufgrund hoher Energiekosten, in eigene Erzeugungsanlagen zu investieren um zukünftig vom volatilen Energiemarkt unabhängiger zu sein. So will etwa der Kupferproduzent Norddeutsche Affinerie künftig den zur Produktion benötigten Strom selbst erzeugen und plant dazu gemeinsam mit der belgischen Electrabel den Bau eines eigenen Kraftwerks (Die Welt 2005). „Seit 2003 ist eine Steigerung der Anschlussbegehren von Erzeugungsanlagen zu verzeichnen“. (Bundesnetzagentur August 2006) Setzt sich dieser Trend fort, würde der Absatz der Versorger selbst sinken, was in geringen Maßen vielleicht verkraftbar aber in großen Massen geschäftsschädigend sein

dürfte. Kommen dann noch Situationen wie der extrem heiße Juli 2006 hinzu<sup>114</sup>, wird die Situation auch für die Versorger unkontrollierbar. Das deutet darauf hin, dass bei den aktuell hohen Preisen an der Strombörse nicht mehr viel Spiel nach oben ist.

Ob die Regulierung der Netzentgelte Auswirkungen auf die Endkunden-Strompreise haben wird, liegt auch an den weiteren weltweiten umweltpolitischen Entwicklungen, die im Sinne eines umfassenden Bildes nachfolgend erläutert werden.

### ***11. Aktuelle Probleme und Perspektiven der Versorgungssicherheit in Deutschland***

Ein aktueller energiepolitischer Handlungszwang zur Sicherung der Energieversorgung in Deutschland resultiert insbesondere aus drei Entwicklungen der jüngsten Zeit: (1) Die Vorräte an fossilen Energieträgern schwinden rapide, die Energierohstoffpreise steigen, (2) Deutschland hat sich zum Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie entschlossen und muss diese Stromerzeugungskapazitäten bis zur Abschaltung des letzten Meilers ungefähr im Jahr 2020 ersetzen und (3) Netze und Kraftwerke in Deutschland sind veraltet und müssen modernisiert werden, die deutsche Energiebranche verlangt dazu jedoch eine gewissen Investitionssicherheit.

In einer aktuellen Vorhersage geht die IEA (2006), als energiepolitischer Ratgeber von 26 Staaten während der Ölkrise 1973/74 gegründet, davon aus, dass die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran auch in den nächsten Dekaden weltweit die dominierenden Energieträger sein werden. Bis zum Jahr 2030 erwartet sie einen Nachfragezusatz um 52 %, hauptsächlich aus den Entwicklungs- und Schwellenländern, insbesondere China und Indien (IEA 2005). Die Weltenergiekonferenz kommt in ihrem Basisszenario für das Jahr 2020 sogar auf einen Anstieg von 66 % (Prognos 1996: 78). Genaue Aussagen über die Reichweite der fossilen Energieträger lassen sich insofern nicht treffen, als dass die zukünftigen Randbedingungen nicht vorhergesagt werden können. Die BGR

---

<sup>114</sup> Beim Kurzfrist-Handel (Spot-Markt) verzeichnete die EEX in Leipzig im Juli 2006 einen Durchschnittspreis von 73,40 Euro je Mwh. Der Spitzenpreis lag bei 134,59 Euro. Im Juli 2005 wurde die Mwh am Spotmarkt für durchschnittlich 45,34 Euro gehandelt.

hat in einer Studie zu Reserven, Ressourcen<sup>115</sup> und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004 herausgefunden, dass beispielsweise beim konventionellen Erdöl in der zweiten Hälfte der kommenden Dekade der Förderhöhepunkt überschritten sein wird (BGR 2004: 31). Der im März 2006 vom Umwelt- und vom Wirtschaftsministerium vorgelegte „Statusbericht zur Energieversorgung“ (BMWi et al. 2006) geht davon aus, dass die Erdgas-Reserven bei 70 Jahren (Ressourcen: weitere 75 Jahre) und die Uran-Reserven bei 67 Jahren (Ressourcen: weitere 150 Jahre) liegen. Bei weitem am größten sind laut BGR die Kohlereserven, ihr Potenzial reicht aus, den Bedarf der kommenden 100 Jahre zu decken. Wenn man zur geologischen Verfügbarkeit von Energieträgern die Verfügbarkeit von Transportmitteln und die technische Verfügbarkeit hinzurechnet<sup>116</sup>, muss man zu dem Schluss kommen, dass alle fossilen Energierohstoffe endlich sind. Am wenigsten problematisch wird in den kommenden Jahren wohl die Versorgung mit Kohle, deren Vorräte gleichmäßiger über die gesamte Erde verteilt sind als die anderer Energieträger. Daher tut Deutschland nicht schlecht daran, die Clean-Coal-Technologie zum Einsatz in emissionsärmeren Kohlekraftwerken weiter zu erforschen und voranzubringen. Erdöl wird den Vorhersagen zufolge schon in absehbarer Zeit nicht mehr im nötigen Potenzial vorhanden sein, wann genau das sein wird, ist heute allerdings noch unklar. Hier darf die Politik nicht mehr lange mit den notwendigen Maßnahmen warten. Auch die oftmals vorgeschlagene und auch in Deutschland verfolgte Substituierung von Öl durch Gas ist indes mit Blick auf die Gasvorräte wenig empfehlenswert. Dessen Reserven sind auch nicht so unendlich, dass sie die vermehrte Nachfrage auf lange Sicht befriedigen können (Gerling et al. 2006: 65). Hinzu kommt der bereits erläuterte Umstand, dass der größte Teil der Gasreserven in politisch instabilen Gebieten lagert. Zur Sicherung der Versorgung wird den Prognosen zufolge wohl die Kernenergie - mindestens global gesehen - weiterhin eine große Rolle bei der Stromerzeugung spielen (müssen).

---

<sup>115</sup> Als Reserven wird die Menge an fossilen Energieträgern bezeichnet, die mit den heute bekannten technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden kann. Ressourcen sind geologisch erwartete Mengen, die momentan noch nicht gewinnbar sind (Gerling et al. 2006: 52)

<sup>116</sup> Die Verfügbarkeit von Energierohstoffen ist von verschiedenen Parametern zusätzlich zur reinen geologischen Verfügbarkeit abhängig (Gerling et al. 2006: 54ff).

Die Tatsache, dass viele seriöse Prognosen über die Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern den Einsatz von Kernenergie zur Sicherung der Stromerzeugung für unentbehrlich halten, beweist, dass Deutschland nach seinem Entschluss, aus Gründen des Umweltschutzes und der Nachhaltigkeit aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie auszusteigen, ein gutes Energieprogramm braucht, um die wegfallenden Kapazitäten zu ersetzen. Schon 1980 hatte das Freiburger Öko-Institut sein Konzept einer Energiewende (Öko-Institut 1980) vorgestellt und war zu dem Schluss gekommen, dass mit einer „Strategie der Einsparung und rationellen Nutzung von Energie sowie des Einsatzes regenerativer Quellen“ (Müschen et al. 1986: 9) auf die Atomenergie verzichtet werden kann. Dazu muss jedoch die bessere Nutzung von Energie ins Zentrum der Energiepolitik rücken. „Grob gesagt können die gegenwärtig in Anspruch genommenen Energiedienstleistungen mit der Hälfte der Energie erbracht werden, die wir heute dafür einsetzen.“ (ebd.: 91) In seinem ersten Energiebericht (strom-magazin.de 2001d) nach der Atomausstiegsvereinbarung zeigte sich auch der damalige Wirtschaftsminister Werner Müller davon überzeugt, dass der Ausstieg aus der Kernenergie ohne Risiko für eine sichere Stromversorgung machbar ist. Er sah zudem keinerlei kurzfristigen politischen Handlungsdruck: Seiner Rechnung zufolge geht bis 2005 eine Stromerzeugung von etwa 8 Twh vom Netz, zwischen 2006 und 2010 müssen dann weitere 19 Twh ersetzt werden. Die Hauptlast von 87 Twh folgt dann in der Zeit zwischen 2011 bis 2020. Die Szenarien dazu ließ das Wirtschaftsministerium von der Prognos AG (2000) und dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln entwickeln. Unter der Voraussetzung, dass die Stromimporte nicht erhöht werden, kommen beide zu dem Schluss, dass die Deckung des Strombedarfs langfristig nicht gefährdet ist. Das Prognos-Szenario sieht dabei den Einsatz von Gas- und Kohlekraftwerken vor, die Uni Köln ersetzt die Atomkraft durch Gas und erneuerbare Energien. Beide Prognosen sehen auch Strategien für eine Kompensierung der durch den Kernenergieausstieg entstehenden zusätzlichen Kohlendioxid-Emissionen vor. Prognos geht in seinem Szenario davon aus, dass die Kohlendioxid-Emissionen bis 2020 um 16 % gegenüber 1990 reduziert werden können, wenn beispielsweise die Ökosteuer weiter verschärft und die Energieintensität weiter reduziert wird.

Das Szenario der Uni Köln setzt eine Reduktion der Emissionen um 40 % voraus, wenn im Verkehrsbereich eine Trendwende erzwungen und eine Energiesparrate von jährlich 2,7 % erreicht wird. Eine vom Umweltministerium in Auftrag gegebene Studie (Nitsch et al. 2005) vom Institut für Technische Thermodynamik, dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung und dem Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie, kommt zu dem Ergebnis, dass erneuerbare Energien im Jahr 2023 einen Anteil von 25 % an der deutschen Stromversorgung haben können, wobei der monatliche Betrag, den ein Durchschnittshaushalt laut EEG zu Gunsten der Förderung dieser Energieträger aufwenden muss, von derzeit knapp 1,50 Euro in den kommenden zehn Jahren auf 2,80 Euro ansteigt.

Dennoch gibt es in Deutschland viele Stimmen - gerade aus dem Bereich der Energiewirtschaft, aber auch von Seiten der Christdemokraten<sup>117</sup> - die eine Umkehr vom eingeschlagenen Weg fordern, weil die Kernenergie einen erheblichen Beitrag zur Stabilität der Stromversorgung leistet, weil in Deutschland die sichersten Kraftwerke der Welt stehen (Hohlefelder 2006: 117 ff.), weil der Ausbau regenerativer Energieträger begrenzt und teuer ist, weil Deutschland seine Kyoto-Ziele nicht erreicht, wenn Kernenergie in hohem Maße durch fossile Brennstoffe ersetzt wird und weil Deutschland seine führende Rolle in der Kernenergieforschung und seine Fachkompetenz verliert. Ein weiterer Vorwurf: Die relevanten Gründe für einen Ausstieg sind ausschließlich ideologischer Natur. Klar ist zum jetzigen Zeitpunkt nur, dass Deutschland ein vielschichtiges Energieprogramm<sup>118</sup> benötigt, um die ab spätestens 2020 ausfallende Kernenergie ohne erhöhte Importabhängigkeit ersetzen zu können. „Erforderlich ist ein Gesamtkonzept, das Versorgungssicherheit, tragbare Energiekosten sowie wirksamen Klimaschutz in effizienter Weise miteinander verknüpft und eine Richtung für die anstehenden Investitionen in unsere Energieversorgung vorgibt“ (BMW i et al. 2006). Angela Merkel will ein solches Programm im Laufe des Jahres 2007 vorlegen.

Das dritte aktuelle Problem, das Deutschland zur Sicherung der

<sup>117</sup> Zwar hat die Große Koalition das Festhalten am Atomausstieg in den Koalitionsvertrag von 2005 aufgenommen, die Diskussion darüber hält dennoch an. Zum Zeitpunkt der Vollendung dieser Arbeit hat sich keine Änderung ergeben.

<sup>118</sup> Mögliche Eckpunkte eines solchen Programms finden sich in der Schlussbetrachtung.

Energieversorgung dringend lösen muss, ist die Modernisierung des veralteten Kraftwerkparks und des Stromnetzes bis 2020. Ein großer Teil der fossilen Kraftwerke in Deutschland ist älter als 25 Jahre, einige Anlagen sind sogar über 50 Jahre. Bis 2012 sollen neue Kraftwerkskapazitäten in der Größenordnung von 20.000 MW in Betrieb genommen werden, die Stromerzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien soll im gleichen Zeitraum um etwa 12.000 bis 14.000 MW steigen (ebd.: X). In diesem Zusammenhang muss natürlich auch die Entwicklung von Stromnachfrage und Verbrauchseffizienz im Auge behalten werden. Die Investitionen in die Netze werden insofern zukünftig von großer Bedeutung sein, als dass Stromhandel und Stromtransite in den nächsten Jahren weiter zunehmen werden. In den letzten Jahren stiegen sie kontinuierlich von 88,3 Twh im Jahr 2001 auf 95,7 Twh im Jahr 2004 (ebd.: 56). Nach den §§11 bis 14 des neuen EnWG sind die Netzbetreiber verpflichtet, „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen“. Aufgerüttelt durch den tagelangen Stromausfall im Münsterland im November 2005 stellt das Wirtschaftsministerium momentan in einem Monitoringbericht die Schwachpunkte für einen zuverlässigen Netzbetrieb inklusive Vorschläge zu ihrer Beseitigung zusammen. Anhaltspunkte für mögliche Auslastungsgrenzen gibt es bereits. So mussten etwa an den wichtigsten Kuppelstellen zum internationalen Stromverbund Verfahren zur Engpassbewirtschaftung eingeführt werden. Auch die schwankende Einspeisung von Windenergie führte bereits in steigendem Maße zu Problemen, was auch eine von der dena im Februar 2005 vorgestellte Netzstudie (dena 2005) ergab. Ihr Ergebnis: Etwa 400 Kilometer des vorhandenen 380 kV-Verbundnetzes müssen verstärkt und fast 850 Kilometer neu gebaut werden.

## ***12. Klimaschutz- und Emissionsminderungsziele: Probleme und Perspektiven***

Aktuellsten Zahlen des DIW Berlin zufolge, sind die weltweiten Kohlendioxidemissionen 2005 im Vergleich zum Vorjahr um etwa 2,5 % gestiegen, gegenüber 1990 betrug der Anstieg sogar nahezu 27 % (Ziesing 2006). Obwohl die Zunahme im Jahr 2005 schwächer ausfiel als 2004 (4,5 %), gehen die DIW-Experten derzeit nicht davon aus, dass die EU ihre Klimaschutzziele laut Kyoto-Protokoll erreichen wird. Denn obwohl Finnland, Frankreich,



Großbritannien und Schweden schon jetzt ihr Soll erfüllt haben, haben die Emissionen in den meisten EU-Ländern kräftig zugenommen: In Spanien etwa um 62 %, in Portugal um 50 %, in Irland um 45 % und in Österreich sowie Griechenland um jeweils 30 %. Deutschland hingegen hat offensichtlich noch alle Chancen, den Zielwert von 21 % bis 2010 zu erreichen: So sind die Kohlendioxidemissionen in Deutschland 2005 gegenüber dem Vorjahr um 2,3 % und gegenüber dem Basisjahr 1990 um 19 % gesunken. Die fehlenden zwei Prozentpunkte machen etwa 22 Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente aus (ebd.).

Die Erreichung dieses Ziels und der Vorgabe von minus 40 % bis 2020 steht allerdings unter massiver Beeinflussung durch den vereinbarten Ausstieg aus der Atomenergie. Kann es gelingen, einen großen Teil der dadurch wegfallenden Stromerzeugungskapazitäten durch erneuerbare Energien und Energieeinsparung zu ersetzen? Ist es möglich, neue Kraftwerke zu bauen, die sich nicht allzu negativ auf die Emissionshandelsbilanz auswirken? Und erweist sich die Handel mit Emissionszertifikaten, der momentan gern als Begründung für stetig steigende Strompreise angeführt wird, als geeignetes Instrument, den Ausstoß der klimaschädlichen Treibhausgase zu vermindern? Im folgenden Kapitel sollen diese Fragen erörtert werden.

### **12.1 Erneuerbare Energien**

Den Ausbau erneuerbarer Energien hat die Bundesregierung zu einem Hauptziel ihrer Klimaschutz- und Energiepolitik gemacht, weil sie im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen unbegrenzt zur Verfügung stehen, weil bei ihrer Verwendung kein Kohlendioxid ausgestoßen wird, weil sie die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen vermindern, weil sie am Ende ihrer Lebensdauer keine Altlasten hinterlassen und weil sie vielfach heimische Energieträger sind, die zur regionalen Wertschöpfung beitragen (BMU Mai 2006). Geplant ist daher, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf 12,5 % auszubauen, was einer Verdopplung im Vergleich zum Jahr 2000 entsprechen würde. Bis 2020 soll dieser Anteil auf 20 % steigen und bis 2050 soll mindestens die Hälfte des deutschen Primärenergieverbrauchs aus regenerativen Quellen stammen. Zur Erreichung dieser Ziele hat die deutsche Regierung diverse

Förderinstrumente implementiert, die in den vorangegangenen Kapiteln bereits erläutert wurden.

Die momentan zukunftsfähigste erneuerbare Energiequelle ist die Windenergie, im Jahr 2005 waren 18.428 MW Leistung installiert. Die knapp 18 000 errichteten Anlagen produzierten 2005 etwa 26,5 Twh Strom, was 4,3 % der gesamten Stromerzeugung entspricht. Prognosen des Umweltministeriums und des Bundesverbands Erneuerbarer Energien gehen davon aus, dass in Deutschland langfristig an Land und auf See etwa 50.000 MW Windenergieleistung installiert werden und dadurch etwa 150 Twh Strom pro Jahr erzeugt werden könnten. Damit könnte die Windenergienutzung etwa 25 % des derzeitigen Stromverbrauches bereitstellen (BEE online 2006). Aus Wasserkraft wurden 2005 etwas mehr als 21,5 Twh Strom erzeugt (3,5 % der gesamten Stromerzeugung) und aus Biomasse 13,4 Twh (2,2 % der gesamten Stromerzeugung). Die Erzeugung von Strom aus Erdwärme (Geothermie) befindet sich momentan in der Pilotphase, ihr Anteil war daher im Jahr 2005 nur marginal. Während die Potenziale von Biomasse und Geothermie bei weitem noch nicht ausgeschöpft sind, stößt der Ausbau der Wasserkraft bereits an seine Grenzen. Hier stehen daher zukünftig Ersatz und Modernisierung vorhandener Anlagen im Vordergrund, um deren Leistung zu steigern und den gewässerökologischen Zustand zu verbessern. Die Förderung der Stromerzeugung aus Sonnenenergie wurde im neuen EEG den aktuellen Entwicklungen angepasst. Im Jahr 2005 wurde knapp eine Milliarde Kwh Strom mit Solarzellen erzeugt, was einer Verdreifachung innerhalb von 2 Jahren und einem Anteil an der gesamten Stromerzeugung von momentan 0,16 % entspricht. Mittlerweile gibt es fast eine Millionen Solaranlagen in Deutschland, die Kosten für Solarkollektoranlagen konnten in den vergangenen 12 Jahren halbiert werden. Insgesamt hatten die erneuerbaren Energien im Jahr 2005 einen Anteil von 4,6 % am Primärenergieverbrauch (2004: 4,0 %), von 10,2 % am Bruttostromverbrauch (2004: 9,5 %), von 5,3 % am Wärmeenergieverbrauch (2004: 5,1 %) und von 3,6 % am Kraftstoffverbrauch für den Straßenverkehr (2004: 1,9 %). Das ergibt zusammen einen Anteil von 6,4 % am gesamten Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Treibstoffe; 2004: 5,7 %). (BMU Mai 2006) Dadurch konnten 2005 in Deutschland knapp 84 Millionen Tonnen

Kohlendioxid eingespart werden, etwa 9 Millionen Tonnen mehr als im Jahr zuvor.

Eine andere Studie (Nitsch et al. 2005) kommt zu dem Schluss, dass erneuerbare Energien im Jahr 2020 zu knapp 25 % zur deutschen Stromversorgung beitragen könnten - und das zu vertretbaren Kosten von etwa 2,80 Euro pro Haushalt in den kommenden 10 Jahren. Das heißt, auch wenn die Nutzung erneuerbarer Energieträger in Politik und Bevölkerung<sup>119</sup> umstritten bleibt und ihre Leistungsfähigkeit von meteorologischen Bedingungen abhängt, werden Sonne, Wasser, Wind & Co. (nicht nur deutschlandweit) in der Stromerzeugung der Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Das EEG schafft für die Nutzung der regenerativen Energien in Deutschland dabei wichtige Voraussetzungen.

Und das ist ohnehin nur die eine Seite der Medaille, denn Deutschland wird insbesondere im Technologietransfer eine Vorreiterstellung einnehmen. Einfach weil sich die Branche aufgrund der politischen Weichenstellungen in den vergangenen Jahren das Know-how aneignen konnte, das in vielen Ländern momentan noch fehlt. Auch bei großzügiger Auslegung aller vorhandenen Potenzialanalysen wird es Deutschland jedoch vermutlich nicht gelingen, sämtliche wegfallenden Erzeugungskapazitäten durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen. Hinzu kommen Schwierigkeiten mit der Integration von bspw. aus Windenergie erzeugtem Strom in das deutsche Stromnetz, das die naturgegebenen Schwankungen momentan noch nicht ausreichend kompensieren kann. Es zeigt sich also, dass - trotz ausbaufähigem Potenzial - die erneuerbaren Energie allein nicht ausreichen, um Erzeugungs- und Klimaschutzziele zu erreichen.

## **12.2 Energieeffizienz und Energieeinsparung**

Unbestritten werden die Steigerung von Energieeffizienz und die Einsparung von Energie in einem energiepolitischen Zukunftsprogramm eine ausschlaggebende Rolle spielen müssen. Die Steigerung der Energieeffizienz fand schon früh Eingang in die deutsche Energiepolitik mit der Forderung, Wirtschaftswachstum

---

<sup>119</sup> Insbesondere im Bereich der Windenergie zeigte sich in den vergangenen Jahren ein vermehrter Widerstand aus der Bevölkerung. Windkraftgegner befürchteten u.a. eine „Verspargelung der Landschaft“ und gesundheitsschädigende Auswirkungen von in der Nähe von Wohngebieten gebauten Windrädern. Allein im Norden Deutschlands haben sich über 650 Bürgerinitiativen gebildet, die gegen den Ausbau von Windenergie vorgehen wollen (Heuraux 2004: 233).

und Energieverbrauch zu entkoppeln. Die Klima-Enquête-Kommission des Deutschen Bundestags errechnete bereits 1995, dass Deutschland seine Energieproduktivität - ohne Verschlechterung der Energiedienstleistungen - bis zum Jahr 2020 um 3,4 % pro Jahr steigern kann, was eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um insgesamt 45 % zur Folge hätte (Lovins et al. 1999: 45ff). Deutschland war daher in den vergangenen Jahren nicht untätig in diesen Bereichen<sup>120</sup>, das Potenzial ist allerdings noch längst nicht ausgeschöpft. Aktuellen Zahlen der AGEB zufolge, hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2005 mit 2,2 % kräftig erhöht, nachdem sie sich von 2000 bis 2004 jahresdurchschnittlich lediglich um 0,6 % verbessert hatte. Zwischen 1991 und 2005 stieg sie durchschnittlich um 1,6 %, merklich langsamer allerdings gegenüber der ersten Hälfte der 90er Jahre: Hatte sie sich damals um jährlich 2,1 % erhöht, so war sie im Zeitraum 1995 bis 2000 mit 1,8 % und im Zeitraum 2000 bis 2005 mit 0,9 % deutlich niedriger ausgefallen (Ziesing 20/2006: 119). Insgesamt wies das deutsche Energieversorgungssystem im Jahr 2001 eine Energieproduktivität von 64,9 % vor, d.h. bei einem Primärenergieeinsatz von 100 % standen nach verschiedenen Umwandlungsschritten knapp 65 % für den Endverbrauch zur Verfügung (Laumanns 2005: 191).

Da der effizientere und sparsamere Einsatz von Energie in allen wirtschaftlichen und sozialen Bereichen vorangetrieben werden kann, sind die daraus resultierenden Potenziale vielschichtig. Im Haushaltsbereich zielen die Anstrengungen darauf ab, dem seit 1990 um fast 30 % gestiegenen Energieverbrauch (Laumanns 2005: 200) entgegen zu wirken und den offensichtlichen Informationsmangel zu beheben. So beschäftigt sich die von dena, EnBW, E.ON, Vattenfall und RWE mit Unterstützung des Wirtschaftsministeriums gegründete „Initiative Energieeffizienz“ ([www.initiative-energieeffizienz.de](http://www.initiative-energieeffizienz.de)) insbesondere damit, über den Energieverbrauch von Elektrogeräten im so genannten Stand-by-Betrieb zu informieren, Details über den sinnvollen Austausch energieintensiver alter Kühlgeräte zu vermitteln oder aber für den Einsatz von Energiesparlampen zu werben - alles Bereiche mit riesigen

---

<sup>120</sup> Im Gegensatz zu den Industrieländern, die die Entkopplung weitgehend umsetzten, wächst der Energieverbrauch in boomenden Schwellenländern wie Indien oder China aktuell in dem selben Maße wie die Wirtschaft oder sogar stärker.

Energieeinsparmöglichkeiten. Das weitaus größte Potenzial liegt im Haushaltsbereich wohl aber in der Modernisierung alter Heizungssysteme verbunden mit einer verbesserten Dämmung von Immobilien. Noch immer gehen 50 bis 70 % der Heizenergie durch schlecht isolierte Wände, Fenster und Dächer verloren (Lovins et al. 1999: 95), da liegen die Energieeinsparpotenziale auf der Hand. Umweltfreundliche Standards bei Neubauten (etwa zur Niedrigenergie- oder Passivhausbauweise) sollen dafür sorgen, dass der Energieverbrauch in Gebäuden pro Jahr von momentan etwa 200 Kwh pro Quadratmeter auf 40 bis 10 Kwh pro Quadratmeter sinkt (Laumanns 2005: 201). In diesem Zusammenhang soll auch der geplante Gebäudeenergiepass eine ausschlaggebende Rolle spielen. Dessen Einführung, vorgesehen in der EU-Gebäudeenergie richtlinie und umgesetzt mit einer novellierten Energieeinsparverordnung, hätte eigentlich schon zum 1. Januar 2006 umgesetzt werden müssen. Uneinigkeit zwischen den beteiligten Umwelt-, Wirtschafts- und Bauministerien führte jedoch zu Verzögerungen, erst im April 2006 wurde ein gemeinsamer Vorschlag zur Abstimmung weitergeleitet. Der Energieausweis wird Pflicht für alle Immobilienbesitzer und soll zukünftig Auskunft über den Energiebedarf von Wohnung oder Haus geben. Der momentan diskutierte Gesetzesentwurf sieht ein Optionsrecht für Eigentümer und Vermieter vor: Sie dürfen zwischen dem ingenieurtechnisch berechneten Energieausweis auf der Grundlage des Energiebedarfs und dem Energieausweis auf der Grundlage des tatsächlichen Energieverbrauchs wählen. Dieses Optionsmodell ist jedoch nicht unumstritten, denn Kritiker wie etwa der Deutsche Mieterbund oder der Verbraucherzentrale Bundesverband halten die Orientierung am tatsächlichen Verbrauch für wertlos, da die Ergebnisse sehr stark vom Verhalten der Nutzer abhängen. Sie sind der Meinung, dass nur ein am tatsächlichen Energiebedarf orientierter Pass die nötige Transparenz schaffen kann. Zum aktuellen Zeitpunkt ist über die endgültige Ausgestaltung noch nicht entschieden.

Neben den Haushalten muss aber auch die Energiewirtschaft ihre Effizienz steigern, wenn der Ausstieg aus der Kernenergie kompensiert und gleichzeitig die Klimaschutzziele erreicht werden sollen. Schon bei Förderung, Transport, Weiterverarbeitung und Umwandlung von fossilen Energieträgern gehen große

Teile der ursprünglich in ihnen gespeicherten Energie verloren. Anschließend ist auch der Transport zum Endverbraucher nicht frei von Verlusten. Umso modernere Technologien auch im Bereich der Kraftwerkstechnologien eingesetzt werden, umso effizienter kann die Energiewirtschaft arbeiten - ein deutliches Indiz dafür, weiterhin in die Erforschung neuer Technologien zu investieren. Moderne Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) erzielen erheblich höhere Wirkungsgrade, KWK-Kraftwerke können die ihnen zugeführten Energieträger sogar bis zu 90 % nutzen. Ihr technisches Potenzial liegt in Deutschland bei 60 % an der Stromerzeugung, in 2000 hatten KWK-Kraftwerke jedoch noch einen Anteil von 13 % an der Stromproduktion (Laumanns 2005: 196). Auch hier ergibt sich also ein enormes Potenzial, das laut B.KWK, ver.di, VKU und AGFW nur genutzt werden kann, wenn das KWK-Gesetz überarbeitet wird (B.KWK et al. 2006). Ihr Eckpunktevorschlag sieht vor, zwar die Förderung bestehender Anlagen wie geplant auslaufen zu lassen, innerhalb von 5 bis 6 Jahren modernisierte oder neu zugebaute KWK-Anlagen aber erneut zu fördern, wenn sie bestimmte Effizienzkriterien erfüllen. Gleichzeitig sollen die bisherigen Restriktionen beim Zubau (nur bis 2 MW) aufgehoben werden. Ihr Vorschlag sieht zudem eine durch Zuschläge auf die KWK-Stromerzeugung finanzierte Förderung für 6 Jahre nach Inbetriebnahme vor, deren Höhe sich an den im Jahr 2007 gezahlten Sätzen und Leistungsdifferenzierungen orientiert. Auch die Förderung von industriellem KWK-Strom sollte ihrer Meinung nach angestrebt werden. Momentan wird nur ins öffentliche Netz eingespeister KWK-Strom gefördert.

Auch die deutsche Industrie<sup>121</sup> muss sich zur Erreichung energiepolitischer Ziele Energieeinsparung und erhöhte Energieeffizienz auf die Fahnen schreiben, das Einsparpotenzial liegt zwischen 15 und 30 % (Laumanns 2005: 197). Auch hier würden die größten Einsparungen erreicht, wenn alte Produktionsanlagen durch effizientere ersetzt werden. Auch im Bereich von Klima- und Lüftungsanlagen sowie bei der Beleuchtung besteht ein enormes Potenzial, ganz abgesehen von technischen Verbesserungen, etwa die Vermeidung von Leerlaufverlusten oder die bessere Auslastung von Produktionsanlagen. Eine erwähnenswerte Entwicklung

---

<sup>121</sup> Auch der Verkehrssektor spielt bei der Erschließung von Effizienzpotenzialen eine große Rolle. Da es dabei aber weitgehend um Mineralölprodukte und weniger um Strom geht, kommt er in dieser Aufzählung nicht vor.

der jüngsten Zeit zur kosten- und risikoneutralen Erschließung derartiger Potenziale insbesondere im Industriebereich ist das Contracting. Mittels verschiedener Arten von Energiedienstleistungen können hierbei Energieerzeugungs- und -verteilungsanlagen in Gebäuden oder Versorgungsarealen ohne den Einsatz eigener Geldmittel modernisiert und optimiert werden. Dazu schließt das Unternehmen einen entsprechenden Vertrag mit einem „Contractor“ (Energiedienstleistungsunternehmen), der Planung, Finanzierung, Bau, Bedienung und Instandhaltung übernimmt und im Gegenzug von den finanziellen Einsparungen profitiert, die aus dem geringeren Energieverbrauch der Anlage(n) resultieren. Deutschlandweit gibt es derzeit etwa 500 Contractoren, die Kunden aus Reihen der Wohnungswirtschaft, der öffentlichen Verwaltungen, der Krankenhäuser oder aus Gewerbe und Industrie von den Vorteilen dieser Betreiber- und Finanzierungsmodelle zu überzeugen versuchen. Die Markterschließungsquote liegt derzeit bei knapp 7 % ([www.ea-nrw.de](http://www.ea-nrw.de)). Dieses Modell ist ebenso natürlich für den Dienstleistungsbereich anwendbar, dessen größte Einsparpotenziale im Heizungs- und Beleuchtungsbereich liegen. Mittlerweile haben sich in vielen Bundesländern Energieagenturen konstituiert, die es sich zur Aufgabe gemacht haben, Informationen zu vermitteln. Ihre Kampagnen zielen darauf ab, Haushalte, Unternehmen und Dienstleister mit den für die Erschließung der offenen Potenziale nötigen Informationen zu versorgen und den Kontakt zu den Energiedienstleistern herzustellen. Denn neben finanziellen und strukturellen Hemmnissen ist insbesondere der Informationsmangel unter den Akteuren dafür verantwortlich, dass bisher nur wenige Maßnahmen in diesem Bereich umgesetzt wurden. So ist u.a. noch immer das Vorurteil verbreitet, dass Energiesparlampen ein „ungemütliches“ Licht machen - obwohl der Laie mittlerweile kaum noch Unterschiede zu einer „normalen“ Glühbirne feststellen kann. Oder fehlende Kenntnisse über die zahlreichen Förderprogramme verhindern eine Inanspruchnahme und führen zu einem ungenutzten Verstreichen von Möglichkeiten. Die Beseitigung von Informationsdefiziten muss daher weiterhin ebenso auf der politischen Agenda stehen wie die Auflage von Förderprogrammen zur Beseitigung finanzieller Hemmnisse. Der momentan sehr hohe Strompreis mit

einer weiter steigenden Tendenz wird in jedem Fall aber dazu beitragen, das Bewusstsein der Verbraucher zu schärfen - denn wer weniger Strom verbraucht und ihn möglichst effizient nutzt, der muss auch weniger zahlen.

### **12.3 Emissionshandel**

Die auf eine EU-Richtlinie zurückgehende Einführung des Emissionshandels<sup>122</sup> soll zur Erreichung der Klimaschutzziele maßgeblich beitragen, ist aber im Gegensatz zu festgelegten Förderraten oder Energiesteuern ein marktwirtschaftliches Instrument, zu dessen Vorteilen unbestritten seine Effektivität, Effizienz, die wirtschaftliche Verträglichkeit und das Innovationspotenzial zählen (Schweer et al. 2004: 36). Marktwirtschaftlich deshalb, weil sich der Preis für die zuvor festgelegte Emissionsmenge am Markt bilden kann. Seine Effizienz rührt daher, dass die Stelle für die Reduzierung von Emissionen nicht exakt festgelegt werden muss - so können Energieversorger oder Unternehmen den Schadstoffausstoß dort verringern, wo dafür die geringsten Kosten anfallen. Gleichzeitig schafft der Emissionshandel einen dauernden Anreiz für emissionsmindernde Innovationen, denn in diesem Fall können Zertifikate gewinnbringend verkauft werden. Da die durch den Emissionshandel erfassten Anlagen für knapp 60 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland verantwortlich sind, kann der Emissionshandel als zentrales Instrument in der deutschen Klimaschutzpolitik bezeichnet werden.

Während sich die befürchteten Nachteile für die Energiewirtschaft - Wachstumsbremse, Arbeitsplatzverlust, Stilllegungsbonus (Schafhausen 2002: 564) - nicht einstellen, verläuft die sich seit Einführung des Systems zum 1.1.2005 vollzogene Entwicklung nicht für alle Beteiligten gleichermaßen positiv. So wird der Emissionshandel des öfteren für die seit 2004 stetig steigenden Strompreise verantwortlich gemacht. Denn die am Handelssystem teilnehmenden Energieversorgungsunternehmen realisieren derzeit jährlich zusätzliche Profite dadurch, dass sie die ihnen kostenlos zugeteilten Zertifikate zu Marktpreisen als „Opportunitätskosten“ in ihren Bilanzen verbuchen und sie auf die Strompreise umlegen. So zahlen die Energieverbraucher in Deutschland momentan für etwas, das ihr Stromversorger umsonst bekommen hat - das erscheint vielen

---

<sup>122</sup> siehe die Kapitel 2.2.6 und 7.2 dieser Arbeit.



unverständlich, insbesondere der energieintensiven Industrie. Dass die Bundesregierung in NAP I und NAP II nicht von der in der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorgesehenen Möglichkeit Gebrauch gemacht hat, wenigstens einen kleinen Teil der Zertifikate kostenpflichtig zu versteigern, bleibt von politischer Seite unbefriedigend begründet und ist dafür verantwortlich, dass die Mehrausgaben der Verbraucher für die steigenden Strompreise anstatt in den Bundeshaushalt vollständig als Extraprofite („windfall profits“) in die Kassen der Stromversorger fließen. Dieser Mechanismus brachte den Versorgern 2005 Zusatzgewinne in Höhe von fast 4 Milliarden Euro (strom-magazin.de 29.6.2006f). „Nach WWF- Schätzungen könnten sich die Zusatzeinnahmen der Stromkonzerne bis 2012 auf 31 bis 64 Mrd. Euro summieren und damit größer sein als die bis zu diesem Zeitraum von der Branche auf dem Energiegipfel im April 2006 angekündigten Investitionen in Höhe von 30 Mrd. Euro“ (BT 2.7.2006: 2). Obwohl das ursprüngliche Ziel der Regierung, Wettbewerbsnachteile und eine zusätzliche Belastung der energieintensiven Industrie zu vermeiden (ebd.: 3) offensichtlich nicht erreicht wurde, sieht auch der NAP II, der den Emissionshandel von 2008 bis 2012 regelt, weiterhin eine komplett kostenlose Vergabe der Zertifikate vor. Umweltminister Sigmar Gabriel will die Preisspirale hingegen durch eine Öffnung der Stromnetze und mehr Wettbewerb stoppen und die Zusatzgewinne der Energieversorger abschöpfen, indem die Anlagen der Stromwirtschaft in der nächsten Handelsperiode mehr Einsparungen erbringen müssen als Anlagen der emissionshandelspflichtigen Industriebetriebe (BMU-Hintergrundpapier zum NAP II vom 13. April 2006). Ob das funktioniert, ist zum jetzigen Zeitpunkt völlig unklar, wird jedoch von Experten bezweifelt. Kritiker (etwa das DIW Berlin oder der VEA) sehen darin ein „kapitales“ Versäumnis, denn bei einer Versteigerung nur eines Teils der Zertifikate könnten Einnahmen von bis zu 2 Milliarden Euro erzielt werden, mit denen Verbraucher und Unternehmen in energieintensiven Branchen entlastet werden könnten (strom-magazin.de 2006f). Das Fraunhofer-Institut sieht in der kostenlosen Zuteilung der Zertifikate sogar eine Subventionierung der Energiewirtschaft (strom-magazin.de 2006e). Gegenwärtig prüft das Bundeskartellamt, ob die Stromversorger bei der Einpreisung ihre marktbeherrschende Stellung missbrauchen. Das Ergebnis wird

allerdings erst in einigen Monaten vorliegen.

Auch die Überladung des Emissionshandels mit Sonderregelungen, etwa zusätzliche Berechtigungen bei frühzeitiger Emissionsminderung, KWK-Anlagen oder den Kernenergieausstieg, steht in der Kritik (SRU 2006), da sie in der laufenden Handelsperiode zu einer Verzerrung der Anreizwirkung geführt haben. Der „Emissionshandel à la carte“ (ebd.) mit insgesamt 58 Regelkombinationen kann daher kostengünstigen Klimaschutz nicht gewährleisten. Sollte sich die Bundesregierung im noch nicht endgültig beschlossenen NAP II mit ihrer Auffassung durchsetzen, die Emissionsrechte weiterhin kostenlos zu verteilen, sollten mindestens folgende Verbesserungen vorgenommen werden: (1) die Verlängerung der Handelsperioden auf mindestens zehn Jahre, (2) die Abschaffung der Sonderregeln, insbesondere der Optionsregel, (3) die Abschaffung der Stilllegungsregel, (4) die deutlich restriktivere Ausstattung von Bestandsanlagen, (5) die Abschaffung der Neuanlagenregeln und (6) die Abschaffung brennstoffspezifischer Benchmarks (SRU 2006: 13). Gleichzeitig müssten klarere Emissionsbegrenzungen (caps) durchgesetzt werden (Ziesing 2006).

#### **12.4 Atomausstieg contra Klimaschutz?**

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel dieser Arbeit erläutert, spielt der in Deutschland vereinbarte Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie eine große Rolle bei der zukünftigen Sicherung der Energieversorgung, immerhin hat Uran einen Anteil von knapp 30 % an der deutschen Stromerzeugung. Das ist jedoch nur die eine Seite der Medaille. Denn bezieht man die Beseitigung atomarer Abfälle nicht in die Überlegungen mit ein, ist die Erzeugung von Strom aus Uran am Kohlendioxidausstoß gemessen weitgehend umweltfreundlich. In Zusammenhang mit dem bereits erläuterten Emissionseinsparungsziel Deutschlands erscheint der Ausstieg aus der Kernenergie somit als eine große Herausforderung nicht nur für die Energie- sondern auch für die Umweltpolitik. Die Akzeptanz in der Bevölkerung wurde bereits an anderer Stelle erläutert, ebenso wie die aktuellen politischen Diskussionen um einen „Ausstieg aus dem Ausstieg“<sup>123</sup>. Aktuelle Brisanz erhält das Thema nicht zuletzt aufgrund eines

---

<sup>123</sup> Siehe die Kapitel 2.3.1, 8 und 11 dieser Arbeit.

aktuellen Zwischenfalls in einem schwedischen Atomkraftwerk<sup>124</sup> und der Tatsache, dass es weltweit momentan noch kein funktionsfähiges Endlager für radioaktiven Müll gibt.

Wollte man die ungefähr ab 2030 wegfallenden Kernenergiekapazitäten umweltfreundlich ersetzen, müsste neben dem ohnehin geplanten Ausbau erneuerbarer Energien dem Energieträger Gas der Vorzug vor dem Energieträger Kohle gegeben werden, da bei seiner Verstromung zwischen 70 und 90 % (Bechberger et al. 2005: 78) weniger Kohlendioxid ausgestoßen wird. Die verstärkte Nutzung von Öl kann bei diesen Überlegungen keine Rolle spielen, denn von den 124,8 Millionen Tonnen Öl, die Deutschland 2003 verbrauchte, stammten lediglich 3,8 Millionen Tonnen aus eigenen Quellen (Abdolvand et al. 2005: 66). Zudem schwinden die Ölvorräte rapide. Mangelnde Gasreserven im eigenen Land und die dadurch steigende Importabhängigkeit sowie die Kopplung der Gas- an die weiter steigenden Ölpreise mindern allerdings auch die Attraktivität der erstgenannten Option. Ganz abgesehen davon, dass auch die Gasvorräte in nicht allzu ferner Zukunft aufgebraucht sein werden. Die Kohlevorräte hingegen reichen noch zahlreiche Jahrzehnte lang, ihre Verstromung würde zudem die Versorgungssicherheit steigern und die Importabhängigkeit verringern, da Deutschland über ausreichende eigene Kohlevorkommen verfügt. Aber auch hier stehen den positiven Eigenschaften negative gegenüber: Hohe Abbaukosten und die starke Umweltbelastung bei der Verfeuerung von Kohle, die momentan 25 % des globalen Kohlendioxidausstoß ausmacht (Reiche 2005a: 89), verringern die Wettbewerbsfähigkeit dieses Energieträgers. Einziger Ausweg aus dem Dilemma: Die Effizienz bei der Erzeugung von Strom aus Kohle lässt sich massiv steigern und bei ihrer Verstromung wird künftig weniger Kohlendioxid ausgestoßen. Forschungen zur so genannten „Clean-Coal“-Technologie, deren Idee darin besteht, Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden zu betreiben und den größten Teil des klimaschädlichen Kohlendioxids aus den Abgasen herauszufiltern, sind momentan in vollem Gange (Tschätsch 2006, Reiche 2005a), wie erfolgreich sie allerdings abgeschlossen werden können, ist zum jetzigen

---

<sup>124</sup> Am 25. Juli 2006 versagten im schwedischen Vattenfall-Atomkraftwerk Forsmark durch einen Kurzschluss mehrere Sicherheitssysteme gleichzeitig, der Räumungsalarm funktionierte nicht. Selbst wenn die Gefahr einer Kernschmelze nicht bestand, wird der Unfall von Sicherheitsexperten als ernste Angelegenheit eingestuft.

Zeitpunkt noch unklar. Ebenso wichtig erscheint in diesem Zusammenhang auch der weitere Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie, deren Vorteil die gute Brennstoffausnutzung ist und die daher zu einer unverzichtbaren Säule im Klimaschutzgesamtkonzept werden muss.

Die bereits in den 80er und 90er Jahren u.a. vom Öko-Institut erarbeiteten Energiewende-Szenarien (Öko-Institut 1996a, 1996b, Müschen et al. 1986, Scheer 2002) gezogenen und von Lovins und Hennicke (1999) zu einer „globalen Faktor Vier-Strategie“ zusammengefassten Schlussfolgerungen behalten daher auch in jüngster Zeit ihre Gültigkeit. Die von AKWs ausgehenden Gefahren und der bei der Verarbeitung von Uran entstehende radioaktive Müll dürfen im Sinne einer umweltfreundlichen und nachhaltigen Energieversorgung bei Überlegungen zur Weiterführung dieser Stromerzeugungstechnologie nicht weniger relevant sein als der Verlust von Versorgungssicherheit. Die aktuelle Diskussion um den „Ausstieg vom Atomausstieg“ wird insofern sehr einseitig geführt, als dass bei Plädoyers für den AKW-Weiterbetrieb lediglich die Tatsache angeführt wird, dass der von der Regierung forcierte Ausbau der erneuerbaren Energieträger den wegfallenden Kapazitäten nicht ersetzen kann. Unbeachtet bleibt die Tatsache, dass alle relevanten Szenarien die im vorangegangenen Kapitel erläuterte Steigerung der Energieeffizienz und die Einsparung von Energie als wichtige Säulen im Ausstiegskonzept markieren. Hier fehlt es allerdings an ausreichend politischen Initiativen, bisher wurde dieser Teil eines Energiewendeszenarios politisch zumeist vernachlässigt. Eine Trendwende ist allerdings erkennbar, die nicht zuletzt aus den seit 2004 stetig steigenden Energiepreisen resultiert. Hier muss die Politik dennoch weitere Initiativen starten. Auf verstärktes Aktivwerden der Versorgungswirtschaft wird man in diesem Bereich vergeblich hoffen, ist der Verkauf von möglichst viel Energie doch der wichtigste Ertragsbringer und damit die Grundlage für Rekordgewinne.

### ***13. Politikwissenschaftliche Perspektive: Ist die Privatisierung der Energiewirtschaft richtig?***

Wie die vorangegangene Untersuchung zeigt, ist die derzeitige Machtkonstellation im deutschen Energiemarkt problematisch, die Liberalisierung

hat bisher nicht zum gewünschten Erfolg geführt, die Ziele - Preissenkung, Steigerung von Innovationen und Versorgungssicherheit - wurden dementsprechend verfehlt. Es drängt sich daher die Frage auf, ob der Rückzug des Staates in diesem sensiblen Bereich politikwissenschaftlich gesehen der richtige Weg ist. Auf den ersten Blick erscheint es nicht zielführend, die Energieversorgung dem Markt zu überlassen und sie dem Einfluss und der Steuerung des Staates zu entziehen. Bilanziert man Erfolge und Misserfolge seit Marktöffnung, wie in dieser Arbeit geschehen, kommt man nicht umhin in Betracht zu ziehen, dass angesichts des Stellenwerts von Energie eine Privatisierung unangemessen oder nur bei hoher Regulierung und staatlicher Kontrolle vertretbar sein könnte. Aber es kann trotzdem nicht als ausgemacht gelten, dass die Privatisierung von öffentlichen Aufgaben generell nachteilig ist (Brunnengräber 2003: 27).

Die politikwissenschaftliche Diskussion über die Privatisierung öffentlicher Güter wird seit Jahren mit hoher Intensität geführt<sup>125</sup>. Dabei werden allerdings Art und Umfang des öffentlichen Sektors nicht eindeutig bestimmt: „Was >privat< und was >öffentlich< ist oder sein sollte, lässt sich nicht >objektiv< definieren. Daher geht es in der Auseinandersetzung um öffentliche Güter in aller erster Linie um normative Entscheidungen, warum bestimmte Bedürfnisse von Nutzern durch privater Anbieter befriedigt werden sollten, nachdem sie möglicherweise seit Menschengedenken (in einer bestimmten Gesellschaft) durch das Angebot öffentlich verfügbarer und öffentlich erarbeiteter Güter befriedigt worden sind.“ (Altvater 2003: 180) Einigkeit besteht gleichwohl in der Definition: Von der Nutzung öffentlicher Güter darf niemand ausgeschlossen werden, alle können sie in gleicher Weise nutzen. Altvater bezeichnet diese Merkmale als „Nicht-Rivalität des Konsums“ und „Nicht-Ausschließbarkeit“ (Altvater 2003: 175). So gelten etwa Sonnenlicht oder Luft zu Atmen als „reine“ öffentliche Güter, während beispielsweise eine intakte Umwelt oder das kulturelle Erbe zu den öffentlichen Gütern zählen, die ebenso wie private Güter produziert, bereitgestellt und geschützt werden müssen, damit sie der Gemeinschaft Nutzen bringen

---

<sup>125</sup> Die Problematik der Definition öffentlicher Güter wird hier nur so ausgiebig behandelt, wie es für die Fragestellung nach der Richtigkeit der Privatisierung der Energiewirtschaft relevant ist. Eine ausführliche Diskussion der Frage findet sich beispielsweise in Altvater 2003.

(Brunnengräber 2003: 26). „Öffentliche Güter sind also nicht nur Dinge und Sachverhalte (...), sie unterliegen auch der politischen und sozialen Bestimmung und können von der öffentlichen in die private Sphäre übergehen, womit sich das Gut in eine private Ware verwandelt.“ (ebd.) „Öffentliche Güter sind im Gegensatz zu Privatgütern vor allem dadurch charakterisiert, dass sie nicht-ausschließlich sind: Sie können – und müssen sogar oft – von allen konsumiert werden.“ (Kaul et al. 2003: 40) Nun zählt die ausreichende Bereitstellung von Energie ohne Zweifel zu den Kernbereichen der Daseinsvorsorge und wird in diversen Aufsätzen zum Thema (Altvater 2003, Brunnengräber 2003, Bischoff 2004, Ruge 2004) auch als öffentliches Gut deklariert. Die Gründe für die Liberalisierung des Energiemarktes wurden in dieser Arbeit hinreichend beschrieben und belegt, so dass sie an dieser Stelle mit den Stichworten Innovationspotenzial, Qualitätssteigerung und Preissenkung zusammengefasst werden können. Dass jedoch der – insbesondere von Befürwortern neoliberaler Politik geforderte - Rückzug des Staates aus diesem Bereich zum gewünschten Erfolg geführt hat, kann hier nicht konstatiert werden. Die „Überführung von öffentlichem – kommunalem, genossenschaftlichem etc. - Eigentum in privatkapitalistische Unternehmen und Umwandlung von Dienstleistungen von allgemeinem Interesse in kapitalistisch produzierte Waren“ (Bischoff 2004: 2), hat bisher weder zu Preissenkungen noch zu übermäßigen Qualitätssteigerungen geführt, und auch das Innovationspotenzial erscheint längst nicht ausgeschöpft. Stattdessen wurden das öffentliche durch ein privates Monopol ersetzt, Effizienz und Produktivität nicht merklich gesteigert und die Preise haben sich erhöht. Das geht ganz klar in die falsche Richtung, wie auch ein Blick auf die Empfehlungen der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Globalisierung der Weltwirtschaft“ (Enquete-Kommission 2002: 155) zur Folgeabschätzung bei der Privatisierung öffentlicher Güter zeigt. Die Kommission mahnt nämlich zur Berücksichtigung folgender Faktoren:

- Die Folgen für die Marktstrukturen: Wird das öffentliche lediglich durch ein privates Monopol ersetzt?
- Die Folgen für Effizienz und Produktivität der privatisierten Einrichtungen: Kommt die erwartete Steigerung zustande?

- Die Wirkungen auf die Beschäftigten im Hinblick auf die Zahl der Beschäftigten und auf die Qualität der Arbeit, die Sicherheit der Arbeitsplätze etc.
- Die Folgen für Kosten und Preise, die die Nutzer der nun privatisierten Güter und Dienstleistungen zu bezahlen haben.
- Die Konsequenzen für die Versorgungssicherheit, d.h. auch für Umwelt und Gesundheit.

Nun dauert die Liberalisierung des Energiemarktes erst einen verhältnismäßig kurzen Zeitraum an, so dass es möglicherweise illusorisch ist, jetzt schon Erfolge bilanzieren zu wollen. Allerdings wäre es sicher auch falsch, den Weg weiter zu gehen, wenn schon jetzt absehbar ist, dass er falsch bzw. ein anderer erfolgreicher sein könnte. Denn die Entwicklung auf dem deutschen Strommarkt in den vergangenen 5 Jahren, der Ausbau der Marktmacht der vier größten deutschen Energiekonzerne E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall, die Strom- und Gaspreissteigerungen und die prekäre Energieerzeugungssituation bei den kommunalen Versorgern – all' das kann von der Politik so nicht gewollt sein. Nicht ohne Grund war in Deutschland die Energieversorgung mittels wettbewerbsrechtlicher Ausnahmeregelungen als Bestandteil der Daseinsvorsorge bis 1985 in besonderem Maße geschützt<sup>126</sup>. Die durch die Liberalisierung in Gang gesetzte Entwicklung begünstigte zwar zunächst auch die kommunalen Versorger, etwa durch den lukrativen Verkauf von Stadtwerkeanteilen oder die Berechnung hoher Netznutzungsentgelte<sup>127</sup>, führte letztlich aber dazu, dass der Markt nun zu über 80 % von 4 großen Unternehmen beherrscht wird. Deren Wachstumsstrategie zielt momentan hauptsächlich auf das europäische Ausland, Investitionen in umweltfreundliche Erzeugungskapazitäten oder erneuerbare Energien in Deutschland stehen dabei nicht im Fokus. Dabei müsste sich eine nachhaltige Energiewirtschaft, die dem Umwelt- und dem Verbraucherschutz verpflichtet ist, nicht nur einseitig am Preis- und Effizienzverhältnis auf dem Markt orientieren. Sie umfasst zusätzlich Aufgaben der Versorgungssicherheit und des Umweltschutzes, wie diese Arbeit dargelegt hat. In diesen Bereichen aber engagieren sich eher die kommunalen Versorger: Sie bilden etwa beim verstärkten

<sup>126</sup> Details siehe Kapitel II dieser Arbeit.

<sup>127</sup> Details siehe 4.3 und 4.4 dieser Arbeit.

Ausbau erneuerbarer Energien, bei der Steigerung der Versorgungssicherheit durch den Bau neuer Kraftwerke oder bei der Sicherung von Arbeitsplätzen überwiegend genau das ab, was diese Arbeit als Fehler im System identifiziert hat. Würde die Politik ihren auf die reine Privatisierung öffentlicher Güter ausgerichteten Aktionismus überdenken und das Handeln der Stadtwerke unterstützen, könnten sie ein effektives Gegengewicht zu den großen vier Konzernen bilden. Und dass die Öffnung von Dienstleistungssektoren auch in der Bevölkerung nicht überall nur auf große Freude trifft, zeigt sich u.a. daran, dass es in mehreren deutschen Städten erfolgreiche Bürgerbegehren gegen den Verkauf von Stadtwerkeanteilen gegeben hat (strom magazin 2000b, 2001e, 2002c).

Unzweifelhaft bleibt den Energieversorgern nichts anderes übrig, als auf den europäischen Wettbewerb zu reagieren. Auch der hohe Modernisierungsbedarf in der Kraftwerkslandschaft zwingt sie zum Handeln. Dass diese Aufgaben jedoch allein mit Privatisierung bewältigt werden können, kann nach Lektüre der vorliegenden Arbeit durchaus bezweifelt werden. So haben verschiedene kommunale Versorgungsunternehmen bereits gezeigt, dass Kosten auch durch regionale Zusammenschlüsse gesenkt werden können, ohne den Bezug zur Region aufzugeben und neben wirtschaftlichen auch umweltpolitische Aspekte zu beachten. Auch unternehmensübergreifende Kooperationen können Synergieeffekte hervorrufen, gleichzeitig bleiben die kommunalen Unternehmen jedoch steuerbar. Es gibt also neben der Privatisierung auch andere Optionen, um die in dieser Arbeit identifizierten Herausforderungen der Zukunft zu meistern. Zum jetzigen Zeitpunkt muss bezweifelt werden, dass die Öffnung des Energiemarktes, der Verkauf von Stadtwerke-Anteilen und die daraus resultierende Marktmacht der vier Großen zum gewünschten Erfolg führt. Dass die Politik hier eine gewisse Fehlsteuerung bereits erkannt hat, zeigt sich auch daran, dass sie mit der Regulierungsbehörde die vollzogene Deregulierung wieder einer Art Kontrolle unterworfen hat<sup>128</sup>. Allgemein ist zu erkennen, dass die kommunalen Unternehmen die von dieser Arbeit identifizierten Aufgaben einer Energiewirtschaft der Zukunft engagierter und erfolgreicher angehen als die supranationalen Großunternehmen. Dabei geht es beispielsweise um den Ausbau

---

<sup>128</sup> Details siehe Kapitel 5.1 dieser Arbeit.



erneuerbarer Energien und der umweltfreundlichen Erzeugungsart Kraft-Wärme-Kopplung, mit denen zusätzliche Kohlendioxid-Minderungspotenziale erschlossen werden können. Daher sollten ihre Interessen von der nationalen Politik stärker berücksichtigt werden.

## **VI. Schlussbetrachtung**

Wie die vorangegangene Analyse gezeigt hat, steht die deutsche Energiepolitik auch in den kommenden Jahren vor großen Herausforderungen. Um die gesteckten Klimaschutzziele zu erreichen, den Wettbewerb zu intensivieren und die sichere Versorgung mit Energie zu garantieren, muss sie ein engagiertes und mutiges Klima- und Energieprogramm vorlegen. Durch die Vielfalt an quantitativen Zielen hat sie indes ihre Optimierungsspielräume begrenzt, die Maßnahmenfülle macht die Energiepolitik an sich komplex und erhöht gleichzeitig das Risiko von Widersprüchen. Dabei wird es in den kommenden Jahren darum gehen müssen, Verbraucher und dabei insbesondere die energieintensive Industrie von hohen Strompreisen zu entlasten, die Bedingungen zur Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten zu verbessern, den deutschen Energiemarkt für neue Akteure attraktiver zu gestalten, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszubauen und sämtliche Potenziale zur Einsparung von Strom zu erschließen. Die Tendenz geht allerdings in eine andere Richtung: So erwartet der Bundesverband der Verbraucherzentralen für das Jahr 2007 etwa 300 Euro Mehrbelastung für jeden Bundesbürger, die neben der Erhöhung der Mehrwertsteuer insbesondere aus den weiter steigenden Energiepreisen resultieren wird. Auch die aktuelle energiepolitische Diskussion, in der es hauptsächlich darum geht, den Atomausstieg möglicherweise rückgängig zu machen, beinhaltet kaum zukunftsfähige Vorschläge, wie Klimaschutz, Wettbewerb und Versorgungssicherheit garantiert werden können. Und dabei besteht dringender Handlungsbedarf:

- Die hohen Energiepreise verringern die Standortattraktivität in Deutschland mehr und mehr, die energieintensive Industrie wandert ab.
- Die deutschen Energieverbraucher beginnen sich gegen die zu hohen Strom- und Gaspreise gerichtlich zu wehren, ihre Unzufriedenheit auch mit dem politischen System, das nichts dagegen zu unternehmen scheint, wächst.
- Die Branche der erneuerbaren Energien fürchtet um ihre Zukunftssicherung, da insbesondere im christdemokratischen Lager

Stimmen laut werden, die die bisher großzügige Förderung radikal einschränken wollen.

- Die Energieversorger verlangen Investitionssicherheit.
- Die stete Verringerung des Kohlendioxidausstoßes stagniert, der Klimawandel schreitet weiter voran.
- Gleichzeitig nehmen die Vorräte an fossilen Energieträgern ab, der weltweite Energieverbrauch wird aber in den kommenden 10 bis 30 Jahren um 50 % zunehmen.
- Anstatt in die Erneuerung des deutschen Energiesystems zu investieren, erfährt die Atomkraft ein Revival - obwohl auch deren Rohstoff zur Neige geht und die Folgekosten kaum abschätzbar sind.
- Die Importabhängigkeit Deutschlands und auch der EU wird weiter ansteigen, der internationale Wettbewerb um Energieressourcen wird weiter zunehmen.

Diese Arbeit belegt, dass Deutschland gleichzeitig den Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt intensivieren und seine Klimaschutzziele erreichen kann, auch ohne die Atomenergie zu rehabilitieren. Dazu muss der Ausbau von Technologien zur Förderung erneuerbaren Energien auch in den kommenden Jahren weiter unterstützt werden. Steigen die Preise für fossile Energieträger allerdings weiterhin so rapide an, werden Technologien zur Stromerzeugung aus Sonne, Biomasse oder Geothermie ohnehin schon bald konkurrenzfähig. Gleichzeitig müssen die Potenziale zur Einsparung von Energie vollständig erschlossen werden. Nur wenn es gelingt, die Energieeffizienz zu steigern und den Stromverbrauch zu reduzieren, braucht sich niemand in Deutschland Sorgen darum zu machen, dass irgendwann das Licht ausgeht. Dazu müssen aber insbesondere die Verbraucher motiviert werden, Energie nicht mehr zu verschwenden. Hier muss die nationale Politik ihr Engagement verstärken und Initiativen zur Energieeinsparung in allen Bereichen starten. Neben der Einführung eines am tatsächlichen Energiebedarf orientierten Energieausweises sollten in diesem Bereich insbesondere die Energiestandards von Elektrogeräten verschärft und die so genannten „Stand by“-Leerlaufverluste minimiert werden. Gleichzeitig sollten Investitionen in Clean-Coal-und KWK-Technologien

gefördert werden, da zukünftig auf den Energieträger Kohle kaum verzichtet werden kann. Auch die Technologieforschung zur Vermeidung von Verlusten bei der Nutzung fossiler Energieträger muss weiterhin ausgebaut werden. Bei der weiteren Ausgestaltung des Emissionshandels sollte die Regierung überlegen, einen kleinen Teil der bisher kostenlos zugeteilten Zertifikate wie in der entsprechenden EU-Richtlinie vorgesehen, zu versteigern. Gleichzeitig müssen die Netznutzungsentgelte weiter reduziert und die geplante Anreizregulierung umgesetzt werden. Dabei wird eine gewisse Rücksichtnahme des Regulierers auch auf die Belange der Energiewirtschaft kaum zu verhindern sein, soll sie doch in den kommenden Jahren Milliarden in die deutschen Stromerzeugung und das Stromnetz investieren.

Auf europäischer Ebene muss sich Deutschland für eine zusammenhängende und koordinierte Energiepolitik einsetzen. Die Errichtung der im EU-Grünbuch für eine nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energiestrategie vorgeschlagenen europäische Stelle zur Beobachtung der Energieversorgung erscheint sinnvoll, um potenziellen Versorgungsengpässen frühzeitig entgegen zu wirken. Auch sollte eine gemeinsame Energieaußenpolitik verfolgt werden, damit u.a. das Verhältnis zum wichtigsten Gasimporteure (Russland) weiterhin stabil bleibt.

„Die Energiepolitik ist seit Jahren ein kontroverses Gebiet. Daran scheint sich auf absehbare Zeit auch nichts zu ändern. Allerdings bin ich sehr zuversichtlich, dass mit der Zeit die Diskussionen immer rationaler werden. Denn das Bewusstsein, dass der Strom nicht einfach aus der Steckdose kommt und dass Energie für unser modernes Leben notwendig ist, nimmt genauso zu wie das Bewusstsein der Abhängigkeiten. Das halte ich für einen heilsamen Prozess. Denn das In-den-Tag-hinein-leben hilft uns nicht weiter.“ (RegierungOnline 2006) Für Anfang Oktober 2006 ist bei Bundeskanzlerin Angela Merkel ein weiterer Energiegipfel geplant, der die Basis für ein langfristiges energiepolitisches Konzept bereiten soll. Dieses Energie- und Klimaschutzprogramm bis 2020 will die Regierung in der zweiten Hälfte des Jahres 2007 vorlegen.

## **Anhang**

### ***Abkürzungsverzeichnis***

AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft
AKW	Atomkraftwerk
ARE	Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorger
AVBeltV	Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung von Tarifkunden
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BKWK	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung
BNE	Bundesverband neuer Energieanbieter
BTOElt	Bundestarifordnung Elektrizität
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DIW Berlin	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DStGB	Deutscher Städte- und Gemeindebund
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
EEA	Einheitliche Europäische Akte
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	Strombörse Leipzig - European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
EHKostV	Emissionshandels-Kostenverordnung
ElBR	Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie

EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EnWiNÄG	Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
EnWiNG	Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GJ	Gigajoule
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
HeizAnlV	Heizungsanlagen-Verordnung
IEA	International Energy Agency
Kwh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MW	Megawatt
Mwh	Megawattstunde
NAP	Nationaler Allokationsplan (2005 - 2007)
NAP II	Nationaler Allokationsplan II (2008 - 2012)
PJ	Petajoule
ProMechG	Projekt-Mechanismen-Gesetz
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG
SKE	Steinkohleeinheiten
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StrEG	Stromeinspeisegesetz

StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TEHG	Treibhausgasemissionshandelsgesetz
Twh	Terawattstunde
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber
VEA	Bundesverband der Energieabnehmer
VEW	Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG
VIAG	Vereinigte Industrieunternehmen Aktiengesellschaft
VIK	Vereinigung Industrieller Kraftwirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VV Strom I	Erste Verbändevereinbarung
VV Strom II	Zweite Verbändevereinbarung
VV Strom II plus	Weiterentwickelte Zweite Verbändevereinbarung
WschV	Wärmeschutz-Verordnung
ZenWiNG	Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
Zuteilungsgesetz (2007)	Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007
ZuV 2007	Zuteilungsverordnung 2005-2007

## ***Quellen- & Literaturverzeichnis***

### **Quellen**

Altwater, Elmar: „Was passiert, wenn öffentliche Güter privatisiert werden?“ In: Peripherie 90/91, 23. Jhg. Münster 2003: 171-201

Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik: „Memorandum '89 - Gegen Unternehmernmacht und Patriarchat. Gleichstellung der Frauen - demokratische Wirtschaftspolitik in der EG.“ Köln 1989

Bardt, Hubertus: „Regulierungen im Strommarkt“. IW-Positionen - Beiträge zur Ordnungspolitik aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Köln 2005

Baur, Jürgen F. & Blask, Holger: „Regelungszuständigkeiten der EG im Bereich Energie“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr. 9/2002: 636-641

BDI, VIK, VDEW (1998): „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten (VV Strom I)“. Berlin, 22. Mai 1998

BDI, VIK, VDEW (1999): „Verbändevereinbarung über die Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie (VV Strom II)“. Berlin, 13. September 1999

BDI, VIK, VDEW, VDN, ARE, VKU (2001): „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung (VV Strom II plus)“. Berlin, 13. Dezember 2001

BKW.K, ver.di, VKU & AGFW: „Eckpunkte-Papier zur Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“. Download:  
[http://www.bkww.de/download/Eckpunktepapier\\_KWKG\\_AGFW\\_BKWK\\_VERDI\\_VKU.pdf](http://www.bkww.de/download/Eckpunktepapier_KWKG_AGFW_BKWK_VERDI_VKU.pdf)Modellrechnungen. Frankfurt/Main August 2006



Birkhofer, Adolf: „Kernenergie und Reaktorsicherheit: Nationale und internationale Perspektiven“. In: Bayerische Akademie der Wissenschaften: „Rundgespräche der Kommission für Ökologie“. Band 19 vom Juni 2000, München 2000: 75-83

Bischoff, Joachim: „Privatisierung öffentlicher Güter – Zentrales Instrument neoliberaler Gesellschaftspolitik“. In: Supplement der Zeitschrift Sozialismus 9/2004: 1-36

Böge, Ulf: „Kartellrechtliche Aufsicht über die Netzmonopole im leitungsgebundenen Energiebereich“. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr. 10/2003: 652-655

Börner, Achim-Rüdiger Dr.: „Kurze Kompilation zum EG-Energierecht im Wandel“. In: Recht der Energiewirtschaft (RdE) 8/2005: 181-191

Brand, Edmund & Witthohn, Alexander: „Die energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten der EG“. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr. 4/2002: 253-257

Britz, Gabriele Dr.: „Öffnung der Europäischen Strommärkte durch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie?“ in: Recht der Energiewirtschaft (RdE), Heft 3/1997: 85-124

Brinker, Werner Dr.: „EEG - Praxiserfahrungen und Änderungsvorschläge“. In: Schwanhold, Ernst & Kummer, Beate Dr.: „Nachhaltige Energiepolitik“. Bad Honnef 2006: 183-191

Büdenbender, Ulrich (9/2005): „Das deutsche Energierecht nach der Energierechtsreform 2005“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr. 9/2005: 642-655

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): „Kurzstudie - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004“.

Download:

<[http://www.bgr.bund.de/cln\\_029/nn\\_454936/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie\\_\\_Kurzf\\_\\_2004,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energiestudie\\_Kurzf\\_2004.pdf](http://www.bgr.bund.de/cln_029/nn_454936/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie__Kurzf__2004,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energiestudie_Kurzf_2004.pdf)>. Hannover 2004

Bundeskartellamt im Internet: [www.bundeskartellamt.de](http://www.bundeskartellamt.de)

Bundesnetzagentur (**2006a**): „Ergebnis der Untersuchung der Versorgungsstörung im Münsterland im November 2005“. Download:

<[http://www.bundesnetzagentur.de/enid/aa344b1f90de5c0b0d102175381cc68f,0/Sonderthemen/Versorgungsstoerung\\_Muensterland\\_2\\_\\_5\\_2s8.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/aa344b1f90de5c0b0d102175381cc68f,0/Sonderthemen/Versorgungsstoerung_Muensterland_2__5_2s8.html)>. Bonn 2006

Bundesnetzagentur (**2006b**): „Entwurf des Berichtes der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG“.

Download: <<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/5858.pdf>>. Bonn August 2006

Bundesnetzagentur (**2006c**): „Monitoringbericht 2006“ Download:

<<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/7263.pdf>>. Bonn 2.5.2006

Capital: „Jede Menge Kohldampf“. Capital Nr. 10 (2006): 50-52

Cecchini, Paolo: „Europa '92. Der Vorteil des Binnenmarktes.“ Baden-Baden 1988

Deutscher Reichstag - Ausschuss zur Untersuchung der Erzeugungs- und Absatzbedingungen der deutschen Wirtschaft: „Die deutsche Elektrizitätswirtschaft“. Verhandlungen und Berichte des Unterausschusses für Gewerbe: Industrie, Handel und Handwerk. Berlin 1930

Der Spiegel: „Im Reich der Reaktoren“. Der Spiegel Nr. 47 (2005): 122-124

Der Spiegel: „Vier gegen alle“. Der Spiegel Nr. 24 (2006): 80-82

Die Welt: „Mehr Gewinn mit eigenem Strom“. Ausgabe vom 30.1.2005: 7

E.ON AG: „Geschäftsbericht 2005“. Düsseldorf 2006

Eichhammer, Wolfgang & Jochem, Eberhard: „Europäische Energiepolitik - die Herausforderungen beginnen erst“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), Nr. 3/2001: 100-105

Eickhof, Norbert & Kreikenbaum, Dieter: „Die Liberalisierung der Märkte für leistungsgebundene Energien“. In: Wirtschaft und Wettbewerb (WuW), 7 u. 8/1998: 666-677

EnBW AG: „Geschäftsbericht 2005“. Karlsruhe 2006

Epiney, Astrid Dr.: „Emissionshandel in der EU“, in: Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl) 2002: 579-584

Hartkopf, Thomas: „Wege in die Energiezukunft - Handlungsoptionen und Perspektiven“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), Nr. 6/2006: 44-48

Hohlefelder, Walter Dr.: „Die Zukunft des Energieträgers Kernenergie“. In: Schwanhold, Ernst & Kummer, Beate Dr.: „Nachhaltige Energiepolitik“. Bad Honnef 2006: 116-120

Horn, Manfred Dr.: „Die europäische Energieversorgung in langfristiger Perspektive“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), Nr. 5/2003: 314-320

Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft (IZE): „Stromwirtschaft im

Wettbewerb“ (StromBasiswissen Nr. 115). Frankfurt am Main 1998

International Energy Agency (IEA): „World Energy Outlook 2005 - Middle East and North Africa Insights“. Paris 2005

International Energy Agency (IEA): „World Energy Outlook 2006“. Paris 2006

Institut für Bilanzanalysen: „Elektrizitätswirtschaft. Stand und Aussichten in der Bundesrepublik“. Frankfurt/Main 1969

IPCC: Third Assessment Report of Working Group 1, Summary for Policymakers. 2004

Kurth, Matthias: „Ist Wettbewerb möglich und wie?“ In: Schwanhold, Ernst & Kummer, Beate Dr.: „Nachhaltige Energiepolitik“. Bad Honnef 2006: 412-423

Lamprecht, Franz: „Erfahrungstrends der Energieliberalisierung“. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), Nummer 8/2002: 572-573

Miller, Oskar von : „Schriftliche Äußerung gegenüber dem Unterausschuss für Gewerbe: Industrie, Handel und Handwerk vom 28.10.1926“. in: Ausschuss zur Untersuchung der Erzeugungs- und Absatzbedingungen der deutschen Wirtschaft: „Die deutsche Elektrizitätswirtschaft“. Verhandlungen und Berichte des Unterausschusses für Gewerbe: Industrie, Handel und Handwerk. Berlin 1930, 145-148

Mombaur, Peter Michael: „Auf dem Weg zu einem wirklichen europäischen Energiemarkt“. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr. 9/2001: 546-550

Mombaur, Peter Michael: „Abschied von Monopolen: EU-Markt für Strom und Gas“. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr. 4/2003: 214-222

Müller-Kirchenbauer, Joachim & Ritzau, Michael: „VV II - Anforderungen und Chancen in der Praxis“. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr. 4/2000: 212-219

Nitsch, Joachim; Staiß, Frithjof; Wenzel, Bernd & Fishedick, Manfred: „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 - Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz“. Download: <[http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau\\_ee.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau_ee.pdf)>. Stuttgart, Wuppertal 2005

Neveling, Stefanie Dr. & Theobald, Christian Dr.: „Aktuelle Entwicklungen des europäischen Energiehandels: Die Vorschläge der EG-Kommission zur Anpassung der Strom- und Gasrichtlinien“. in: Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht (EuZW) 4/2002: 106-112

OECD: „Energiepolitik - Probleme und Ziele“. Bericht des Energieausschusses, Deutsche Übersetzung. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft, 1966

Öko-Institut: „Energiewende - Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran“. Darmstadt, Freiburg, Berlin 1980

Öko-Institut: „Das Energiewende-Szenario 2020 - Ausstieg aus der Atomenergie, Einstieg in Klimaschutz und nachhaltige Entwicklung“. Darmstadt, Freiburg, Berlin **1996a**

Öko-Institut: „Die Energiewende gestalten - Vorschlag des Öko-Instituts für einen neuen energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen in der Bundesrepublik Deutschland“. Freiburg **1996b**

Padoa-Schioppa: „Effizienz, Stabilität und Verteilungsgerechtigkeit. Eine Entwicklungsstrategie für das Wirtschaftssystem der Europäischen

Gemeinschaft.“ Wiesbaden 1988

Prognos AG: „Energierport II - Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa bis zum Jahr 2020“. Stuttgart 1996

Prognos AG: „Energierport III - Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt“. Stuttgart 2000

RWE AG: „Geschäftsbericht 2005“. Essen 2006

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): „Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels: Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen Subventionspolitik mit anderen Mitteln?“

Download:

[http://www.umweltrat.de/03stellung/download03/stellung/Stellung\\_NAPII\\_April2006.pdf](http://www.umweltrat.de/03stellung/download03/stellung/Stellung_NAPII_April2006.pdf). Berlin, 2006

Schafhausen, Franzjosef: „Der Emissionshandel als klimaschutzpolitisches Instrument“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 8/2002: 563-568

Schafhausen, Franzjosef: „Der Handel kann beginnen“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 7/2004: 450-452

Schalast, Christoph Prof. Dr.: „Umweltschutz und Wettbewerb als Wertwiderspruch im Binnenmarkt für Elektrizität - Fallbeispiel für einen ungelösten Zielkonflikt“. In: Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER), Heft 2/2001: 74-81

Schiffer, Hans-Wilhelm: „Deutscher Energiemarkt 2005“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 3/2006: 44-54

Schulz, Wolfgang & Pfaffenberger, Wolfgang: „Klima- und Ressourcenschutz

durch Kraft-Wärme-Kopplung“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), Nr. 1&2/2001: 26-30

Schwarz, Hans-Günther & Lang, Christoph: „Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr.12/2005: 864-870

Schwarz, Jürgen & Tillmann, Hans-Bernd: „Zehn Jahre deutsch-deutscher Stromverbund - Rückblick und Ausblick“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 1&2/2006: 38-43

Stahlke, Niels H.: „Unternehmenszusammenschlüsse in der deutschen Energiewirtschaft“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) Nr.12/2005: 878-882

Statistisches Bundesamt: „Bericht des Statistischen Bundesamtes zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen (UGR) 2001“. Download im Internet: [http://www.destatis.de/presse/deutsch/pk/2001/ugr\\_bericht\\_01.pdf](http://www.destatis.de/presse/deutsch/pk/2001/ugr_bericht_01.pdf), Bonn Oktober 2001

Stevens, Berthold: „Das neue Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), Nr. 5/2002: 355-359

Tschätsch, Hans-Ulrich; „Über innovative Technologien zu mehr Effizienz“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 1&2/2006: 84-85

Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts: „Energiewirtschaft und Umwelt“. Vorträge und Diskussionsbeiträge der 16. Arbeitstagung am 23. und 24. September 1971 in der Universität Köln. München, 1972

Umbach, Frank: „Europäische und deutsche Energieversorgungssicherheit am Scheideweg“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 9/2005: 629-639

Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP) & Sekretariat der Klimarahmenkonvention (UNFCCC): „Klimaänderungen besser verstehen - Ein Leitfaden für Anfänger zur Klimakonvention der Vereinten Nationen und zum Protokoll von Kyoto“. Bonn 1999

Vattenfall Europa AG: „Geschäftsbericht 2005“. Berlin 2006

VDEW: „Leitsätze der Elektrizitätswirtschaft zur Energiepolitik der achtziger Jahre“. Frankfurt/Main, 1981

Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft & Bundesverband Neuer Energieanbieter (VIK et al. 2005): „Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber - Gutachten“. Download: [http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM051129/LBD\\_Gutachten\\_051128.pdf](http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM051129/LBD_Gutachten_051128.pdf). Essen, Berlin 2005

Verband kommunaler Unternehmen & Bundesverband Neuer Energieanbieter (VKU et al. 2005): „Stadtwerk der Zukunft - Perspektiven kommunaler Energieversorgung 2010/2015“. Berlin & Bonn 2005

Verivox GmbH & Kirschbaum Consulting: „Stromstudie 2005“. Heidelberg, 2005. Im Internet unter: [www.stromstudie.de](http://www.stromstudie.de)

Weichselberger, Annette: „Erwartete Auswirkungen des Europäischen Binnenmarktes auf die Industrie der Bundesrepublik Deutschland und der EG Partnerländer“. ifo Studien zur Industriewirtschaft 33, München 1988

Weigt, Jürgen: „Die Zukunft der erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), Ausgabe 9/2005: 656-660



Ziesing, Hans-Joachim: „Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland“. In DIW-Wochenbericht 10/2006, Berlin 2006: 117-131

Ziesing, Hans-Joachim: „CO2-Emissionen in Deutschland im Jahre 2005 deutlich gesunken“. In DIW-Wochenbericht 12/2006, Berlin 2006: 153-162

Ziesing, Hans-Joachim: „Trotz Klimaschutzabkommen: weltweit steigende CO2-Emissionen“. In DIW-Wochenbericht 35/2006, Berlin 2006: 485-499

### **Sekundärliteratur**

Abdolvand, Behrooz/Adolf, Matthias & Bechberger, Micha: „4. Darstellung der weltweiten Nutzung der einzelnen Energieträger - Erdöl“. In: Reiche, Danyel: „Grundlagen der Energiepolitik“, Frankfurt/Main, 2005: 57-71

Bartle, Ian: „When Institutions no longer Matter: Reform of Telecommunications and Electricity in Germany, France and Britain“. In: Journal of Public Policy 22/2002: 1-27

Bechberger, Micha & Haase, Nadine: „4. Darstellung der weltweiten Nutzung der einzelnen Energieträger - Erdgas“. In: Reiche, Danyel: „Grundlagen der Energiepolitik“, Frankfurt/Main, 2005: 73-85

Bischoff, Joachim: „Privatisierung öffentlicher Güter“. Supplement der Zeitschrift „Sozialismus“ 9/2004. Hamburg 2004

Bogumil, Jörg: „Ökonomisierung der Verwaltung. Konzepte, Praxis, Auswirkungen und Probleme einer effizienzorientierten Verwaltungsmodernisierung“. In: Czada, Roland & Zintl, Reinhard: „Politik und Markt“. PVS-Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft 34/2003. Wiesbaden 2003: 209-231

Bohne, Eberhard (2003a): „Ordnungspolitische Probleme im Strommarkt“. In: Bohne, Eberhard: „Neubestimmung ordnungspolitischer Aufgaben des Staates im

Strommarkt“. Münster, 2003: 1-10

Bohne, Eberhard & Frenzel Sabine (2003b): „Formale und informale Ordnung des Zugangs zum Strommarkt“. Forschungsinstitut für öffentliche Verwaltung bei der Deutschen Hochschule für Verwaltungswissenschaften Speyer. FÖV Discussion Papers, Speyer 2003

Braun, Hans-Joachim & Kaiser, Walter: „Propyläen Technik Geschichte. Seit 1914 - Energiewirtschaft, Automatisierung, Information“. Berlin 1992

Bruche, Gert: „Elektrizitätsversorgung und Staatsfunktion“. Frankfurt/New York 1977

Brunekreeft, Gert & Keller, Katja: „Elektrizität: Verhandelter versus regulierter Netzzugang“. In: Knieps, Günther & Brunekreeft, Gert: „Zwischen Regulierung und Wettbewerb“. Freiburg, 2000: 125-150

Brunnengräber, Achim: „Global Public Goods – Global Public Bads“. In: Brunnengräber, Achim: „Globale öffentliche Güter unter Privatisierungsdruck – Festschrift für Elmar Altvater“. Münster 2003: 26-38

Czada, Roland: „Grenzprobleme zwischen Politik und Markt“. In: Czada, Roland & Zintl, Reinhard: „Politik und Markt“. PVS-Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft 34/2003. Wiesbaden 2003: 12-28

Evers, Hans-Ulrich: „Das Recht der Energieversorgung“. 2. Auflage, Baden-Baden 1983

Fischer, Wolfram: „Die Elektrizitätswirtschaft in Gesellschaft und Politik“. Die Geschichte der Stromversorgung. Fischer, W., Hg. Frankfurt am Main 1992: 15-36

Förster, Karl: „Allgemeine Energiewirtschaft“. Berlin, 1965

Fritsch, Michael; Wein, Thomas & Ewers, Hans-Jürgen: „Marktversagen und Wirtschaftspolitik“. München 2001

Gammelin, Cerstin & Hamann, Götz: „Die Strippenzieher. Manager, Minister, Medien - wie Deutschland regiert wird“. Düsseldorf 2005

Gerling, Peter J. Dr. & Kosinowski, Michael Dr.: „Die Reichweite fossiler Energieträger“. In: Schwanhold, Ernst & Kummer, Beate Dr.: „Nachhaltige Energiepolitik“. Bad Honnef 2006: 50-66

Gröner, Helmut: „Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft“. Baden-Baden 1975

Gröner, Helmut & Smeets, Heinz-Dieter: „Regulierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft“. In: Krakowski, Michael: „Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland“. Hamburg, 1988: 117-1193

Grunwald, Jürgen: „Das Energierecht der Europäischen Gemeinschaften“. Berlin 2003

Hennicke, Peter & Müller, Michael: „Weltmacht Energie - Herausforderung für Demokratie und Wohlstand“. Stuttgart 2005

Hermes, Georg: „Wettbewerb im Stromhandel durch Selbstregulierung oder staatliche Regulierung?“ In: Bohne, Eberhard: „Neubestimmung ordnungspolitischer Aufgaben des Staates im Strommarkt“. Münster 2003: 135-159

Herrmann, Annelies; Ochel, Wolfgang & Wegner, Manfred: „Bundesrepublik und Binnenmarkt '92“. Schriftenreihe des Ifo-Instituts für Wirtschaftsforschung Nr.

126. Berlin/München 1990

Herzig, Thomas: „Wirtschaftsgeschichtliche Aspekte der deutschen Elektrizitätsversorgung 1880 bis 1990“ in: „Die Geschichte der Stromversorgung“. Fischer, W., Hg. Frankfurt am Main 1992: 122-166

Heuraux, Christine: „Die deutsche Energiewirtschaft - Chronik einer angekündigten Liberalisierung“. Essen 2004

Hölscher, Jens: „Mehr Arbeitsplätze in Europa '92? Zur beschäftigungspolitischen Illusion des Cecchini-Berichts“. In: Heine, Michael; Kisker, Klaus Peter; Schikora, Andreas: „Schwarzbuch EG-Binnenmarkt.“ Berlin 1992, 25-39

Karweina, Günter: „Der Megawatt Clan - Geschäfte mit der Energie von morgen“. Hamburg, 1981

Kasper, Albrecht, Schikora Andreas: „Umweltdumping als Folge der geplanten EG-Integration?“. In: Heine, Michael; Kisker, Klaus Peter; Schikora, Andreas: „Schwarzbuch EG-Binnenmarkt.“ Berlin 1992: 95-114

Kaul, Inge & Kocks, Alexander: „Globale öffentliche Güter – Zur Relevanz des Begriffs“. In: Brunnengräber, Achim: „Globale öffentliche Güter unter Privatisierungsdruck – Festschrift für Elmar Altvater“. Münster 2003: 39-56

Kehrberg, Jan Otto Clemens: „Die Entwicklung des Elektrizitätsrechts in Deutschland - Der Weg zum Energiewirtschaftsgesetz von 1935“. Rechtshistorische Reihe Nr.157, Verlag Peter Lang, Frankfurt/Berlin 1997

Kisker, Klaus Peter: „Schwarzbuch EG-Binnenmarkt: Einleitung“. In: Heine, Michael; Kisker, Klaus Peter; Schikora, Andreas: „Schwarzbuch EG-Binnenmarkt.“ Berlin 1992: 9-24

König, Wolfgang & Weber, Wolfhard: „Propyläen Technik Geschichte. 1840-1914 - Netzwerke Stahl und Strom“. Berlin 1990

Koopmann, Hans-Martin & Rosenkötter, Annette: „Instrumente zur Sicherstellung von Wettbewerb“. In: Rayermann, Marcus & Loibl, Helmut: „Energierrecht - Handbuch“. Berlin, 2003: 67-100

Krakowski, Michael: „Theoretische Grundlagen der Regulierung“. In: Krakowski, Michael: „Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland“. Hamburg, 1988: 18-116

Kruse, Jörn: „Ordnungstheoretische Grundlagen der Deregulierung“. In: Seidenfus, Hellmuth St. (Hrsg.): „Deregulierung - eine Herausforderung an die Wirtschafts- und Sozialpolitik in der Marktwirtschaft“. Berlin 1999: 9-35

Lammers, Gudrun: „Zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft“. Idstein, 1992

Laumanns, Ulrich: „5. Energieeffizienz“. In: Reiche, Danyel: „Grundlagen der Energiepolitik“, Frankfurt/Main, 2005: 191-206

Leif, Thomas & Speth, Rudolf: „Die fünfte Gewalt - Lobbyismus in Deutschland“. Bonn, 2006

Levi, Hans Wolfgang: „Stromversorgung und Umwelt“. In: Voß, Alfred (Hrsg.): „Die Zukunft der Stromversorgung“. Frankfurt/Main, 1992: 175-199

Liedtke, Rüdiger: „Das Energie-Kartell - Das lukrative Geschäft mit Strom, Gas und Wasser“. Frankfurt/Main, 2006

Lippert, Michael: „Energiewirtschaftsrecht“. Köln, 2002

Löwer, Wolfgang: „Rechtshistorische Aspekte der deutschen

Elektrizitätsversorgung von 1880 bis 1990“. In: „Die Geschichte der Stromversorgung.“ Fischer, W., Hg. Frankfurt am Main 1992: 168-215

Ludwig, Christian H. & Koopmann, Hans-Martin: „Entwicklung und Rechtsquellen des privaten Energierechts“. In: Rayermann, Marcus & Loibl, Helmut: „Energierecht - Handbuch“. Berlin, 2003: 27-65

Majone, Giandomenico: „Regulating Europe“. London/New York 1996

Majone, Giandomenico: „From the Positive to the Regulatory State: Causes and Consequences in the Change of Governance“. In: „Journal of Public Policy 17/1997“: 139-167

Matlary, Janne Haaland: „Energy Policy: From an national to a european framework?“ In: Wallace, Helen & Wallace, William: „Policy-Making in the European Union“. Oxford 1996: 257-277

Matthies, Klaus: „Deregulierung des Energiemarktes?“ In: Mayer, Otto G.; Scharrer, Hans-Eckart & Schmahl, Hans-Jürgen: „Der Europäische Binnenmarkt“. Hamburg 1989

Meinert, Jürgen: „Strukturwandlungen der westdeutschen Energiewirtschaft“. Frankfurt/Main, 1980

Morris, Craig: „Zukunftsenergien - Die Wende zum nachhaltigen Energiesystem“. Hannover 2005

Müschen, Klaus & Romberg, Erika: „Strom ohne Atom. Ein Report des Öko-Instituts Freiburg“. Frankfurt/Main 1986

Oberthür, Sebastian & Ott, Hermann E.: „Das Kyoto-Protokoll: Internationale Klimapolitik für das 21. Jahrhundert“. Wiesbaden 2000

Pallarz, Karl-Heinz: „EG Binnenmarkt 1992“. Stuttgart, Berlin, Köln 1990

Pfaffenberger, Wolfgang Dr.: „Elektrizitätswirtschaft“. München 1993

Pfaffenberger, Wolfgang; Scheele, Ulrich & Salge, Katrin: „Energieversorgung nach der Deregulierung“. Berlin 1999

Pfaffenberger, Wolfgang; Scheele, Ulrich, Ströbele Wolfgang & Windelberg, Jens: „Auswirkungen des EG-Binnenmarkts für Energie auf die räumliche Energieversorgung, Studie im Auftrag des Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau“. Idstein 1992

Pontenagel, Irm: „Das Potential erneuerbarer Energien in der Europäischen Union“. Berlin, Heidelberg 1995

Preuß, Olaf: „Energie für die Zukunft“. Wiesbaden 2005

Reiche, Danyel: „4. Darstellung der weltweiten Nutzung der einzelnen Energieträger - Kohle“. In: Reiche, Danyel: „Grundlagen der Energiepolitik“, Frankfurt/Main, 2005a: 87-98

Reiche, Danyel: „8. Governance und Energiepolitik“. In: Reiche, Danyel: „Grundlagen der Energiepolitik“, Frankfurt/Main, 2005b: 233-249

Ruge, Reinhard: „Die Gewährleistungsverantwortung des Staates und der Regulatory State“. Berlin 2004

Sattler, Anja: „Der Handel mit Treibhausgaszertifikaten in der Europäischen Union“. Berlin, 2004

Scheer, Hermann: „Solare Weltwirtschaft“. 5. Auflage, München 2002

Schiffer, Hans-Wilhelm: „Energemarkt Deutschland“. 9. Auflage, Köln 2005

Schmidt, Vivian A.: „The Futures of European Capitalism“. Oxford, 2002

Schulz, Walter: „Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft“. München, 1979

Schüler-Springorum, Horst: „Inhalt und Grenzen der Staatsaufsicht nach dem Energiewirtschaftsgesetz“. In: Veröffentlichungen des Instituts für Energierecht der Universität Bonn: Aktuelle Fragen des Energierechts 1960, Düsseldorf 1960

Schweer, Carl-Stephan & von Hammerstein, Christian: „Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)“. Köln, Berlin, München 2004

Siegel, Nico A. & Jochem, Sven: „Staat und Markt im internationalen Vergleich - Empirische Mosaiksteine einer facettenreichen Arbeitsverschränkung“. In: Czada, Roland & Zintl, Reinhard: „Politik und Markt“. PVS-Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft 34/2003. Wiesbaden 2003: 351-388

Speckhardt, Hugo: „Zur Sozialisierung der Elektrizitätswirtschaft“. Inaugural-Dissertation zur Erlangung der Doktorwürde bei der Juristischen Fakultät der Hessischen Ludwigs- Universität zu Giessen. Berlin 1919

Stier, Bernhard: „Staat und Strom“. Die politische Steuerung des Elektrizitätssystems in Deutschland 1890-1950. Mannheim, 1999

Stingelwagner, Wolfgang: „Die Elektrizitätswirtschaft in der DDR“. In: Wolfram Fischer (Hrsg.): „Die Geschichte der Stromversorgung“. Frankfurt/Main 1992: 219-245

Tettiner/Jimenez-Blanco: Grundstrukturen der Energiewirtschaft in Spanien und in der Bundesrepublik Deutschland. Bochumer Forschungsberichte zum Berg-



und Energierecht, 1992

Theobald, Christian: „Probleme des verhandelten Netzzugangs“. In: Bohne, Eberhard: „Neubestimmung ordnungspolitischer Aufgaben des Staates im Strommarkt“. Münster, 2003: 11-43

Wagmann, Markus: „Probleme der Kartellaufsicht für den OTC- und Börsenhandel“. In: Bohne, Eberhard: „Neubestimmung ordnungspolitischer Aufgaben des Staates im Strommarkt“. Münster, 2003: 45-59

Wallace, Helen & Young, Alasdair R.: „The Single Market: A new approach to policy“. In: Wallace, Helen & Wallace, William: „Policy-Making in the European Union“. Oxford 1996: 125-155

Wessels, Theodor Dr: „Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts. Heft 1: Wirtschaftliche und rechtliche Grundfragen der Energiewirtschaft“. München, 1949

Wicke, Lutz & Huckestein, Burkhard: „Umwelt Europa - der Ausbau zur ökologischen Marktwirtschaft“. Gütersloh 1991

Zängl, Wolfgang: „Deutschlands Strom. Die Politik der Elektrifizierung bis heute.“ Frankfurt am Main 1989

Zintl, Reinhard: „Markt und Politik: Implizite und explizite Kollektiventscheidung“. In: Czada, Roland & Zintl, Reinhard: „Politik und Markt“. PVS-Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft 34/2003. Wiesbaden 2003: 31-47

### **Politische Dokumente**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU 2002): „Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht

zum EEG)“. Download: <[http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_erfahrungsbericht.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht.pdf)>. Berlin 2002

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (**BMU 2005a**): „Nationaler Allokationsplan II – Eckpunkte und Vergleich mit NAP I“. Download: <[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nap2\\_vergleich.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nap2_vergleich.pdf)>. Berlin 2005

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (**BMU 2005b**): „Emissionshandel -Mehr Klimaschutz durch Wettbewerb“. Download: <[http://www.bmu.de/files/emissionshandel/downloads/application/pdf/broschuere\\_emissionshandel.pdf](http://www.bmu.de/files/emissionshandel/downloads/application/pdf/broschuere_emissionshandel.pdf)>. Berlin 2005

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU 2006): „Hintergrundpapier zum Nationalen Allokationsplan 2008-2012“. Download: <<http://www.bmu.de/emissionshandel/downloads/doc/36965.php>>. Berlin 2006

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU Mai 2006): „Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Stand Mai 2006“. Download: <[http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare\\_energien/downloads/application/pdf/broschuere\\_ee\\_zahlen.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen.pdf)>. Berlin 2006

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2000): „BMWi: Energie mit Zukunft. Ein Infodienst vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit“. Ausgabe 2/2000

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2003): „Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der

Verbändevereinbarungen“. Berlin 2003

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi et al. 2006) &  
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU):  
„Energieversorgung für Deutschland - Statusbericht für den Energiegipfel am 3.  
April 2006“. Berlin 2006

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2006): „Vorschlag  
für ein 10-Punkte-Programm für mehr Energieeffizienz im Nachfragebereich“.  
Berlin 2006

Bundesrat (BR 16.6.2005): Beschluss zum Zweiten Gesetz zur Neuregelung des  
Energiewirtschaftsrechts. Drucksache 498/05, Berlin 16.6.2005

Bundesrat (BR 16.6.2006): Gesetzentwurf der Bundesregierung - Entwurf eines  
Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Drucksache  
427/06, Berlin 16.6.2006

Bundesrat (BR 19.12.1996): „Empfehlungen der Ausschüsse Wi, Fz, In, R und U.  
Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.“  
Bundestagsdrucksache 806/1/96, Bonn 19.12.1996

Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen (Grüne 2000): „Vorrang für  
Erneuerbare Energien“. Materialsammlung lang & schlüssig, Nr. 1410, Berlin  
März 2000

Bundesregierung: „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den  
Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 zum Atomausstieg“.

Download:

<<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf>> .

Berlin 2000

Bundesverfassungsgericht (BVerfGE 1994): „Entscheidung zum Kohlepfennig - 2 BvR 633/86“. Bonn 11.10.1994

Deregulierungskommission: „Marktöffnung und Wettbewerb“. Zweiter Bericht: Die Stromwirtschaft. Bonn 1991

Monopolkommission (1977): „Mehr Wettbewerb ist möglich“. Erstes Hauptgutachten, 2. Auflage. Baden-Baden 1977

Monopolkommission (**2002a**): „Sondergutachten der Monopolkommission gem § 42 Abs. 4 Satz 2 GWB: Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH“. Download: <[http://www.monopolkommission.de/sg\\_34/text\\_s34.pdf](http://www.monopolkommission.de/sg_34/text_s34.pdf): 130>. Bonn 2002

Monopolkommission (**2002b**): „Netzwettbewerb durch Regulierung - Vierzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission gem § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB 2000/2001“. Download: <[http://www.monopolkommission.de/haupt\\_14/sum\\_h14.pdf](http://www.monopolkommission.de/haupt_14/sum_h14.pdf)>. Bonn 2002

Monopolkommission (2004): „Wettbewerbspolitik im Schatten 'Nationaler Champions' - Fünfzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission gem § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB 2002/2003“. Download: <[http://www.monopolkommission.de/haupt\\_15/sum\\_h15\\_de.pdf](http://www.monopolkommission.de/haupt_15/sum_h15_de.pdf)>. Bonn 2004

Monopolkommission (2006): „Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor - Sechzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission gem § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB 2004/2005“. Download: <[http://www.monopolkommission.de/haupt\\_16/einleitung\\_h16.pdf](http://www.monopolkommission.de/haupt_16/einleitung_h16.pdf)>. Bonn 2006

### ***Bundestags-Dokumente***

Deutscher Bundestag (BT 11.12.1991): „Das energiepolitische Gesamtkonzept der Bundesregierung – Energiepolitik für das vereinte Deutschland.“  
Bundestagsdrucksache 12/1799. Bonn 11.12.1991

Deutscher Bundestag (BT 8.11.1996): „Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.“  
Bundestagsdrucksache 806/96, Bonn 08.11.1996

Deutscher Bundestag (BT 25.11.1997): „Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft (9. Ausschuss) zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“. Bundestagsdrucksache 13/9211.  
Bonn 25.11.1997

Deutscher Bundestag (**BT 25.6.1999**): „Bericht des Bundeskartellamts über seine Tätigkeit in den Jahren 1997/1998 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet und Stellungnahme der Bundesregierung.“  
Bundestagsdrucksache 14/1139, Bonn 25.06.1999

Deutscher Bundestag (**BT 16.2.2000**): Gesetzentwurf der Abgeordneten Eva-Maria Bulling-Schröter, Rolf Kutzmutz, Ursula Lötzer, Christine Ostrowski, Dr. Winfried Wolf, Dr. Gregor Gysi und der Fraktion der PDS - Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung und zum Ausbau der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK-Gesetz). Bundestagsdrucksache 14/2693, Berlin 16.2.2000

Deutscher Bundestag (**BT 22.2.2000**): Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN - Entwurf eines Gesetzes zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Vorschaltgesetz).  
Bundestagsdrucksache 14/2765, Berlin 22.2.2000

Deutscher Bundestag (**BT 21.3.2000**): Entschließungsantrag der Fraktion der CDU/CSU zu der dritten Beratung des Gesetzentwurfs der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN - Drucksachen 14/2765, 14/3007 - Entwurf eines Gesetzes zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Vorschaltgesetz). Bundestagsdrucksache 14/3008, Berlin 21.3.2000)

Deutscher Bundestag (**BT 14.11.2000**): Nationales Klimaschutzprogramm -  
Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO<sub>2</sub>-Reduktion“.  
Bundestagsdrucksache 14/4729, Berlin 14.11.2000

Deutscher Bundestag (**BT 9.5.2001**): Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung  
des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.  
Bundestagsdrucksache 14/5969, Berlin 9.5.2001

Deutscher Bundestag (**BT 22.6.2001**): „Bericht des Bundeskartellamts über seine  
Tätigkeit in den Jahren 1999/2000 sowie über die Lage und Entwicklung auf  
seinem Aufgabengebiet und Stellungnahme der Bundesregierung.“  
Bundestagsdrucksache 14/6300, Berlin 22.06.2001

Deutscher Bundestag (**BT 4.10.2001**): Gesetzentwurf der Bundesregierung -  
Entwurf eines Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau  
der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).  
Bundestagsdrucksache 14/7024, Berlin 4.10.2001

Deutscher Bundestag (**BT 14.12.2001**): „Entwurf eines Gesetzes zur geordneten  
Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von  
Elektrizität“ Bundestagsdrucksache 14/7840, Berlin 14.12.2001

Deutscher Bundestag (**BT 27.6.2002**): Beschlussempfehlung des  
Vermittlungsausschusses zu dem Ersten Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur  
Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Bundestagsdrucksache 14/9634, Berlin  
27.6.2002

Deutscher Bundestag (**BT 16.7.2002**): Unterrichtung durch den Bundesrat - Erstes  
Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.  
Bundestagsdrucksache 14/9797, Berlin 16.7.2002

Deutscher Bundestag (**BT 27.6.2003**): „Bericht des Bundeskartellamts über seine Tätigkeit in den Jahren 2001/2002 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet und Stellungnahme der Bundesregierung.“

Bundestagsdrucksache 15/1226, Berlin 27.06.2003

Deutscher Bundestag (**BT 13.1.2004**): Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN - Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich. Bundestagsdrucksache 15/2327, Berlin 13.1.2004

Deutscher Bundestag (**BT 14.10.2004**): Gesetzentwurf der Bundesregierung - Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Bundestagsdrucksache 15/3917, Berlin 14.10.2004

Deutscher Bundestag (**BT 28.10.2004**): Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts - Drucksache 15/3917 - Gegenäußerung der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates. Bundestagsdrucksache 15/4068, Berlin 28.10.2004

Deutscher Bundestag (**BT 13.4.2005**): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit (9. Ausschuss) a) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung - Drucksachen 15/3917, 15/4068 - Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neureglung des Energiewirtschaftsrechts. Bundestagsdrucksache 15/5268, Berlin 13.4.2005

Deutscher Bundestag (**BT 4.5.2005**): Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts - Drucksachen 15/3917, 15/4068, 15/5268 - Anrufung des Vermittlungsausschusses. Bundestagsdrucksache 15/5429, Berlin 4.5.2005

Deutscher Bundestag (**BT 15.6.2005**): Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses zu dem Zweiten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts - Drucksachen 15/3917, 15/4068, 15/5268, 15/5429.

Bundestagsdrucksache 15/5736, Berlin 15.6.2005

Deutscher Bundestag (**BT 22.6.2005**): „Bericht des Bundeskartellamts über seine Tätigkeit in den Jahren 2003/2004 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet und Stellungnahme der Bundesregierung.“

Bundestagsdrucksache 15/5790, Berlin 22.06.2005

Deutscher Bundestag (**BT 2.7.2006**): „Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Eva Bulling-Schröter, Lutz Heilmann, Hans-Kurt Hill, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE. (Drucksache 16/1495) - Nationaler Allokationsplan 2008 bis 2012 - Anfrage Teil I - Extraprofite und Strompreise.“ Bundestagsdrucksache 16/2205, Berlin 2.7.2006

### ***Europäische Dokumente***

Europäische Kommission (EU-Kom 1986): „Entscheidung Nr. 2064/86/EGKS der Kommission vom 30. Juni 1986 über die Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus“. Brüssel 1986

Europäische Kommission (EU-Kom 1988): „Arbeitsdokument - Der Binnenmarkt für Energie - Nr. KOM (88) 238 endg.“. Brüssel 2.5.1988

Europäische Kommission (EU-Kom 1997): Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. KOM (97) 599 endg.

EU-Kommission (EU-Kom 1999): Zweiter Bericht der Kommission über den Stand der Liberalisierung der Energiemärkte. Brüssel 1999

Europäische Kommission (EU-Kom 2000): Bericht gemäß der Entscheidung 1999/296/EG des Rats über ein System zur Beobachtung der Emissionen von CO<sub>2</sub> und anderen Treibhausgasen in der Gemeinschaft. KOM (2000) 749. Brüssel 12.2.2000



Europäische Kommission (**EU-Kom 2001a**): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt. KOM (2001) 125. Brüssel 13.3.2001

Europäische Kommission (**EU-Kom 2001b**): Politische Konzepte und Maßnahmen der Gemeinschaft zur Verringerung der Treibhausgasemissionen: zu einem Europäischen Programm zur Klimaänderung (ECCP). KOM (2000) 88 endg. Brüssel 5.10.2001

Europäische Kommission (**EU-Kom 2001c**): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG. KOM (2001) 581 endg. Brüssel 23.10.2001

Europäische Kommission (**EU-Kom 2001d**): First Benchmarkingreport on the Implementation of the internal Electricity- and Gasmarket. SEC (2001) 1957. Brüssel 3.12.2001

Europäische Kommission (EU-Kom 2002): „Verordnung (EG) Nr. 595/2002 der Kommission vom 5. April 2002 zur Änderung und Berichtigung der Verordnung (EG) Nr. 1520/2000 zur Festlegung der gemeinsamen Durchführungsvorschriften für die Gewährung von Ausfuhrerstattungen und der Kriterien zur Festsetzung des Erstattungsbetrags für bestimmte landwirtschaftliche Erzeugnisse, die in Form von nicht unter Anhang I des Vertrages fallenden Waren ausgeführt werden“. Brüssel 2002

Europäische Kommission (**EU-Kom 2003a**): „EU-Nachrichten, Themenheft Nr. 5: EU-Binnenmarkt / 10 Jahre - Bilanz und Ausblick“. Download: [http://80.237.230.148/pdf/eunachrichten/TH5\\_Binnen\\_FIN.pdf](http://80.237.230.148/pdf/eunachrichten/TH5_Binnen_FIN.pdf). Brüssel 2003

Europäische Kommission (**EU-Kom 2003b**): „Richtlinie 2003/87/EG des

Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates“. Brüssel 2003

Europäische Kommission (**EU-Kom 2003c**): Second Benchmarkingreport on the Implementation of the internal Electricity- and Gas Market, SEC (2002) 1038 und updated version SEC (2003) 448. Brüssel 2.10.2002 und 7.4.2003

Europäische Kommission (**EU-Kom 2004a**): Third Benchmarkingreport on the Implementation of the internal Electricity- and Gas Market. Brüssel 1.03.2004

Europäische Kommission (**EU-Kom 2004b**): Bericht der Kommission gemäß Artikel 3 der Richtlinie 2001/77/EG, Bewertung der Auswirkung von Rechtsinstrumenten und anderen Instrumenten der Gemeinschaftspolitik auf die Entwicklung des Beitrags erneuerbarer Energiequellen in der EU und Vorschläge für konkrete Maßnahmen. KOM (2004) 366 endg. Brüssel 26.5.2004

Europäische Kommission (**EU-Kom 2005a**): Fourth Benchmarkingreport on the Implementation of the internal Electricity- and Gas Market. COM (2004) 863 final. Brüssel 5.1.2005

Europäische Kommission (**EU-Kom 2005b**): Bericht über die Fortschritte bei der Schaffung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes. KOM (2005) 568. Brüssel 15.11.2005

Europäische Kommission (**EU-Kom 2005c**): Mitteilung der Kommission: „Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen“. KOM (2005) 627 endg. Brüssel 7.12.2005

### **Internet**

Anti-Atom-Gemeinschaften: [www.anti-atom.de](http://www.anti-atom.de)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: „Energieverbrauch 2005 nur knapp unter

Vorjahresniveau“. Internet <<http://www.ag-energiebilanzen.de/presse/pm2006/26012006.pdf>>. Version <26.01.2006>, Stand <01.06.2006>

Barroso, José Manuel: „Presentation of the five year strategy and 2005 legislative and work programme European Parliament, plenary session Brussels, 26 January 2005“. Internet:

<<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/05/43&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>>. Version <26.1.2006>, Stand <26.5.2006>

Bericht des Statistischen Bundesamtes zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen (UGR) 2001. Internet: <

[http://www.destatis.de/presse/deutsch/pk/2001/ugr\\_bericht\\_01.pdf](http://www.destatis.de/presse/deutsch/pk/2001/ugr_bericht_01.pdf)>. Version <Oktober 2001>, Stand <15.4.2006>

BINE Informationsdienst: [www.energiefoerderung.de](http://www.energiefoerderung.de)

Bund der Energieverbraucher: [www.energieverbraucher.de](http://www.energieverbraucher.de)

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Energieversorgung für Deutschland - Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006“. Internet:

<[http://www.bmu.de/files/download/application/pdf/statusbericht\\_0603.pdf](http://www.bmu.de/files/download/application/pdf/statusbericht_0603.pdf)>. Version <März 2006>, Stand <01.06.2006>

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: „Glos und Tiefensee geben Startschuss für Energieausweise im Gebäudebestand“. Internet:

<<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=128346.html>>. Version <7.4.2006>, Stand <10.04.2006>

Bundesnetzagentur online (**2006a**): „Erste Genehmigung der Bundesnetzagentur

für Stromnetzentgelt“. Internet:

<<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/6403.pdf>>. Version  
<08.06.2006>, Stand <15.6.2006>

Bundesnetzagentur online (2006b): „Sprechzettel Matthias Kurth - BAM-  
Gutachten zu den Stromausfällen im Münsterland im November 2005“. Internet:

<<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/6393.pdf>>, Version  
<8.6.2006>, Stand <16.6.2006>

Bundesnetzagentur online (2006c): „Ergebnis der Untersuchung der  
Versorgungsstörung im Münsterland im November 2005“. Internet:

<[http://www.bundesnetzagentur.de/enid/aa344b1f90de5c0b0d102175381cc68f,0/  
Sonderthemen/Versorgungsstoerung\\_Muensterland\\_2\\_\\_5\\_2s8.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/aa344b1f90de5c0b0d102175381cc68f,0/Sonderthemen/Versorgungsstoerung_Muensterland_2__5_2s8.html)>, Version  
<9.6.2006>, Stand <16.6.2006>

Bundesnetzagentur online (2006d): „Kürzungen von bis zu 14 Prozent bei drei  
weiteren Stromnetzbetreibern“. Internet:

<<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/6995.pdf>>. Version  
<31.07.2006>, Stand <15.8.2006>

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW online 2006)  
online: „Effizienzvorgaben der Anreizregulierung müssen erreichbar sein“.  
Internet

<[http://www.bgw.de/presse/pressemitteilungen/article\\_2006\\_5\\_2\\_1.html](http://www.bgw.de/presse/pressemitteilungen/article_2006_5_2_1.html)>.  
Version <2.5.2006>, Stand <11.8.2006>

Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) online (2005):

„Strompreisentwicklung genauer analysieren“. Internet <[http://www.bdi-  
online.de/sbrecherche/infostartpage.asp?InfoID={7A0A962D-A700-4D2C-B4F7-  
5A1CB2B164DA}](http://www.bdi-online.de/sbrecherche/infostartpage.asp?InfoID={7A0A962D-A700-4D2C-B4F7-5A1CB2B164DA})>, Version <14.7.2005>, Stand <31.5.2006>

Bundesverband Erneuerbare Energie online (BEE online 2006): „Kurzportrait

Windenergie“. Internet: <<http://www.bee-ev.de/index.php?a=124>>. Stand <11.9.2006>

Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE) online (2005): „Stromkunden zahlen seit 2001 über eine halbe Milliarde Euro zuviel Netzentgelte“. Internet <<http://www.neue-energieanbieter.de/aktuelles/presse/95140.html>>. Version <29.11.2005>, Stand <28.5.2006>

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (B.WKW 2002): „Synopsis zu den Änderungsanträgen zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz“. Internet: <<http://www.bkww.de/bkww/infos/chronik/>>. Version <2002>, Stand <1.7.2006>

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (B.WKW 2006): „Chronik der KWK-Politik“. Internet: <<http://www.bkww.de/bkww/infos/chronik/>>. Stand <10.9.2006>

Deutsches Atomforum: „Kernenergie als Bestandteil einer nachhaltigen Energieversorgung“. Internet: <[http://www.atomforum.de/kernenergie/de/positionspapiere/positionspapier\\_detail.php?navid=&detail=/positionspapiere/de/2004\\_04\\_19\\_positionspapiere.php](http://www.atomforum.de/kernenergie/de/positionspapiere/positionspapier_detail.php?navid=&detail=/positionspapiere/de/2004_04_19_positionspapiere.php)>. Version <19.4.2004>, Stand <5.6.2006>

Deutsches Atomforum: „2005 wieder erfolgreiches Jahr für deutsche Kernkraftwerke“. Internet: <[http://www.atomforum.de/kernenergie/de/presse/presse\\_detail.php?navid=2&detail=/presse/de/2006\\_02\\_22\\_pressemeldung.php](http://www.atomforum.de/kernenergie/de/presse/presse_detail.php?navid=2&detail=/presse/de/2006_02_22_pressemeldung.php)>. Version <22.2.2006>, Stand <5.6.2006>

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena 2005): „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“. Konsortium: DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission. Internet <<http://www.offshore-wind.de/media/article004593/dena-Netzstudie,%20Haupttext,%20r.pdf>>. Version

<24.02.2005>, Stand <01.06.2006>

Deutscher Städte- und Gemeindebund (DstGB 2000): Fragen und Antworten zu Konzessionsabgabe und Konzessionsverträgen in der Elektrizitätsversorgung“.

Internet:

<[http://www.dstgb.de/index\\_inhalt/homepage/artikel/inhalt/dokumentationen/nr\\_13\\_konzessionsabgabe\\_und\\_elektrizitaetsversorgung/doku13.pdf](http://www.dstgb.de/index_inhalt/homepage/artikel/inhalt/dokumentationen/nr_13_konzessionsabgabe_und_elektrizitaetsversorgung/doku13.pdf)>. Version <6/2000> Stand <30.5.2006>

EnBW AG: „Geschäftsbericht 2005“. Internet:

<[http://www.enbw.com/content/de/investoren/\\_media/\\_pdf/gb\\_2005.pdf](http://www.enbw.com/content/de/investoren/_media/_pdf/gb_2005.pdf)>.

Version <

E.ON AG: „Geschäftsbericht 2005“. Internet:

<<http://www.eon.com/de/investoren/8341.jsp>>. Version <Februar 2006>, Stand <15.6.2006>

EU-Kommission Press Release: „Kommission geht gegen Mitgliedsstaaten vor, die ihre Energiemärkte nicht ordnungsgemäß geöffnet haben“. IP 06/430 .

Internet:

<<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/430&format=HTML&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>>. Version <4.4.2006>, Stand <28.4.2006>

European Energy Exchange: [www.eex.de](http://www.eex.de)

Financial Times Deutschland online (**2006a**): „Gasprom droht Europa im Energiepoker“. Internet: <<http://www.ftd.de/politik/europa/66241.html>>. Version <20.4.2006>, Stand <25.5.2006>

Financial Times Deutschland online (**2006b**): „Europa droht Lieferengpass bei Gas“. Internet: <<http://www.ftd.de/politik/europa/74543.html>>. Version

<18.5.2006>, Stand <25.5.2006>

Handelsblatt-Online: „Deutsche zahlen Spitzenpreise für Strom“. Internet:  
[http://www.handelsblatt.com/news/Default.aspx?\\_p=200038&\\_t=ft&\\_b=1124763](http://www.handelsblatt.com/news/Default.aspx?_p=200038&_t=ft&_b=1124763)  
. Version <22.8.2006>, Stand: <27.8.2006>

Monopolkommission: [www.monopolkommission.de](http://www.monopolkommission.de)

Piebalgs, Andris (2005): „Opening remarks at European Commission -World Energy Council, Joint Seminar, Brussels, 10 March 2005“. Internet:  
<[http://ec.europa.eu/commission\\_barroso/piebalgs/doc/media/2005\\_03\\_10\\_wec.pdf](http://ec.europa.eu/commission_barroso/piebalgs/doc/media/2005_03_10_wec.pdf)>. Version <10.3.2005>, Stand <28.5.2006>

REGIERUNGonline (2006): „Rede von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel bei der Grundsteinlegung des RWE-Braunkohlekraftwerks am 23. August 2006 in Neurath“. Internet: <http://www.bundesregierung.de>“. Version <28.8.2006>

Sekretariat der Klimarahmenkonvention (UNFCCC): „Kyoto Protocol - Status of Ratification“. Internet:  
<[http://unfccc.int/essential\\_background/kyoto\\_protocol/status\\_of\\_ratification/items/2613.php](http://unfccc.int/essential_background/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php)>. Version: <30.08.2006>, Stand <6.9.2006>

Spiegel Online: „Treibhausgas-Ausstoß steigt drastisch“. Internet:  
<<http://www.spiegel.de/wissenschaft/erde/0,1518,385402,00.html>>. Version <17.11.2005>, Stand <10.5.2006>

Spiegel Online (2006): „Vattenfall droht mit Investitionsstopp“. Internet:  
<<http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,420384,00.html>>. Version <8.6.2006>, Stand <16.6.2006>

stern.de (2006): „Trendprofile Energieversorger“. Internet:

<<http://www.gujmedia.de/titel/stern/index.html?id=201058>>. Version  
<26.7.2006>, Stand <10.9.2006>

strom magazin.de **(2000a)**: „EVO will mit neuem Partner Wettbewerbsposition stärken“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_EVO\\_will\\_mit\\_neuem\\_Partner\\_Wettbewerbsposition\\_starken\\_2454\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_EVO_will_mit_neuem_Partner_Wettbewerbsposition_starken_2454_1.html)>. Version <30.6.2000> Stand <15.6.2006>

strom magazin.de **(2000b)**: „35 000 Bielefelder stimmen für den Erhalt der kommunalen Mehrheit an den Stadtwerken“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_35\\_000\\_Bielefelder\\_stimmen\\_fuer\\_den\\_Erhalt\\_der\\_kommunalen\\_Mehrheit\\_an\\_den\\_Stadtwerken\\_2882\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_35_000_Bielefelder_stimmen_fuer_den_Erhalt_der_kommunalen_Mehrheit_an_den_Stadtwerken_2882_1.html)>. Version <7.9.2000> Stand <1.2.2007>

strom magazin.de **(2001a)**: „TXU Europe Anteilseigner der Stadtwerke Kiel AG“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_TXU\\_Europe\\_Anteilseigner\\_der\\_Stadtwerke\\_Kiel\\_AG\\_3776\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_TXU_Europe_Anteilseigner_der_Stadtwerke_Kiel_AG_3776_1.html)>. Version <10.01.2001>, Stand <15.6.2006>

strom magazin.de **(2001b)**: „Dokument: Aktionsprogramm Klimaschutz der Energieversorger“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Dokument\\_Aktionsprogramm\\_Klimaschutz\\_der\\_Energieversorger\\_3896\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Dokument_Aktionsprogramm_Klimaschutz_der_Energieversorger_3896_1.html)>. Version <26.01.2001>, Stand <1.4.2006>

strom magazin.de **(2001c)**: „Konsens zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Konsens\\_zur\\_Foerderung\\_der\\_Kraft\\_Waerme\\_Kopplung\\_5053\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Konsens_zur_Foerderung_der_Kraft_Waerme_Kopplung_5053_1.html)>. Version <26.6.2001>, Stand <1.4.2006>

strom magazin.de **(2001d)**: „Müller stellt langerwarteten Energiebericht vor“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Mueller\\_stellt\\_langerwarteten\\_Energiebericht\\_vor\\_6169\\_](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Mueller_stellt_langerwarteten_Energiebericht_vor_6169_)



1.html>. Version <27.11.2001>, Stand <17.5.2006>

strom magazin.de **(2001e)**: „Stadtwerke Düsseldorf bleiben in kommunaler Hand“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Stadtwerke\\_Duesseldorf\\_bleiben\\_in\\_kommunaler\\_Hand\\_4816\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Stadtwerke_Duesseldorf_bleiben_in_kommunaler_Hand_4816_1.html)>. Version <22.5.2001>, Stand <1.2.2007>

strom-magazin.de **(2002a)**: „Müller: Strommarktliberalisierung in Deutschland erfolgreich“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Mueller\\_Strommarktliberalisierung\\_in\\_Deutschland\\_erfolgreich\\_6448\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Mueller_Strommarktliberalisierung_in_Deutschland_erfolgreich_6448_1.html)>. Version <16.1.2002>, Stand <25.4.2006>

strom-magazin.de **(2002b)**: „EU-Grünbuch über Versorgungssicherheit zeigt strukturelle Schwächen der Energieversorgung“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_EU\\_Gruenbuch\\_ueber\\_Versorgungssicherheit\\_zeigt\\_strukturelle\\_Schwaechen\\_der\\_Energieversorgung\\_7439\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_EU_Gruenbuch_ueber_Versorgungssicherheit_zeigt_strukturelle_Schwaechen_der_Energieversorgung_7439_1.html)>. Version <27.6.2002>, Stand <15.4.2006>

strom-magazin.de **(2002c)**: „Bürgerbegehren erfolgreich: Stadtwerke Münster werden nicht verkauft“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Buergerbegehren\\_erfolgreich\\_Stadtwerke\\_Muenster\\_werden\\_nicht\\_verkauft\\_7390\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Buergerbegehren_erfolgreich_Stadtwerke_Muenster_werden_nicht_verkauft_7390_1.html)>. Version <19.6.2002>, Stand <5.2.2007>

strom-magazin.de **(2003a)**: „Gericht: Verbändevereinbarungen gesetzeswidriges Preiskartell“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Gericht\\_Verbaendevereinbarungen\\_gesetzeswidriges\\_Preiskartell\\_8783\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Gericht_Verbaendevereinbarungen_gesetzeswidriges_Preiskartell_8783_1.html)>. Version <7.3.2003>, Stand <24.6.2006>

strom-magazin.de **(2003b)**: „EnWG-Novelle: Kartellamt sieht positives Signal“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_EnWG\\_Novelle\\_Kartellamt\\_sieht\\_positives\\_Signal\\_8860](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_EnWG_Novelle_Kartellamt_sieht_positives_Signal_8860)>

\_1.html>. Version <21.3.2003>, Stand <2.2.2006>

strom-magazin.de **(2003c)**: „Spiegel-Redakteur leitet EnBW-Unternehmensbereich“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Spiegel\\_Redakteur\\_leitet\\_EnBW\\_Unternehmensbereich\\_9098\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Spiegel_Redakteur_leitet_EnBW_Unternehmensbereich_9098_1.html)>. Version <29.4.2003>, Stand <24.5.2006>

strom magazin.de **(2004)**: „Interesse an Stadtwerkeanteilen sinkt“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Kommentar\\_Interesse\\_an\\_Stadtwerkeanteilen\\_sinkt\\_11412\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Kommentar_Interesse_an_Stadtwerkeanteilen_sinkt_11412_1.html)>. Version <4.5.2004>, Stand <15.6.2006>

strom-magazin.de **(2005a)**: „Verschärfte EU-Kritik an deutscher Energiemarktliberalisierung“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Verschaerfte\\_EU\\_Kritik\\_an\\_deutscher\\_Energiemarkt\\_Liberalisierung\\_13777\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Verschaerfte_EU_Kritik_an_deutscher_Energiemarkt_Liberalisierung_13777_1.html)>. Version <16.3.2005>, Stand <20.4.2006>

strom-magazin.de **(2005b)**: „Kein Rückgang: Erhöhte Treibhausgasemissionen in der EU“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Kein\\_Rueckgang\\_Er hoehte\\_Treibhausgasemissionen\\_in\\_der\\_EU\\_14539\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Kein_Rueckgang_Er hoehte_Treibhausgasemissionen_in_der_EU_14539_1.html)>. Version <22.6.2005>, Stand <10.3.2006>

strom-magazin.de **(2005c)**: „Experten beklagen Manipulation bei Strompreisen“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Experten\\_beklagen\\_Manipulation\\_bei\\_Strompreisen\\_14636\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Experten_beklagen_Manipulation_bei_Strompreisen_14636_1.html)>. Version <4.7.2005>, Stand <13.5.2006>

strom-magazin.de **(2005d)**: „Trittin kritisiert hohe Strompreise“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Trittin\\_kritisiert\\_hohe\\_Strompreise\\_14652\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Trittin_kritisiert_hohe_Strompreise_14652_1.html)>. Version <6.7.2005>, Stand <13.5.2006>

strom-magazin.de (2005e): „Keine Manipulation: Strompreise sind Marktpreise“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Keine\\_Manipulation\\_Strompreise\\_sind\\_Marktpreise\\_14734\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Keine_Manipulation_Strompreise_sind_Marktpreise_14734_1.html)>. Version <18.7.2005>, Stand <13.5.2006>

strom-magazin.de (2005f): „Greenpeace-Umfrage: Deutsche lehnen Atomkraft ab“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Greenpeace\\_Umfrage\\_Deutsche\\_lehnen\\_Atomkraft\\_ab\\_14833\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Greenpeace_Umfrage_Deutsche_lehnen_Atomkraft_ab_14833_1.html)>. Version <1.8.2005>, Stand <6.6.2006>

strom-magazin.de (2005g): „Etappensieg: E.ON Hanse muss Kalkulation veröffentlichen“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Etappensieg\\_EON\\_Hanse\\_muss\\_Kalkulation\\_veroeffentlichen\\_15204\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Etappensieg_EON_Hanse_muss_Kalkulation_veroeffentlichen_15204_1.html)>. Version <15.9.2005>, Stand <10.4.2006>

strom-magazin.de (2005h): „Aluminium-Krisengipfel gescheitert“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Alumimum\\_Krisengipfel\\_gescheitert\\_15578\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Alumimum_Krisengipfel_gescheitert_15578_1.html)>. Version <4.11.2005>, Stand <12.3.2006>

strom-magazin.de (2005i): „Länder nehmen Preispolitik der Stromkonzerne unter die Lupe“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Laender\\_nehmen\\_Preispolitik\\_der\\_Stromkonzerne\\_unter\\_die\\_Lupe\\_15956\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Laender_nehmen_Preispolitik_der_Stromkonzerne_unter_die_Lupe_15956_1.html)>. Version <22.12.2005>, Stand <12.3.2006>

strom-magazin.de (2006a): „Urteil: Schacht Konrad als Endlager bestätigt“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Urteil\\_Schacht\\_Konrad\\_als\\_Endlager\\_bestaetigt\\_16537\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Urteil_Schacht_Konrad_als_Endlager_bestaetigt_16537_1.html)>. Version <8.3.2006>, Stand <2.7.2006>

strom-magazin.de (2006b): „Langfristige Gasverträge: E.ON Ruhrgas vor gerichtlicher Niederlage“. Internet: <<http://professionals.strom->

magazin.de/news/news\_Langfristige\_Gasvertraege\_EON\_Ruhrgas\_vor\_gerichtlicher\_Niederlage\_16911\_1.html>. Version <26.4.2006>, Stand <12.7.2006>

strom-magazin.de (2006c): „Bundesrat prüft neue AVBEltv“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Bundesrat\\_prueft\\_neue\\_AVBEltV\\_Upd\\_16996\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Bundesrat_prueft_neue_AVBEltV_Upd_16996_1.html)>. Version <10.5.2006>, Stand <22.7.2006>

strom-magazin.de (2006d): „Haushalt: Energieverbrauch soll besser gekennzeichnet werden“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Haushalt\\_Energieverbrauch\\_soll\\_besser\\_gekennzeichnet\\_werden\\_17108\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Haushalt_Energieverbrauch_soll_besser_gekennzeichnet_werden_17108_1.html)>. Version <23.5.2006>, Stand <9.4.2006>

strom-magazin.de (2006e): „Fraunhofer Studie: Chancen beim Emissionshandel leichtfertig verspielt“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Fraunhofer\\_Studie\\_Chance\\_beim\\_Emissionshandel\\_leichtfertig\\_verspielt\\_17333\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Fraunhofer_Studie_Chance_beim_Emissionshandel_leichtfertig_verspielt_17333_1.html)>. Version <23.6.2006>, Stand <17.7.2006>

strom-magazin.de (2006f): „Emissionshandel: DIW befürchtet Strompreiserhöhungen“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Emissionshandel\\_DIW\\_befuerchtet\\_Strompreiserhoehungen\\_17375\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Emissionshandel_DIW_befuerchtet_Strompreiserhoehungen_17375_1.html)>. Version <29.6.2006>, Stand <17.7.2006>

strom-magazin.de (2006g): „Vattenfall muss Netzentgelte senken“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Vattenfall\\_muss\\_Netzentgelte\\_senken\\_Upd\\_17579\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Vattenfall_muss_Netzentgelte_senken_Upd_17579_1.html)>. Version <25.7.2006>, Stand <11.5.2006>

strom-magazin.de (2006h): „CNE genehmigt Endesa-Übernahme durch E.ON“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_CNE\\_genehmigt\\_Endesa\\_Uebernahme\\_durch\\_EON\\_Upd\\_17609\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_CNE_genehmigt_Endesa_Uebernahme_durch_EON_Upd_17609_1.html)>. Version <28.7.2006>, Stand <1.8.2006>

strom-magazin.de (2006i): „Chefregulierer erwartet Milliardenentlastung für Stromverbraucher“. Internet: <[http://professionals.strom-magazin.de/news/news\\_Chefregulierer\\_erwartet\\_Milliardenentlastung\\_fuer\\_Stromverbraucher\\_17645\\_1.html](http://professionals.strom-magazin.de/news/news_Chefregulierer_erwartet_Milliardenentlastung_fuer_Stromverbraucher_17645_1.html)>. Version <2.8.2006>, Stand <12.8.2006>

Umweltbundesamt online: „Umweltdaten Deutschland online - Entwicklung der Schwefeldioxid-Emissionen“. Internet: <<http://www.env-it.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2543>>. Version <März 2006>, Stand <6.9.2006>

RWE AG online: „Geschäftsbericht 2005“. Internet: <<http://www.rwe.com/generator.aspx/property=Data/id=306416/geschaeftsbericht2005.pdf>>. Version <15.2.2006>, Stand <15.6.2006>

Vattenfall Europe AG: „Geschäftsbericht 2005“. Internet: <[http://www.vattenfall.de/www/vf/vf\\_de/Gemeinsame\\_Inhalte/DOCUMENT/154192vatt/Finanzen/P0281839.pdf](http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/154192vatt/Finanzen/P0281839.pdf)>. Version <Februar 08.05.2006>, Stand <15.6.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (zitiert als strom.de 1999): „104 Milliarden DM Strom-Investitionen“ Internet: <<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>>. Version <28.6.1999>, Stand <4.8.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (2001): „Deutsche Stromnetze besonders sicher“ Internet: <<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>>. Version <29.10.2001>, Stand <16.6.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (2003): „Vier Milliarden Euro investiert“ Internet:

<<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>. Version <17.11.2003>, Stand <4.8.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (2004): „Vielfalt im deutschen Strommarkt“ Internet:

<<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>. Version <06.09.2004>, Stand <15.6.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (2005): „Stromwirtschaft investiert in Versorgungssicherheit“ Internet:

<<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>. Version <15.11.2005>, Stand <30.5.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (**2006a**): „Deutsche Stromkosten belasten die Haushaltskasse nur wenig“ Internet:

<<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>. Version <17.3.2006>, Stand <30.5.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (**2006b**): „Haushalte verbrauchen mehr als ein Viertel des Stroms“ Internet:

<<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>. Version <23.03.2006>, Stand <10.4.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (**2006c**): „Warum steigen die Energiepreise?“ Internet:

<<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>. Version <26.4.2006>, Stand <28.5.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (**2006d**): „Anreizregulierung geht in die falsche Richtung“ Internet:

<<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>. Version <30.6.2006>, Stand <6.8.2006>

Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) online (**2006e**): „Deutschland ist Europameister im Stromaustausch“ Internet:  
<<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>>. Version <7.7.2006>, Stand <9.7.2006>

Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) online (2006): „Strommarkt: Erzeugungskapazitäten bewusst zurückgehalten?“ Internet:  
<[http://www.vik-online.de/index.php?id=71&backPID=71&begin\\_at=5&tt\\_news=66](http://www.vik-online.de/index.php?id=71&backPID=71&begin_at=5&tt_news=66)>. Version <29.3.2006>, Stand <28.5.2006>

Verband der Netzbetreiber online: „Zwischenberichte zum verhandelten Netzzugang“. Internet: <[http://www.vdn-berlin.de/bmwa\\_zb.asp](http://www.vdn-berlin.de/bmwa_zb.asp)>. Version <März 2004>, Stand <3.9.2006>

## **Erklärung**

Hiermit versichere ich, dass ich die Dissertation selbständig verfasst, keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet und sämtliche Stellen, die den benutzten Werken oder dem Sinne nach entnommen sind, mit Quellenangaben kenntlich gemacht habe.

Wetzlar, den 4. März 2007

---

Annika Krisp