

**Freie Universität Berlin**

**Fachbereich Wirtschaftswissenschaft**

**Masterarbeit zur Erlangung des Grades  
Master of Science**

zum Thema

„Die Auswirkungen der Energiewende auf die Marktstruktur der  
Energieunternehmen in Deutschland“

von	Woldemar Walter
Studienfach	Master of Public Economics
E-Mail	woldemarwalter@gmx.de
Abgabedatum	02.02.2012
Betreuer	Prof. Wolfram Schrettl, Ph. D.

## Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis .....	III
Nicht-technische Zusammenfassung .....	V
1 Einleitung .....	1
2 Theoretische Marktmodelle und Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft .....	2
2.1 Vollkommener Wettbewerb .....	2
2.2 Wirkung von Marktmacht beim Monopol.....	3
2.3 Das Oligopol.....	4
2.3.1 Das Bertrand-Oligopol .....	5
2.3.2 Das Cournot-Oligopol .....	5
2.3.3 Relevanz des Cournot-Oligopols.....	6
2.4 Weiterführende Überlegungen .....	7
2.5 Die Begriffe Energie und Energiewende.....	8
2.6 Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft.....	9
2.6.1 Besonderheiten der Stromübertragung .....	9
2.6.2 Netzkapazitäten und Regelernergie .....	10
2.6.3 Nachfragestrukturen und Kraftwerkspark .....	11
2.6.4 Unternehmensbereiche und Handelsstufen der Stromwirtschaft .....	11
2.6.5 Handel mit Emissionszertifikaten.....	12
2.7 Energieträger .....	13
2.7.1 Erdöl .....	13
2.7.2 Stein- und Braunkohle .....	14
2.7.3 Erdgas .....	15
2.7.4 Kernbrennstoffe .....	16
2.7.5 Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) .....	16
2.8 Angebotskurve und Marktmacht im Elektrizitätsmarkt .....	17
3 Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft.....	19
3.1 Anfänge der Elektrizitätsversorgung.....	19
3.2 Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1935 .....	21
3.3 Entwicklung des Strommarktes bis 1998 .....	22
3.4 Beurteilung der monopolistischen Marktstruktur.....	24
3.5 Liberalisierung des Strommarktes.....	27
3.5.1 Das EnWG von 1998.....	28
3.5.2 Deutsche Besonderheiten bei der Umsetzung der europäischen Vorgaben ..	29
3.6 Entwicklung als Folge der Liberalisierung .....	29

3.7	Die Richtlinie 2003/54/EG und das EnWG von 2005 .....	31
3.8	Weiterhin strukturelle Defizite und Reformbemühungen .....	33
3.9	Politischer Weg zur Beendigung der Nutzung der Kernkraft .....	35
4	Die Energiewende .....	36
4.1	Struktur des Marktes und wettbewerbliche Schwächen.....	37
4.2	Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes .....	39
4.3	Das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften .....	39
4.4	Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) .....	42
4.5	Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG).....	44
4.6	Das Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ .....	44
4.7	Wirtschaftliche Parallelentwicklungen.....	45
5	Folgen der Energiewende für den Wettbewerb.....	46
5.1	Rückgang der Kapazitäten infolge der dreizehnten Änderung des Atomgesetzes	46
5.2	Bewertung des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften .	50
5.3	Bewertung der Novellierung des EEG .....	53
5.4	Bewertung des NABEG .....	55
5.5	Bewertung der Wirkungen des Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ ...	55
5.6	Bewertung der Rekommunalisierung.....	57
5.7	Bewertung der Entwicklung auf dem europäischen Gasmarkt .....	57
5.8	Ergebnisse der Untersuchungen .....	58
5.9	Aktuelle Entwicklungen .....	59
6	Fazit.....	61
	Literaturverzeichnis .....	63
	Rechtsquellenverzeichnis .....	72

## Abkürzungsverzeichnis

AEG	Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft
AFP	Agence France-Presse
AG	Aktiengesellschaft
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
Bewag	Berliner Kraft- und Licht AG
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BP	British Petroleum
BT-Drs.	Bundestag Drucksache
bzw.	beziehungsweise
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
EKFG	Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVS	Energie-Versorgung Schwaben AG
f.	folgende
ff.	fort folgende
GuD	Gas und Dampf
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
HEW	Hamburgische Electricitäts-Werke AG
Hrsg.	Herausgeber
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas

Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
Nr.	Nummer
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OTC	Over the Counter
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG
S.	Seite
VEAG	Vereinigte Energiewerke AG
VEBA	Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks AG
VEW	Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG
vgl.	vergleiche
VIAG	Vereinigte Industrieunternehmungen AG
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
z. B.	zum Beispiel
ZfK	Zeitung für kommunale Wirtschaft

## Nicht-technische Zusammenfassung

Diese Masterarbeit hat das Ziel, das von der Bundesregierung als Energiewende bezeichnete Gesetzespaket vom 8. Juli 2011 in seiner Wirkung auf die Marktstruktur im Energiesektor zu untersuchen. Das Gesetzespaket enthält hauptsächlich den Elektrizitätsmarkt betreffende Regelungen, weshalb primär auch nur dieser betrachtet wird.

Im theoretischen Rahmen werden unterschiedliche Marktformen und ihre Wohlfahrtswirkungen dargestellt. Es wird gezeigt, dass die Marktform Einfluss auf die Gesamtwohlfahrt hat und die Verteilung der Wohlfahrt zwischen den Marktteilnehmern beeinflusst. Der Wettbewerbsmarkt, der sich durch viele Anbieter auszeichnet, ist dabei gegenüber einem Markt mit einem Anbieter (Monopol) oder wenigen Anbietern (Oligopol) überlegen, da er die Gesamtwohlfahrt maximiert. Mit einer sinkenden Anbieterzahl, sinkt die Gesamtwohlfahrt, aber der Gewinn der Anbieter steigt.

In Deutschland entwickelte sich in der Elektrizitätswirtschaft jedoch eine Marktform, die auf regionalen Monopolen basierte. Diese Marktform wurde mit den Besonderheiten des Elektrizitätssektors begründet. Da Elektrizität ein Netz benötigt, um übertragen zu werden und Investitionen kapitalintensiv und langlebig sind, wurde Wettbewerb in diesem Sektor als schädlich angesehen.

Ab den 60er Jahren kam zunehmend Kritik an dieser Betrachtungsweise auf. Nach dieser sich entwickelnden Argumentation widersprachen die besonderen Eigenschaften des Sektors einer wettbewerblich organisierten Struktur nicht. Allein das Stromnetz sollte ein Monopol bleiben, da ein Netz gegenüber mehreren Netzen kostengünstiger ist; andere Wirtschaftsbereiche ließen sich hingegen effizienter im Wettbewerbsmarkt organisieren. Aus dieser Erkenntnis erwuchs eine europaweite und europäisch geleitete Liberalisierung des Strommarktes. Wichtiges Ziel war dabei die Entflechtung der Netze von den übrigen Unternehmensteilen. Durch die Übernahme der ersten europäischen Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt in deutsches Recht wurden die Monopolstrukturen im Jahr 1998 aufgebrochen. Es kam zu einer Konzentration des Marktes, sodass vier große Unternehmen durch ihre Erzeugungskapazitäten und den Besitz eines Großteils der Netze marktbeherrschend wurden. Problematisch für die Wettbewerbsentwicklung war, dass die Wettbewerber trotz gesetzlicher Vorschriften keinen diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen erhielten. Wettbewerb konnte nicht wie erhofft aufkommen.

Eine zweite Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt seitens der Europäischen Union wurde 2005 in deutsches Recht überführt. Sie beinhaltete eine Verschärfung der

Entflechtung und Regulierung; das Diskriminierungsproblem konnte dadurch allerdings lediglich vermindert werden. Ebenso blieben die hohen Erzeugungskapazitäten im Besitz der großen Versorgungsunternehmen aus Wettbewerbsicht problematisch. Ein weiteres Problem entwickelte sich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Zum Zwecke der Förderung genießen diese Energien eine feste Vergütung und einen Einspeisevorrang gegenüber fossilen Energieträgern. Die Einspeisung erfolgt damit unabhängig von Preissignalen des Marktes, was ineffizient ist.

Bezogen auf diese und andere Wettbewerbshemmnisse wird das Gesetzespaket der Energiewende in dieser Arbeit bewertet. Die Energiewende enthält sechs Gesetze, von denen fünf bezüglich ihrer Wirkung auf die Marktstruktur analysiert werden: Das dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, die Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) und das Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“.

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass die vier großen Versorgungsunternehmen aufgrund der Beendigung der Nutzung der Kernenergie nicht unerhebliche Erzeugungskapazitäten verlieren werden, da sie voraussichtlich nur teilweise ersetzt werden. Die Konzentration der Erzeugungskapazitäten wird damit sinken. Darüber hinaus werden die Entflechtungsvorschriften abermals verschärft, sodass Diskriminierung beim Netzzugang weiter vermindert wird.

Bei der Integration von erneuerbaren Energien in den Wettbewerbsmarkt werden erste richtige Schritte unternommen, diese werden aber als bei weitem nicht ausreichend eingeschätzt, um erneuerbare Energien umfassend in den Markt zu integrieren. Positive Effekte sind auch von anderen Entwicklungen wie dem Rückkauf von Kraftwerkskapazitäten durch die öffentliche Hand (Rekommunalisierung) und dem verschärften Wettbewerb im Gasmarkt vorstellbar. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass sich die Marktstruktur dem Wettbewerb annähern wird, wobei die dominierenden Unternehmen aber weiterhin bedeutend bleiben werden.

# 1 Einleitung

Energie ist für das Leben auf der Erde und für das Leben überhaupt unentbehrlich, da Leben nur durch eine stetige Energieversorgung entstehen und erhalten werden kann. Man kann Energie also als die Grundsubstanz, als den Grundstoff der Welt betrachten (vgl. Heisenberg 2006, S. 102). So bedeutend die Energie für das Leben ist, so bedeutend ist die Energieversorgung für das Funktionieren der heutigen Gesellschaft. Energie kann in verschiedenen Formen auftreten, beispielsweise als Licht, Wärme, Bewegung und Elektrizität. Elektrizität spielt dabei für die Gesellschaft und Wirtschaft eine besondere Rolle, da sie relativ leicht übertragen und in andere Formen umgewandelt werden kann. Aus dieser besonderen Bedeutung ist der historische Umgang mit Elektrizität entstanden, dessen Primat die sichere Versorgung war, was wiederum die staatliche Einflussnahme legitimierte.

Aus der staatlichen Einflussnahme ist eine historisch gewachsene Versorgungsstruktur in Deutschland entstanden, die aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht optimal ist. Die deutsche Elektrizitätswirtschaft ist heutzutage durch eine oligopolistische Marktstruktur geprägt (vgl. Monopolkommission 2011, S. 37). Vor diesem Hintergrund erscheint es von besonderer Relevanz, dass die Bundesregierung am 8. Juli 2011 ein Gesetzespaket<sup>1</sup> beschlossen hat, das neben anderen Gesetzen die endgültige Beendigung der Nutzung der Kernenergie in Deutschland besiegelte. Ziel dieser Arbeit ist es, zu untersuchen, ob und inwieweit dieses als Energiewende bezeichnete Gesetzespaket in der Lage ist, Auswirkungen auf die Marktstruktur im Energiesektor zu entfalten. Diese Frage ist wichtig, da Marktstrukturen Auswirkungen auf die Preise und damit auf die Verteilung der Wohlfahrt zwischen den Marktakteuren haben. Aufgrund der umfassenden Nutzung von Elektrizität gewinnt diese Frage überragende Bedeutung.

Die Analyse findet anhand der beschlossenen Gesetze statt, die direkt oder indirekt in das Handlungsfeld der Elektrizitätsunternehmen eingreifen. Um Auswirkungen der Gesetze beurteilen zu können, bedarf es eines tieferen Verständnisses der Strukturen des Elektrizitätsmarktes. Der Elektrizitätsmarkt und seine Entwicklung werden deshalb anhand der vorhandenen Literatur beleuchtet und in einen theoretischen Rahmen eingebettet. Darauf aufbauend werden die Gesetze der Energiewende beschrieben und analysiert. Unter Einbeziehung sich abzeichnender Entwicklungen werden Schlüsse für die Wettbewerbsstruktur gezogen.

---

<sup>1</sup> Das Gesetzespaket beinhaltet das dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, die Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) und das Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (vgl. Kapitel 4).

Der Aufbau der Arbeit folgt dieser Logik: Im zweiten Kapitel werden zunächst verschiedene Marktmodelle beschrieben und ihre Unterschiede erläutert, danach werden die Grundlagen des Elektrizitätsmarktes dargestellt. Das dritte Kapitel skizziert anschließend die Entwicklung der deutschen Elektrizitätswirtschaft bis zur heutigen Situation. Das vierte Kapitel beschreibt die beschlossenen Gesetze der Energiewende. Im fünften Kapitel schließlich werden die Gesetze bewertet und ihre Auswirkungen auf die Marktstruktur beurteilt. Anschließend wird ein Fazit gezogen.

## **2 Theoretische Marktmodelle und Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft**

Dieses Kapitel dient zwei Zielen. Zum einen soll hier die Basis für das Verständnis von Marktstrukturen und ihren Wohlfahrtswirkungen geschaffen, und zum anderen sollen die Grundlagen des Elektrizitätsmarktes geschildert werden. Es werden zunächst unterschiedliche Marktstrukturen dargestellt und ihre Wohlfahrtswirkungen beschrieben. Im Einzelnen wird ein Modell des vollkommenen Wettbewerbs und des Monopols dargestellt. Danach werden die Wirkungen von Oligopolmodellen untersucht. Anschließend folgen die Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft.

### **2.1 Vollkommener Wettbewerb**

Vollkommener Wettbewerb bezeichnet eine Situation, in der Konsumenten und Produzenten den Preis eines Gutes als gegeben betrachten (vgl. Mas-Colell et al. 1995, S. 314). Sie sind im Vergleich zur Größe des Marktes klein und können durch ihr Verhalten keinen Einfluss auf den Marktpreis ausüben. Ein gutes Beispiel für solch eine Situation ist eine Branche, in der viele Unternehmen ein identisches Produkt erzeugen.

Auf diesem Markt agieren Konsumenten, die ihren Nutzen maximieren, und Produzenten, die ihren Gewinn maximieren. Da die Produzenten den Preis als gegeben betrachten, maximieren sie den Gewinn über die Menge. Sie weiten ihre Menge so lange aus, bis die Grenzkosten dem Preis entsprechen. Die Grenzkosten geben die Veränderung der Kosten an, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit Output entsteht (vgl. Varian 2007, S. 437). Sie messen also, welche Kosten hinzukommen, wenn eine zusätzliche Einheit Output produziert wird. So lange die Grenzkosten unter dem Preis liegen, lässt sich der Gewinn durch eine Ausweitung der Produktion erhöhen. Liegen sie über dem Preis, lässt sich der Gewinn entsprechend durch eine Senkung der Produktion erhöhen. Bei

vollkommenem Wettbewerb entspricht beim optimalen Outputniveau der Marktpreis deshalb den Grenzkosten.

Dieses Marktergebnis erfüllt das grundlegende Prinzip der Pareto-Effizienz, was bedeutet, dass es keine Möglichkeit gibt ein Individuum besser zu stellen, ohne ein anderes schlechter zu stellen (vgl. Varian 2007, S. 17). Die Konsumenten wären bereit das Gut zu einem geringeren Preis nachzufragen, die tatsächlichen Kosten würden diesen Preis jedoch übersteigen. Ebenso wären die Produzenten bereit, das Gut zu einem höheren Preis anzubieten, dafür finden sich jedoch keine Käufer. Alle Produktionsfaktoren werden im vollkommenen Wettbewerb auf diese Weise zu ihrem Marktpreis entlohnt und die Konsumenten bezahlen dabei die tatsächlichen Produktionskosten. Die Gewinne der Unternehmen liegen in diesem Markt bei null. Ein Gewinn von null bedeutet, dass alle entstehenden Kosten der Produktionsfaktoren wie Arbeit und Kapital gedeckt werden können, dass darüber hinaus jedoch keine zusätzlichen Gewinne realisiert werden. Wäre das so, dann würden zusätzliche Unternehmen in den Markt eintreten, die bestehenden Unternehmen kopieren und die Gewinne auf null drücken (vgl. Varian 2007, S. 476 ff.).

## **2.2 Wirkung von Marktmacht beim Monopol**

Marktmacht bedeutet, dass der Produzent oder die Produzenten den Marktpreis nicht als gegeben betrachten und deshalb durch strategisches Verhalten versuchen, diesen zu ihren Gunsten zu beeinflussen (vgl. Mas-Colell et al. 1995, S. 383). Die Wirkungen von Marktmacht werden in diesem Abschnitt am Beispiel des Monopols veranschaulicht.

Das Monopol ist das einfachste Beispiel eines Marktakteurs, der Marktmacht ausüben kann. Es handelt sich dabei um einen Produzenten, der als einziger ein Gut herstellt. Es wird angenommen, dass der Monopolist das Nachfrageverhalten genau kennt. Im Gegensatz zum vollkommenen Wettbewerb betrachtet der Monopolist den Preis aber nicht mehr als gegeben. Durch die Wahl der Ausbringungsmenge kann er den Preis beeinflussen. Bei einer Ausweitung der Menge sinkt der Preis.

Ausgehend vom Preis des vollkommenen Wettbewerbs kann der Monopolist die Menge verringern und durch den steigenden Preis seinen Gewinn erhöhen. Das führt er so lange fort, bis der positive Effekt aus der Preiserhöhung dem negativen Effekt aus der Mengensenkung entspricht. Beim Monopol ist der Gewinn dort maximal, wo der Grenzerlös gleich den Grenzkosten ist. Der Grenzerlös gibt den zusätzlichen Erlös an, der durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit entsteht. Die sich einstellende Menge ist kleiner als bei vollkommenem Wettbewerb, der Preis ist höher.

Das Monopol ist besser gestellt als die Produzenten bei vollkommenem Wettbewerb, da es einen positiven Gewinn erwirtschaftet. Dieses Ergebnis ist aber nicht Pareto-effizient. Es gibt Nachfrager, die bereit wären für eine zusätzliche Outputeinheit mehr zu bezahlen, als sie in der Produktion kostet. Würde der Monopolist diese zusätzliche Einheit produzieren und zu einem Preis über den Grenzkosten – aber unter der Zahlungsbereitschaft eines Nachfragers – verkaufen, würde sich sowohl der Monopolist als auch der Nachfrager besser stellen. Um eine zusätzliche Einheit zu einem geringeren Preis verkaufen zu können, muss der Monopolist aber den Preis für das gesamte Output senken und dieser Verlust ist größer als der Gewinn aus der zusätzlich verkauften Einheit, worin die Ineffizienz begründet liegt.

Monopole können auf drei unterschiedliche Weisen entstehen (vgl. hierzu Mankiw 2001, S. 337 ff.). Eine Ursache für die Entstehung von Monopolen ist das Alleineigentum von Produktionsfaktoren. Wenn ein Unternehmen als einziges einen entscheidenden Produktionsfaktor besitzt, dann kann es aufgrund fehlender Konkurrenz Monopolmacht ausüben. Die zweite Ursache für die Entstehung von Monopolen ist die staatliche Legitimation. Der Staat erteilt dabei einem einzelnen Unternehmen das Recht Waren herzustellen oder zu verkaufen. Ein typisches Beispiel eines Monopols dieser Art ist das Patentrecht. Durch die Vergabe einer temporären Monopolmacht sollen Forschungsanreize geschaffen werden. Die dritte Ursache für die Entstehung von Monopolen ist die kostengünstigere Produktion eines Gutes durch ein einziges Unternehmen als durch eine größere Anzahl von Unternehmen. Es wird in diesem Rahmen von einem natürlichen Monopol gesprochen. Natürliche Monopole entstehen, wenn steigende Skalenerträge für den gesamten relevanten Bereich vorhanden sind. Steigende Skalenerträge bedeuten, dass bei einer Vervielfachung des Inputs um den Faktor  $t$  das Output um mehr als  $t$  steigt (vgl. Varian 2007, S. 392 f.). Natürliche Monopole sind in Bereichen typisch, in denen hohe Fixkosten anfallen, die Grenzkosten aber sehr gering sind.

Es bleibt festzuhalten, dass das Monopol selbst im Fall von steigenden Skalenerträgen nicht Pareto-effizient ist, da es seine Monopolmacht ausnutzt und das Gut nicht zu Grenzkosten anbietet.

### **2.3 Das Oligopol**

Als Oligopol wird eine Marktsituation bezeichnet, in der mehr als ein Unternehmen aber immer noch nicht viele in einem Markt konkurrieren (vgl. Mas-Colell et al. 1995, S. 387), womit es in Anbetracht der zuvor beschriebenen Modelle eine Zwischenstellung einnimmt. Beim Oligopol gibt es unterschiedliche Herangehensweisen der Gewinnoptimierung. Ist es

beim Monopol nicht entscheidend, ob über den Preis oder über die Menge optimiert wird, da es zum selben Ergebnis führt, spielt dies in der Modellbetrachtung des Oligopols eine entscheidende Rolle. Es wird zunächst das Marktergebnis betrachtet, welches über die Preisoptimierung zustande kommt. Die Ausführungen folgen Mas-Colell et al. (1995, S. 388 f.)

### **2.3.1 Das Bertrand-Oligopol**

In diesem Modell werden zwei Unternehmen unterstellt, die das gleiche Gut produzieren und ihren Gewinn über die Preissetzung maximieren. Ein Markt mit zwei Produzenten wird auch als Duopol oder Dyopol bezeichnet.

Wenn ein Unternehmen in diesem Fall einen Preis oberhalb seiner Grenzkosten verlangt, lohnt es sich für das andere Unternehmen, das Gut zu einem minimal niedrigeren Preis anzubieten, da es dadurch die gesamte Nachfrage auf sich zieht. Beide Unternehmen antizipieren das. Die einzige Situation, in der sie nicht mehr unterboten werden können, ist der Fall, in dem beide das Gut zu Grenzkosten anbieten. Das ist das einzige strategische Gleichgewicht. Sie bieten zum gleichen Preis an, der den Grenzkosten entspricht und das gleiche Marktergebnis wie beim vollkommenen Wettbewerb produziert. Im Fall des Duopols mit Preisoptimierung besitzen Unternehmen gar keine Marktmacht. Es wird somit ein Pareto-effizientes Ergebnis realisiert.

### **2.3.2 Das Cournot-Oligopol**

In diesem Modell produzieren zwei Unternehmen das gleiche Gut und maximieren den Gewinn über die Menge. Jedes Unternehmen verhält sich in dieser Marktstruktur für gegebene Werte des Konkurrenten wie ein Monopolist. Für jede Menge des Konkurrenten hat es eine optimale Menge. Aus der Gesamtmenge dieser Werte erhalten beide Unternehmen jeweils eine Reaktionsfunktion. Im Schnittpunkt der beiden Reaktionsfunktionen besteht für beide Unternehmen kein Anreiz mehr die Menge zu verändern. Der Punkt der gegenseitig optimalen Mengen wird als Nash-Gleichgewicht bezeichnet und ist das Gleichgewicht dieses Modells.

Der Preis des Oligopols liegt über dem Preis des vollkommenen Wettbewerbs, aber unter dem Preis des Monopols. Die Menge ist größer als die des Monopols. Das lässt sich folgendermaßen begründen (vgl. dazu Mas-Colell et al. 1995, S. 391):

Es wird angenommen, dass die Menge nicht kleiner als die des Monopols ist. Wäre sie kleiner, könnte ein Unternehmen durch eine kleine Ausweitung der produzierten Menge den gemeinsamen Profit erhöhen, da der Monopolist die gewinnoptimale Menge produziert. Die Menge muss aber auch strikt größer sein, weil beide Unternehmen bei ihrer Optimierung nicht die negativen Auswirkungen der Mengenerhöhung auf ihren Wettbewerber berücksichtigen. Damit führt das Cournot-Duopol zu dem Ergebnis, dass eine Menge produziert wird, die zwischen der Menge des Monopols und der Menge des vollkommenen Wettbewerbs liegt. Der Preis ist höher als bei vollkommenem Wettbewerb, aber geringer als beim Monopol. Das widerspricht dem Ergebnis des Bertrand-Duopols, bei dem das Wettbewerbsergebnis realisiert wird.

Die Gesamtwohlfahrt wird in diesem Modell zwar nicht maximiert, wie das bei vollkommenem Wettbewerb der Fall ist; durch die Erhöhung des Wettbewerbs steigt sie aber im Vergleich zum Monopol. Es profitieren die Konsumenten, während die Gewinne auf der Seite der Produzenten sinken.

### **2.3.3 Relevanz des Cournot-Oligopols**

Es stellt sich die Frage, für welche Szenarien das Modell der Mengenoptimierung im Fall eines Oligopols anwendbar ist. Es ist intuitiver anzunehmen, dass Unternehmen in der Realität eher den Preis als die Menge festsetzen. Das Cournot-Modell lässt sich aber dennoch legitimieren, die Ausführungen dazu basieren auf Mas-Colell et al. (1995, S. 394 f.).

Basierend auf der Annahme konstanter Skalenerträge, konnten Unternehmen in den präsentierten Modellen jede beliebige Marktnachfrage bedienen. Konstante Skalenerträge bedeuten, dass bei einer Vervielfachung des Inputs um den Faktor  $t$  auch das Output um diesen Faktor steigt (vgl. Varian 2007, S. 392 f.). Realistischer ist es jedoch anzunehmen, dass es in der kurzen Frist fallende Skalenerträge gibt, das Output steigt dabei unterproportional zum Input. Ein Unternehmen kann damit kurzfristig nicht jede beliebige Menge eines Gutes produzieren, da es eine Kapazitätsgrenze aufweist. Bei einer Kapazitätsgrenze stellt das Ergebnis des Bertrand-Oligopols kein Gleichgewicht mehr dar. Ausgehend vom Preisniveau des vollkommenen Wettbewerbs kann ein Unternehmen seinen Preis über das Wettbewerbsniveau anheben, ohne die gesamte Nachfrage zu verlieren. Es macht in diesem Fall sogar positive Gewinne, das ursprüngliche Gleichgewicht ist kein Gleichgewicht mehr (vgl. Mas-Colell et al. 1995, S. 394 f.).

Auf lange Sicht betrachtet existieren für Unternehmen dagegen keine Kapazitätsgrenzen, da in der langen Frist alle Produktionsfaktoren variabel sind. Die gewinnmaximale Kapazität lässt sich damit langfristig wählen. Diese Wahl der Kapazität lässt sich aber auch als Wahl der Menge interpretieren. Die Wahl der Menge ist genau das, was das Cournot-Modell beschreibt. Wenn Unternehmen in einem Oligopol langfristig Mengen festlegen, folgen sie der Optimierung des Cournot-Modells. In der langfristigen Betrachtung ist das Cournot-Modell deshalb als geeignetes Modell zur Abbildung von Marktmacht zu rechtfertigen.

Für das Cournot-Modell spricht auch seine Implikation für den Fall, dass die Anzahl der Unternehmen im Markt erhöht wird. Durch die Erhöhung der Anzahl der Unternehmen lässt sich das Marktergebnis des vollkommenen Wettbewerbs herleiten; bei einer sehr großen Anzahl von Wettbewerbern entspricht das Resultat dem Ergebnis des vollkommenen Wettbewerbs (vgl. Mas-Collell et al. 1995, S. 393). Das Modell ist damit in der Lage das anzunehmende Ergebnis korrekt darzustellen.<sup>2</sup>

## 2.4 Weiterführende Überlegungen

Die Theorie führt zu dem Ergebnis, dass vollkommener Wettbewerb die effizienteste Marktform ist, da hierbei der Gesamtnutzen maximiert wird. Das Monopol ist die schlechteste der betrachteten Marktformen, da die Wohlfahrt ungleich verteilt ist und die Gesamtwohlfahrt sinkt. Das Cournot-Oligopol nimmt eine Zwischenstellung ein: Mit der Anzahl der Wettbewerber erhöht sich die Gesamtwohlfahrt.

Fraglich ist allerdings, inwieweit nicht berücksichtigte Effekte und tatsächliche Gegebenheiten in der Elektrizitätswirtschaft dem widersprechen. Die Energieversorgung könnte ein natürliches Monopol sein, sodass Elektrizität effizienter von einem Unternehmen bereitgestellt werden kann. Größere Unternehmen könnten auch eher in der Lage sein kapitalintensive und langfristige Investitionen zu tätigen. Darüber hinaus könnten Unternehmen mit Marktmacht besser dazu geeignet sein, Innovationen durchzuführen.<sup>3</sup> Diesen Hypothesen wird im Rahmen der Bewertung des monopolistischen Systems im Energiesektor nachgegangen.

---

<sup>2</sup> Aktuell werden in der Forschung leicht modifizierte Cournot-Modelle verwendet, um die Auswirkungen von Marktmacht zu untersuchen. Eine Übersicht dazu bietet von Hirschhausen et al. (2007, S. 5 ff.).

<sup>3</sup> Eine von Joseph A. Schumpeter aufgestellte Hypothese, die zu zahlreichen Untersuchungen geführt hat (vgl. Schumpeter 1950, S. 105 f.).

## 2.5 Die Begriffe Energie und Energiewende

Energie bezeichnet im wirtschaftlichen Sinne die Fähigkeit mechanische Arbeit zu verrichten, Wärme abzugeben und Licht auszusenden. Obwohl Energie physikalisch betrachtet nicht verbraucht oder vernichtet werden kann, wird nicht nur in der Ökonomie vom Energieverbrauch und von Energieverlusten gesprochen. Der Grund dafür ist, dass Energie nur in bestimmten Formen nutzbar ist. Die Umwandlung in eine nicht mehr nutzbare Form wird deshalb als Verbrauch bezeichnet. Von Verlusten wird gesprochen, weil nicht die gesamte nutzbare Energie auch genutzt werden kann. Ein Teil geht bei der Umwandlung meist als Abwärme verloren. Die Verluste ergeben sich damit als Differenz zwischen eingesetzter Energie und erhaltener Energie. Dieses Verhältnis wird als Wirkungsgrad bezeichnet. Je höher der Wirkungsgrad ist, desto mehr Energie wird bei der Umwandlung genutzt. Eine ideale Transformation hat damit einen Wirkungsgrad von eins.

In der Wirtschaft wird Energie je nach Umwandlungsschritt in vier Klassen eingeteilt: Primärenergie, Sekundärenergie, Endenergie und Nutzenergie (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 16 ff.). Unter Primärenergie versteht man natürlich vorkommenden Energieformen, wie Kohle, Wind und Sonnenstrahlung. Sekundärenergie ist das, was nach der Umwandlung von Primärenergie entsteht. Beispiele hierfür sind elektrischer Strom und Kraftstoffe. Endenergie bezeichnet die Energie, die dem Verbraucher unmittelbar zur Verfügung steht, also die Sekundärenergie abzüglich weiterer Umwandlungs- und Transportverluste. Endenergie ist beispielsweise der Strom aus der Steckdose oder Benzin. Die Nutzenergie schließlich ist die Energie nach dem letzten Umwandlungsschritt. Das ist z. B. das Licht der Glühbirne, die ausgestrahlte Wärme der Heizung oder die Beschleunigung eines Automobils. Alle diese Schritte enthalten Verluste. Die Produktion von Energie bezeichnet zumeist den Umwandlungsschritt von der Primär- zur Sekundärenergie.

Unter dem Begriff Energiewende wird die Abkehr von der Verwendung fossiler Energien hin zu erneuerbaren Energien für die Deckung des Energiebedarfs verstanden. Ursprünglich geht der Ausdruck auf eine Publikation des Öko-Instituts mit dem Titel: „Energiewende – Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran“ zurück. Hierbei wurde erstmals in einem Szenario durch eine erhöhte Energieeffizienz das Wirtschaftswachstum vom Energieverbrauch entkoppelt. Dieses Konzept wurde daraufhin von anderen Akteuren aufgenommen und weiterentwickelt (vgl. Öko-Institut 2011).

Die Energiewende bezeichnet damit im weiten Sinne ein Gesamtkonzept, welches die Strömungen der nachhaltigen Energiepolitik vereint. Es umfasst die Verbesserung der Energieeffizienz, die Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Erhöhung des Anteils der

erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch. Das sind unter anderem die Ziele der Klima- und Energiepolitik der Bundesregierung (vgl. BMWi 2010, S. 5). Im engeren Sinne wird unter Energiewende in Deutschland die Beendigung der Nutzung der Kernenergie verstanden. In dieser Arbeit wird der Begriff Energiewende als Oberbegriff für das Gesetzespaket vom 8. Juli 2011 verwendet.

## 2.6 Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft

Elektrizität ist der Oberbegriff für Phänomene, die auf eine ruhende oder bewegte elektrische Ladung zurückgehen (vgl. Brockhaus 2003, S. 227). Unter diesen Oberbegriff fällt auch elektrischer Strom.<sup>4</sup> Strom bezeichnet einen Zustand, bei dem Elektronen sich in eine bestimmte Richtung bewegen. Die Leistung des elektrischen Stroms wird in Watt gemessen. Der Vorteil von elektrischem Strom ist, dass er sich leicht in andere Energieformen umwandeln lässt. Ein weiterer Vorteil von Strom ist, dass er bei einem vorhandenen Netz leicht den Verbrauchern zur Verfügung gestellt werden kann.

In der Übertragung wird meist Wechselstrom<sup>5</sup> anstatt von Gleichstrom<sup>6</sup> eingesetzt, da er sich leichter auf eine höhere Spannung transformieren lässt. Stromübertragungsnetze werden in verschiedene Spannungen eingeteilt, zur Überbrückung größerer Entfernungen wird Strom auf eine höhere Spannung gebracht, da so Leitungsverluste verringert werden. In Umspannungswerken muss der Strom dann erneut transformiert werden, um ihn auf Verteilungsnetze zu bringen und dem Verbraucher zur Verfügung zu stellen.

### 2.6.1 Besonderheiten der Stromübertragung

Die Stromversorgung hat einige Eigenschaften, die für die Marktstruktur von Bedeutung sind. Die folgenden Ausführungen orientieren sich an Ströbele et al. (2010, S. 203 ff.).

Zuallererst ist Strom netzgebunden. Dieses Netz erfüllt die Bedingungen eines natürlichen Monopols. Eine Preisdifferenz führt in der Folge nur zu einem zusätzlichen Angebot, wenn die Netzkapazitäten vorhanden sind und der Zugang gewährleistet ist. Der Markt kann nicht so frei funktionieren, wie er das in anderen Bereichen ohne Netzbindung tut.

Im Weiteren fließt Strom physikalisch immer dorthin, wo er gerade entnommen wird. Das bedeutet zunächst, dass nicht bestimmt werden kann, welcher Produzent welchen

---

<sup>4</sup> Elektrizität und elektrischer Strom oder Strom wird in der weiteren Arbeit synonym verwendet.

<sup>5</sup> Wechselstrom wird so bezeichnet, weil er seine Fließrichtung mit einer bestimmten Frequenz ändert.

<sup>6</sup> Gleichstrom fließt in nur eine Richtung.

Verbraucher beliefert. Das Regulierungsproblem des Netzes reduziert sich damit darauf, dass zeitgleich genau so viel Strom in ein Netz eingespeist werden muss, wie entnommen wird. Geschieht dies nicht innerhalb von bestimmten engen Grenzen, besteht die Gefahr eines Netzzusammenbruchs. Erschwert wird dieses Problem durch die Tatsache, dass Strom nicht großtechnisch speicherbar ist. Dadurch muss Strom immer dann produziert werden, wenn er gerade verbraucht wird. Weiter erschwert wird die Elektrizitätsversorgung durch Schwankungen des Stromverbrauchs innerhalb des Tages- und Jahresrhythmus. Aus diesem Grund müssen für eine sichere Stromversorgung große Reservekapazitäten bereitgehalten werden.

Zuletzt lässt sich Strom nicht oder nur sehr begrenzt substituieren und ist gleichzeitig für die Nutzung von grundlegenden Gütern notwendig. Die Nachfrage ist dadurch zumindest kurzfristig unelastisch, das heißt, dass die Nachfrage nur in geringem Maße auf Preisänderungen reagiert (vgl. Monopolkommission 2011, S. 203). Diese Tatsachen führen dazu, dass Staaten die Notwendigkeit sehen, die Stromversorgung zu regeln.

## **2.6.2 Netzkapazitäten und Regelenergie**

Von besonderer wirtschaftlicher Relevanz für die Stromversorgung ist die Kapazität im Versorgungsnetz, womit meist die Kapazität von zusammenhängenden Netzen gemeint ist. Die Verbindungspunkte zweier Netze werden als Interkonnektoren und als Grenzkuppelstellen bezeichnet, wenn sie an den Landesgrenzen liegen (vgl. Monopolkommission 2011, S. 107). Diese Kuppelstellen können zu Netzengpässen führen, die Stromübertragung behindern und so Einfluss darauf nehmen, wie rentabel Kraftwerke sind und wo neue Kraftwerkskapazitäten entstehen. Das Stromnetz kann damit direkt die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken beeinflussen.<sup>7</sup>

Zusammenhängend mit der Problematik der Netzengpässe ist die Problematik der Regelenergie. Regelenergie bezeichnet die Energie, die dem Netz zugeführt oder entzogen werden muss, damit das Netz stabil bleibt. Sie dient im Wesentlichen dazu unvorhergesehene Abweichungen zu kompensieren (vgl. Monopolkommission 2011, S. 114 ff.). Die Regulierung kann dabei sowohl auf der Nachfrageseite durch Zu- oder Abschaltung von Last, als auch auf der Erzeugungsseite durch Zu- oder Abschaltung von Kraftwerkskapazitäten erfolgen. Regelenergie wird extra für den Zweck des Ausgleichs von Schwankungen bereitgehalten und kann nicht von allen Kraftwerken erbracht werden. Neben der tatsächlich erbrachten Leistung wird deshalb auch die Bereithaltung von Regelenergie vergütet. Regelenergie und abschaltbare Lasten werden insbesondere in Bezug auf die

---

<sup>7</sup> Eine ausführliche Darstellung hierzu bieten Ströbele et al. (2010, S. 211 ff.).

Schwächen der heutigen deutschen Strommarktstruktur an späterer Stelle dieser Arbeit relevant werden.

### **2.6.3 Nachfragestrukturen und Kraftwerkspark**

Wie bereits angesprochen, schwankt der Elektrizitätsverbrauch im Tagesrhythmus stark. Würden Kraftwerke nur wenige Verbraucher beliefern, müssten sie sehr flexibel reagieren. Dieses Problem lässt sich dadurch mindern, dass mehrere Verbraucher zusammengefasst werden. Eine weitere Glättung des Nachfrageprofils lässt sich dadurch erreichen, dass unterschiedliche Verbraucher – z. B. Produktions- und Dienstleistungsbetriebe mit Privathaushalten – in einem Netz zusammengefasst werden (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 215 ff.). Generell gilt, dass mit steigender Größe des Versorgungsgebiets die Schwankungen im Netz geringer werden, vorausgesetzt, dass keine Netzengpässe vorliegen. Außerdem lässt sich das Nachfrageverhalten durch die Beeinflussung der Verbraucher weiter glätten. Schwankungen im Jahresrhythmus lassen sich dagegen weniger leicht ausgleichen.

Der Lastverlauf im Jahresrhythmus lässt sich in drei Bereiche einteilen (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 217): Das ist zunächst die Grundlast, die von 8760 Stunden im Jahr etwa an 4760 Stunden auftritt und von 30 % bis 67 % der Kraftwerkskapazität gedeckt werden kann. Darauf folgt die Mittellast, die weitere 23 % der Kapazität benötigt und an 2500 Stunden im Jahr auftritt. Für die Spitzenlast schließlich werden weitere 10 % Kapazität benötigt, sie tritt an den restlichen 1500 Stunden im Jahr auf.

Aus diesen Daten lässt sich folgern, dass viele Kraftwerke nur eine sehr begrenzte Zeit im Jahr tatsächlich Strom produzieren. Um all diese Lasten wirtschaftlich bedienen zu können, sind unterschiedliche Kraftwerkstypen notwendig. So werden Kraftwerke mit hohen Investitionskosten und niedrigen variablen Kosten in der Regel zur Deckung der Grundlast eingesetzt. Mit der Erhöhung des Stromverbrauchs werden Kraftwerke mit höheren variablen Kosten hinzugeschaltet. Durch den Ausbau der Versorgung durch erneuerbare Energien, die genau wie die anderen Energieträger im folgenden Kapitel dargestellt werden, wird die Koordination des Lastenmanagements anspruchsvoller, da erneuerbare Energien oft von meteorologischen Gegebenheiten abhängig sind.

### **2.6.4 Unternehmensbereiche und Handelsstufen der Stromwirtschaft**

In der Stromwirtschaft lassen sich generell drei Bereiche unterscheiden: Die Erzeugung von Strom, der Stromtransport und die Verteilung von Strom (vgl. Monopolkommission

2006, S. 278). Der Transport von Strom lässt sich wiederum aufteilen in den Transport auf hoher und auf niedriger Spannungsebene.

Diese Unterscheidung ist für die vorliegende Untersuchung relevant, weil sich aus diesen Bereichen wiederum drei Märkte ableiten lassen: Der Großhandelsmarkt, der Endkundenmarkt und der Markt rund um den Transport von Strom. Auf dem Großhandelsmarkt treten die Erzeuger als Produzenten auf; die Unternehmen, die den Strom verteilen, agieren als Nachfrager. Auf dem Endkundenmarkt agieren die Stromverteilungsunternehmen als Produzenten und die Verbraucher als Nachfrager. Auf dem Markt für Stromtransport ist der Eigentümer des Netzes ein Angebotsmonopolist und Nachfrager sind je nach Spannungsstufe Verbraucher oder Stromverteilungsunternehmen. Zwischen der Großhandelsstufe und dem Verbraucher kann es auch mehrere Handelsstufen geben (vgl. Monopolkommission 2006, S. 278).

Diese Unterteilung beschrieb die traditionelle Marktabgrenzung; seit kurzem ist das Bundeskartellamt dazu übergegangen den Markt in die Bereiche Erstabsatz von Strom, Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien und die Vermarktung von Regelenergie zu unterscheiden (vgl. Bundeskartellamt 2011a, S. 69 ff.). Der Bereich Erstabsatz von Strom umfasst die Vermarktung der erzeugten und importierten Strommengen. Der Absatz von Strom läuft dabei über drei Vertriebswege, über den Börsenhandel, den bilateralen Großhandel und über den außerbörslichen Handel. Die letzten beiden Formen werden als „Over the Counter“ (OTC) Handel bezeichnet. Der börsliche Handel machte 2010 lediglich 6 % des Handelsvolumens aus (vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 29), dennoch gilt er aufgrund der Transparenz als Referenz für den OTC-Handel. Der Börsenhandel umfasst auch den Handel mit Emissionszertifikaten. Die neue Einteilung des Marktes ist der traditionellen vorzuziehen, weil damit die derzeitigen Marktverhältnisse besser abgebildet werden können.

### **2.6.5 Handel mit Emissionszertifikaten**

Der Handel mit Emissionszertifikaten ist ein System, das den CO<sub>2</sub>-Ausstoß von ausgewählten Branchen in der Europäischen Union (EU) auf ein festgelegtes Maß begrenzt. Die Ausführungen basieren auf einer Publikation der Europäische Kommission zu diesem Thema (vgl. Europäische Kommission 2009). Unternehmen bekommen dabei Zertifikate, die sie zur Emission einer bestimmten Menge CO<sub>2</sub> berechtigen. Wenn Unternehmen mehr ausstoßen, so sind sie verpflichtet zusätzliche Zertifikate zu ersteigern oder von anderen Unternehmen zu erwerben. Investitionen in Effizienz und schadstoffarme Technologien werden auf diese Weise gefördert. Die Einführung dieses Systems erfolgte in

der EU in drei Phasen. Die Pilotphase dauerte von 2005 bis 2007, wobei 95 % der Zertifikate unentgeltlich verteilt wurden. In der zweiten Phase von 2008 bis 2012 passten die einzelnen Staaten ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen dem Kyoto-Protokoll an, was konkret zu einer Verringerung der Menge führte. Es wurden nur noch 90 % der Zertifikate unentgeltlich verteilt, der Rest musste ersteigert werden. Die Liste der betroffenen Branchen wurden dabei stetig erweitert.<sup>8</sup>

In der dritten, ab 2013 beginnenden Phase wird das System stark verändert. Die Zuteilung der Zertifikate findet dann nicht mehr auf nationaler Ebene in sogenannten „Nationalen Zuteilungsplänen“ statt, sondern durch die EU, die eine die gesamte EU einschließende Obergrenze festlegt. Zudem sollen die Zertifikate grundsätzlich versteigert werden. Bis 2027 gibt es allerdings für die meisten Branchen einen gleitenden Übergang, wobei der unentgeltlich verteilte Anteil der Zertifikate stetig sinkt.

Energieerzeugungsanlagen gehören seit 2005 zu den Anlagen, die an dem Zertifikatehandel teilnehmen müssen. Für die einzelnen CO<sub>2</sub>-emittierenden Anlagen bedeutet dies, dass die Grenzkosten des Betriebs steigen, sofern für die Zertifikate ein Preis gezahlt werden muss. CO<sub>2</sub>-Ausstoß bekommt damit eine klare Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen. Das ist bedeutend im Zusammenhang mit der Energiewende, weil dadurch fossile Kraftwerke teurer werden, was sich auf den Zubau von Kapazitäten auswirkt.

## **2.7 Energieträger**

Zum besseren Verständnis der Materie werden nun die wichtigsten Energieträger vorgestellt, wobei besonders darauf eingegangen wird, welche Bedeutung die Energieträger für die Elektrizitätsversorgung haben. Weiterhin werden die Kraftwerkseigenschaften, die Versorgungssituation und die zukünftige Nutzbarkeit beschrieben.

### **2.7.1 Erdöl**

Erdöl ist ein flüssiges Gemisch aus Kohlenwasserstoffen, aus dem Treibstoffe für das Transportwesen und für die Wärmeerzeugung gewonnen werden (vgl. BGR 2009, S. 31). Für die Stromproduktion spielt Erdöl eine untergeordnete Rolle, da Rohölprodukte für nur 1,3 % der Bruttostromerzeugung<sup>9</sup> als Basis dienen (vgl. AGEBA 2011a). Der Grund dafür liegt bei den hohen Kosten von Öl (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 222) und damit bei den

---

<sup>8</sup> Im Jahr 2012 kam beispielsweise die Flugindustrie dazu.

<sup>9</sup> Bruttostromerzeugung ist die Stromerzeugung eines Kraftwerks inklusive seines Eigenverbrauchs.

hohen variablen Kosten. Der Vorteil von Erdölkraftwerken ist, dass sie als sogenannte „Schnellstarter“ in kurzer Zeit volle Leistung bringen können und deshalb zum Ausgleich von Netzschwankungen taugen (vgl. E.ON 2012). Sie eignen sich damit für die Spitzenlast. Erdöl hat eine bessere CO<sub>2</sub>-Bilanz als Braun- und Steinkohle, aber eine schlechtere als Erdgas (vgl. Lübbert 2007, S. 20).

Aufgrund der geringen Reserven in Deutschland wird der Großteil des Rohöls importiert. Im Jahr 2009 waren es über 97 % (eigene Berechnung nach AGEB 2011b). Deutschland bezieht sein Erdöl zum überwiegenden Teil von den nahen Nachbarn. Die größten Öllieferanten sind Russland mit 36,3 %, Großbritannien mit rund 14 % und Norwegen mit 9,4 % (eigene Berechnung nach BAFA 2010). Der OPEC-Anteil liegt bei rund 20 %, damit ist eine gute Ausgewogenheit erreicht (vgl. Stöbele et al. 2010, S. 117).

Auf Basis der Daten des BP Statistical Review of World Energy 2010 reichen die Erdölreserven bei unverändertem Verbrauch und unveränderter Förderung noch fast 50 Jahre (eigene Berechnung nach BP 2010, S. 6 ff.). Werden die Reserven eingeschlossen, die schon bekannt aber noch nicht technisch erschließbar sind oder sich wirtschaftlich noch nicht rechnen und werden Schätzungen über zusätzliche Ölquellen inklusive der unkonventionellen Quellen eingeschlossen, so reicht das Erdöl womöglich für weitere über 200 Jahre (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 108).

### **2.7.2 Stein- und Braunkohle**

Kohlen sind fossile, brennbare Rückstände von abgestorbenem Pflanzenmaterial (vgl. BGR 2009, S. 116). Es wird zwischen Stein- und Braunkohle unterschieden. Braunkohle hat einen größeren Wasseranteil und einen geringeren Energiegehalt. Weil der Transport angesichts des Energiegehaltes sehr kostspielig ist, wird Braunkohle in der Regel unweit der Abbaugelände verbrannt. Im Gegensatz zu Öl leistet Kohle einen großen Beitrag zur Elektrizitätsproduktion in Deutschland. Im Jahr 2009 war Kohle mit 42,8 % der Gesamtzeugung der größte Stromlieferant. Auf die Steinkohle entfallen dabei 18,2 % und auf die Braunkohle 24,6 % (vgl. AGEB 2011a). Die variablen Kosten sind bei Braunkohlekraftwerken gering und bei Steinkohlekraftwerken mittelhoch (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 221). Sie eignen sich damit für die Grund- bis Mittellast. Im Vergleich zu den anderen Energieträgern hat Kohle die schlechteste CO<sub>2</sub>-Bilanz (vgl. Lübbert 2007, S. 20). Kohlekraftwerke haben einen Wirkungsgrad von 30 % bis 40 % und besitzen Anfahrtszeiten von 2 bis 4 Stunden (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 220).

Steinkohle wird in größerem Umfang international gehandelt. Obwohl Deutschland eigene Steinkohlevorkommen hat, werden fast 75 % der Steinkohle importiert (vgl. AGEB 2011b). Deutschland ist aber gleichzeitig der mit Abstand größte Braunkohleförderer (vgl. BGR 2009, S. 149 f.). Kohle ist ein Garant für Versorgungssicherheit. Auf Grundlage der Daten des BP Statistical Review of World Energy 2010 reichen die gesicherten Reserven bei gleichbleibendem Verbrauch und unveränderter Förderung für weitere fast 250 Jahre (eigene Berechnung nach BP 2010, S. 32 ff.). Wird davon ausgegangen, dass die Gesamtressourcen mehr als viermal so groß sind, wie das im BGR Bericht (2009, S. 120) der Fall ist, so reichen die Vorkommen hypothetisch für weitere über 1000 Jahre. Eine Knappheitsfrage wie bei Öl stellt sich deshalb in näherer Zukunft nicht.

### 2.7.3 Erdgas

Es handelt sich dabei um ein in der Erdkruste vorkommendes Gemisch, welches neben der Hauptkomponente Methan andere Bestandteile wie Ethan, Propan und weitere nicht brennbare Gase wie Stickstoff, Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff enthalten kann (vgl. BGR 2009, S. 71). Erdgas wird überwiegend als Brennstoff für Kraftwerke, Industrie, Haushalte und Gewerbebetriebe verwendet, spielt aber auch zunehmend als Brennstoff für Kraftfahrzeuge eine Rolle (vgl. BGR 2009, S. 72).

Für die Stromversorgung ist Erdgas in Deutschland sehr wichtig. Im Jahr 2009 wurden 13,3 % des deutschen Stroms aus Erdgas erzeugt (vgl. AGEB 2011a). Nach Zahlen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ist Russland der wichtigste Erdgaslieferant für Deutschland, da es im Jahr 2009 32 % des Gesamtbedarfes lieferte, gefolgt von Norwegen mit 29 % und den Niederlanden mit 20 %. Deutschland förderte 13 % des Gesamtbedarfes selbst (vgl. BDEW 2009). In der jüngeren Vergangenheit wird Erdgas überregional zunehmend auch auf dem Seeweg transportiert. Dazu muss es aber auf  $-164^{\circ}\text{C}$  gekühlt werden, damit es flüssig wird.<sup>10</sup> Diese Transportart hat gegenüber Pipelines eindeutige Kostennachteile (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 159).

Erdgaskraftwerke besitzen hohe variable Kosten und eignen sich für den Einsatz in der Spitzenlast. Sie sind schnell einsetzbar und gelten aufgrund der guten CO<sub>2</sub>-Bilanz als umweltfreundlich. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 40 % und 50 % bei Gasturbinenkraftwerken und bei bis zu 60 % bei Gas- und Dampf (GuD) Kraftwerken (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 220).

---

<sup>10</sup> Flüssiges Erdgas wird als Liquefied Natural Gas (LNG) bezeichnet (vgl. BGR 2009, S. 71).

Die bisher sicher bekannten Reserven reichen bei gleichbleibender Produktion für weitere 62 Jahre (eigene Berechnung nach BP 2010, S. 22 ff.). Die Ressourcen liegen etwa um ein Drittel über den sicheren Reserven, allerdings ist hierbei das nicht-konventionelle Erdgas nicht eingerechnet. Nicht-konventionelles Erdgas ist Erdgas, das in dichtes Gestein eingeschlossen ist. Hier gibt es noch keine sicheren Angaben; Schätzungen übertreffen die sicheren Reserven um mehr als das Dreifache, wobei die tatsächliche Gewinnbarkeit von der technologischen Entwicklung und wirtschaftlichen Gegebenheiten abhängig sein wird (vgl. BGR 2009, S. 95).

#### **2.7.4 Kernbrennstoffe**

Die Quelle von Kernenergie ist Uran. Es ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Lagerstätten können sich unter sehr unterschiedlichen Bedingungen bilden (vgl. BGR 2009, S. 158). Kernenergie wird fast ausschließlich zur Stromproduktion verwendet. Im Jahr 2009 erzeugten Kernkraftwerke (KKW) 22,8 % des deutschen Bruttostroms (vgl. AGEB 2011a).

Nach den Unglücken in Tschernobyl und Fukushima hat die deutsche Politik die Beendigung der Nutzung der Kernenergie beschlossen. In einigen Ländern – vor allem in den USA, in Russland und China – werden allerdings weiterhin neue Anlagen errichtet. KKW besitzen sehr geringe variable Kosten und sehr lange Anfahrtszeiten, weshalb sie in der Grundlast eingesetzt werden. Der Wirkungsgrad liegt bei 30 % bis 35 %.

Die Reichweite der sicher bekannten Reserven gewinnbar bis 40 US-Dollar/kg Uran reicht bei einem unveränderten Verbrauch für 43 Jahre, hinzu kommen allerdings Uranbestände aus dem Militär und weitere Ressourcen, die die Reserven um ein Vielfaches übersteigen (eigene Berechnung nach BGR 2009, S. 162 ff.). Die Versorgung kann deshalb als sicher gewertet werden.

#### **2.7.5 Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)**

Eine erneuerbare Energie ist in dem hier verwendeten Sinne jede für die Energieversorgung nutzbare sich erneuernde Energie (vgl. Brockhaus 2003, S. 246). Sie steht damit nach menschlichem Ermessen unendlich lange zur Verfügung. Erneuerbare Energien basieren auf natürlichen Prozessen, die auch ohne Abzweigung von nutzbarer Energie stattfinden. Die drei originären Quellen sind Solarstrahlung, Geothermie und Gezeitenkraft. Neben der direkten Nutzung der Sonne durch Photovoltaik kann Sonnenenergie indirekt durch Wind, Wasser und Biomasse genutzt werden.

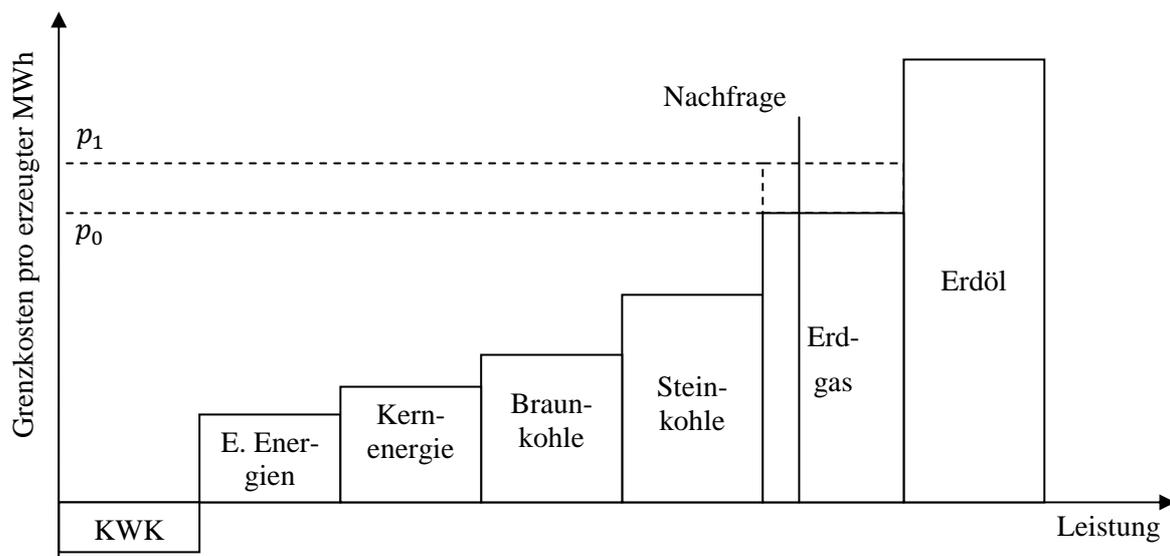
Im Jahr 2009 beruhten 15,9 % der deutschen Stromversorgung auf regenerativen Energien. Im Jahr 2011 waren es nach vorläufigen Daten bereits 19,9 %. Der Großteil geht dabei auf die Windkraft zurück, gefolgt von der Biomasse und Photovoltaik (vgl. AGEBA 2011a). Erneuerbare Energien, die von den meteorologischen Gegebenheiten abhängig sind, werden als dargebotsabhängige Energien bezeichnet. Energie aus regenerativen Quellen wird bis auf wenige Ausnahmen im Inland gewonnen. Gemäß der oben genannten Definition ist die statische Reichweite von erneuerbaren Energien aus menschlicher Sicht unbegrenzt. Erneuerbare Energien genießen in Deutschland einen Einspeisevorrang. Netzbetreiber sind verpflichtet sie zu einem staatlich festgelegten Preis abzunehmen.

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist eine Technologie, die bei konventionellen Kraftwerken anfallende Abwärme nutzt. Die Abwärme wird abgekoppelt und zur Verwendung als Prozess- oder Fernwärme weitergeleitet. Durch diese Technologie kann ein Wirkungsgrad von bis zu 80 % erreicht werden (vgl. Monopolkommission 2011, S. 68). Einige Anlagen dienen primär der Stromerzeugung und sind deshalb flexibel einsetzbar. KWK-Anlagen, die Strom als Nebenprodukt produzieren, produzieren allerdings auch bei sehr niedrigen und negativen Preisen (vgl. Monopolkommission 2011, S. 156 f.).

## 2.8 Angebotskurve und Marktmacht im Elektrizitätsmarkt

Aus den dargestellten Energieträgern lässt sich die Angebotskurve im Elektrizitätsmarkt wie in Abbildung 1 beispielhaft darstellen:

**Abbildung 1: Angebotskurve mit finanzieller Kapazitätzurückhaltung**



Quelle: Ströbele et al. (2010, S. 225); leicht modifiziert.

Auf der Abszisse ist die Erzeugungsleistung und auf der Ordinate sind die Grenzkosten pro erzeugter Megawattstunde (MWh) abgetragen. Die Kraftwerke sind nach ihren Grenzkosten angeordnet und werden zur Stromproduktion eingesetzt, wenn der Marktpreis über ihren Grenzkosten liegt. Ganz links sind KWK-Anlagen eingezeichnet, die für alle Anlagen stehen, die hohe Anfahrkosten haben oder primär Wärme erzeugen, weshalb es vorteilhafter sein kann, zu negativen Preisen Strom einzuspeisen, als die Erzeugung einzustellen. Danach folgen erneuerbare Energien, KKW, Kohle-, Erdgas- und Ölkraftwerke. Die Nachfrage ist hier kurzfristig als vollkommen unelastisch dargestellt. Würde in diesem Fall ein Anbieter seine Marktmacht ausnutzen und Strom über den Grenzkosten anbieten, um seinen Gewinn zu steigern, kommt es zu einer reinen Umverteilungswirkung, da sich die Menge nicht verändert. Ohne Ausübung von Marktmacht stellt sich in dieser Abbildung der Preis  $p_0$  ein. Er entspricht den Grenzkosten.

Marktmacht kann im Elektrizitätsmarkt auf zwei Arten ausgeübt werden (vgl. Bundeskartellamt 2011a, S. 115 ff.). Bei der physischen Kapazitätszurückhaltung werden Kapazitäten nicht angeboten, obwohl der Preis über den Grenzkosten liegt. Der Betreiber profitiert entsprechend, wenn der erhöhte Gewinn durch seine eingesetzten Kraftwerke den Verlust des nicht eingesetzten Kraftwerks übersteigt. Die andere Möglichkeit besteht darin, Kraftwerkskapazität zu einem Preis über den tatsächlichen Grenzkosten anzubieten. Dieser Fall ist in Abbildung 1 ebenfalls dargestellt. Der Betreiber der Erdgaskraftwerke bietet seine Kapazität über den Grenzkosten an, sodass sich der Preis  $p_1$  einstellt und er zusätzliche Gewinne realisiert. Das wird vom Kartellamt als finanzielle Kapazitätszurückhaltung bezeichnet.

Das deutsche Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) dient unter anderem dazu, genau solcherlei Vorhaben zu unterbinden. Es verbietet die Ausnutzung einer „marktbeherrschenden Stellung“ (§ 19 (1) GWB 2005), die vorliegt, wenn es keine Wettbewerber gibt oder das Unternehmen keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt ist. Es wird außerdem angenommen, dass eine marktbeherrschende Stellung in dem räumlich relevanten Markt vorliegt, wenn ein Unternehmen einen Marktanteil von mindestens einem Drittel hat. Eine marktbeherrschende Stellung wird ebenfalls angenommen, wenn drei oder weniger Unternehmen einen Marktanteil von mindestens 50 % haben oder fünf oder weniger Unternehmen einen Anteil von mindestens zwei Dritteln besitzen (vgl. § 19 (3) GWB 2005).

Wie bereits beschrieben, zeichnet sich der Elektrizitätsmarkt durch Nicht-Speicherbarkeit, eine Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Entnahme und durch eine kurzfristig unelastische Nachfrage aus. Aufgrund dieser Besonderheiten kann es insbesondere zur Zeit

der Spitzennachfrage dazu kommen, dass auch Anbieter, die verhältnismäßig geringe Kapazitäten besitzen, Marktmacht ausüben können, da ohne ihre Kapazitäten die Nachfrage nicht bedient werden kann. Immer wenn die Kapazitäten eines Marktteilnehmers notwendig sind, um die Nachfrage zu decken, verfügt dieser über „erhebliche Marktmacht“ (Bundeskartellamt 2011a, S. 97). Diese Tatsache widerspricht den Annahmen des GWB und macht den Strommarkt theoretisch besonders anfällig für Marktmachtmissbrauch.

### **3 Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft**

Nachdem die theoretischen Grundlagen der unterschiedlichen Marktmodelle und die Grundzüge des Elektrizitätsmarktes beleuchtet worden sind, wird nun die Entwicklung des Strommarktes in Deutschland beschrieben. Das dient dem besseren Verständnis des Strommarktes und als Hintergrund zur noch ausstehenden Bewertung der Gesetze der Energiewende. Darüber hinaus wird erläutert, wie effizient Monopole im Energiesektor tatsächlich sind.

#### **3.1 Anfänge der Elektrizitätsversorgung**

Die ersten Stromkraftwerke entstanden in Deutschland entweder als private Kleinkraftwerke oder ab dem Jahr 1884 auch als Stadtkraftwerke (vgl. Leuschner 2011a). Als eine Netzwirtschaft<sup>11</sup> ist die Elektrizitätswirtschaft auf die Nutzung öffentlicher Wege angewiesen (vgl. Eising 2000, S. 57).<sup>12</sup> Elektrizitätsunternehmen entstanden deshalb entweder in öffentlicher Hand oder aber Kommunen schlossen privatrechtliche Konzessionsverträge mit privaten Anbietern. Die Verträge legten eine allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht fest und verpflichteten das Unternehmen zum Ausbau des Netzes und zur Stromversorgung. Das Unternehmen bekam alleiniges Wegerecht für die Verlegung von Kabeln und damit eine Monopolstellung im Versorgungsbereich. Es musste im Gegenzug eine Konzessionsabgabe an die Gemeinde entrichten. Die jeweiligen Gemeinden behielten sich wiederum das Recht vor, Änderungen von Tarifordnungen und Lieferbedingungen mitzubestimmen.

Die ersten Versorgungsnetze wurden mit Gleichstrom betrieben. Da Gleichstromnetze in der Handhabung jedoch deutlich teurer sind als Wechselstromnetze und die Übertragung mit hohen Verlusten einhergeht, waren nur lokale Gebiete mit Strom versorgt (vgl.

---

<sup>11</sup> Das ist eine Wirtschaft, die zur Verteilung eines Gutes ein für diesen Zweck errichtetes Netz benötigt.

<sup>12</sup> Falls nicht anders ausgewiesen, basieren die folgenden Ausführungen auf Eising (2000, S. 57 ff.).

Leuschner 2011a). Die Versorgung begrenzte sich zunächst auf Industrieanlagen und die Beleuchtung größerer Städte. Bereits vor der Jahrhundertwende war die Energiewirtschaft stark konzentriert. Der Grund dafür waren elektrotechnische Unternehmen, insbesondere Siemens und AEG, die Kraftwerke konstruierten und vielfach selbst betrieben. Nach der Jahrhundertwende ermöglichten in einer zweiten Stufe Überlandwerke mit Wechselstromnetzen die Versorgung von ländlichen Gebieten und verbanden einzelne Gebiete der Lokalversorger miteinander. Einige Gemeinden gaben die Elektrizitätsproduktion daraufhin auf.

Um die Konkurrenz zwischen den Unternehmen zu beschränken, wurde 1908 erstmals ein Demarkationsvertrag zwischen überregionalen Versorgungsunternehmen geschlossen. Dabei handelt es sich um einen privatrechtlichen Vertrag, in dem Versorgungsunternehmen räumliche Gebiete festlegen, innerhalb derer nur ein Unternehmen Strom bereitstellen darf. Es wird zwischen horizontalen und vertikalen Demarkationsverträgen unterschieden. Bei horizontalen Verträgen vereinbaren die Vertragsbeteiligten, keine Lieferbeziehungen zueinander zu unterhalten. Vertikale Demarkationsverträge werden zwischen Erzeugungs- und Verteilungsunternehmen abgeschlossen, um Wettbewerb im jeweils eigenen Bereich auszuschließen (vgl. Soltwedel et al. 1987, S. 71). Durch diese Regelung wurde die Stromversorgung in Gebiete eingeteilt, in denen nur ein einziges Unternehmen Strom bereitstellte: Es entstanden Gebietsmonopole. Diese Entwicklung wurde möglich, weil die Elektrizitätsversorgung von staatlichen Akteuren als Aufgabe für die Allgemeinheit betrachtet wurde und als Ziele primär Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit galten (vgl. Eising 2000, S. 61). Eine Folge der Monopolstruktur war, dass Versorgungsausweitungen nur durch Unternehmensübernahmen oder Beteiligungen ausgebaut werden konnten, was die Konzentration in der Branche verstärkte.

Nach dem ersten Weltkrieg folgte die dritte Stufe der Entwicklung. Ähnlich wie bei der Entwicklung von regionalen Versorgern entstanden nun überregionale Versorgungsunternehmen und verbanden durch überregionale Leitungen die Netze der Regionalversorger miteinander. Die überregionalen Unternehmen gingen aus den bestehenden Unternehmen hervor, entstanden aus Fusionen oder Neugründungen. Diese Entwicklung wurde zumindest teilweise durch den Staat vorangebracht, mit dem Ziel, die Leistungsfähigkeit des Sektors zu steigern (vgl. Bruche 1977, S. 60). In der Folge kam es zu einer Verdrängung der Regionalversorger.

Die überwiegende Mehrheit der Versorgungsunternehmen befand sich in öffentlichem Besitz (hatte also eine öffentliche Beteiligung von zumindest 95 %) oder es handelte sich um Gemischtunternehmen (die öffentliche Beteiligung liegt dabei über 25 % aber unter

95 %). Bei einer privaten Beteiligung über 75 % galt das Unternehmen als privat. Die einheitliche Regulierung des Stromsektors war zur dieser Zeit nicht möglich, da der Staat in Form verschiedener Beteiligungen auf verschiedenen Ebenen und Gebieten mit sich selbst im Interessenkonflikt stand. Das änderte sich in der Zeit des Nationalsozialismus: Die Konzentration der Macht während dieser Zeit ermöglichte eine Regelung auf Reichsebene (vgl. Eising 2000, S. 72). Die neue Ordnung fand ihre Formulierung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1935.

### **3.2 Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1935**

Trotz der Entstehungszeit war dieses Gesetz nicht charakteristisch für Gesetze der nationalsozialistischen Diktatur. Es handelte sich um einen Kompromiss zwischen den Repräsentanten großer Energieunternehmen, die die Versorgung zentralisieren wollten und den Vertretern der kommunalen Werke, die sich für die Erhaltung der kommunalen Versorgung einsetzten (vgl. Hellige 1986, S. 127 ff.). In der Folge enthielt das Gesetz weder eine Entscheidung für eine öffentliche oder private noch für eine zentrale oder dezentrale Energieversorgung. Es baute damit auf den bestehenden Regelungen auf, erweiterte aber die Befugnisse des Staates (vgl. Eising 2000, S. 73).

Bereits in der Präambel wird die bedeutende Rolle des Staates betont und die bestehende Marktstruktur bestehend aus räumlichen Monopolen bestätigt. Es wird beabsichtigt, den „öffentlichen Einfluss in allen Angelegenheiten der Energieversorgung zu sichern, volkswirtschaftlich schädliche Auswirkungen des Wettbewerbs zu verhindern“ und dadurch „die Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten“.

Konkret werden im EnWG alle Unternehmen, die der Elektrizitäts- oder der Gasversorgung dienen, dem Reich unterstellt (vgl. § 1 EnWG 1935).<sup>13</sup> Das Gesetz bezieht sich auf Anlagen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung – unabhängig von den Eigentumsverhältnissen (vgl. § 2). Der Reichsminister bekommt das Recht von Versorgungsunternehmen technische und wirtschaftliche Auskunft zu verlangen (vgl. § 3). Bei Bau, Erneuerung und Erweiterung ist dem Reichsminister Anzeige zu erstatten und er hat dabei ein Untersagungsrecht (vgl. § 4). Wenn ein neues Unternehmen die Versorgung aufnehmen will, so bedarf das einer Genehmigung und der ansässige Versorger muss unterrichtet werden (vgl. § 5). Nach Paragraph 6 sind die allgemeinen Tarifpreise öffentlich zu machen und es herrscht eine allgemeine Anschluss und Versorgungspflicht zu diesen Tarifen. Nach Paragraph 7 kann der Wirtschaftsminister Einfluss auf die Tarife nehmen. Der Betrieb

---

<sup>13</sup> Da sich alle Paragraphen auf das EnWG von 1935 beziehen, wird nur noch der entsprechende Paragraph genannt.

kann untersagt werden, wenn die Versorgungspflicht nicht erfüllt wird. Ein anderes Unternehmen kann diese Aufgaben übernehmen, wobei das Unternehmen, das seinen Pflichten nicht nachgekommen ist, bei Entschädigung enteignet werden kann (vgl. § 8 und § 9). Paragraph 12 besagt, dass der Minister Einfluss auf die Höhe der Konzessionsabgaben nehmen kann. Der Wirtschaftsminister erlässt Vorschriften über die technische Beschaffenheit von Anlagen und über deren Überwachung (vgl. § 13). Nach Paragraph 19 können Landesgesetze außer Kraft gesetzt werden.

Zusammenfassend wurden dem Staat damit weitreichende Überwachungs- und Kontrollbefugnisse eingeräumt, er bekam praktisch einen Genehmigungsvorbehalt. Gleichzeitig wurden die bestehenden Regelungen der Konzessions- und Demarkationsverträge zementiert, was die Position der Regional- und Überregionalanbieter stärkte, da leistungsfähige Konkurrenten kaum eine Chance hatten in den Markt zu treten (vgl. Soltwedel et al. 1987, S. 69 f.). Auf Basis des Gesetzes wurden Verordnungen zu Tarifen, Konzessionsabgaben, Geschäftsbedingungen und Investitionen erlassen (vgl. Eising 2000, S. 74). Dieses Gesetz hatte herausragende Bedeutung für die Entwicklung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, da es in nur marginal abgeänderter Form bis 1998 in Kraft blieb (vgl. Schiffer 1995, S. 167 ff.).

### **3.3 Entwicklung des Strommarktes bis 1998**

Nach dem Zweiten Weltkrieg und nach dem Wiederaufbau einer gesicherten Energieversorgung entwickelte sich erneut eine dreistufige Versorgungsstruktur heraus (vgl. Krisp 2007, S. 25), bestehend aus Verbundunternehmen auf der überregionalen Ebene, den Regionalunternehmen und den Stadtwerken auf der lokalen Ebene. Die Verbundunternehmen betrieben das Hochspannungsnetz und besaßen große Kraftwerkskapazitäten. Sie versorgten die Regionalversorger und Stadtwerke, welche hauptsächlich die Verteilung des Stroms übernahmen. Regionalversorger unterscheiden sich von Stadtwerken dadurch, dass sie mehr als eine Kommune mit Strom beliefern. Neben den Demarkations- und Konzessionsverträgen entwickelten sich Verbundverträge, die Versorgungsunternehmen untereinander schlossen, in denen sie sich darauf einigten, dass feste Versorgungswege ausschließlich von einem oder mehreren Unternehmen genutzt werden dürfen. Andere Unternehmen wurden explizit ausgeschlossen. Auf diese Weise wurde Arbeitsteilung festgeschrieben, meist zwischen Energieerzeugung und Energietransport (vgl. Soltwedel et al. 1987, S. 73).

Die Regulierung des Sektors wurde beibehalten, die Regulierungsdichte verstärkte sich aber noch.<sup>14</sup> Im Jahr 1957 wurde das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) verabschiedet, welches prinzipiell im Widerspruch zum EnWG von 1935 steht, da dieses Vereinbarungen für unwirksam erklärt, die der Beschränkung des Wettbewerbs dienen (vgl. § 1 GWB 1957). Aus diesem Grund wurde im Paragraph 103 GWB eine Ausnahme für Versorgungsunternehmen beschlossen. Die Freistellung setzt voraus, dass die Verträge bei der Kartellbehörde angemeldet werden. Die Versorgungswirtschaft wird nach Paragraph 104 GWB von der Kartellbehörde überwacht, um Missbrauch zu verhindern. Das bedeutet wiederum, dass sämtliche Verfügungen gegenüber Versorgungsunternehmen geringe Kosten und Versorgungssicherheit gewährleisten müssen. Im Wesentlichen beschränkte sich die Missbrauchsaufsicht auf Preiskontrollen (vgl. Soltwedel et al. 1987, S. 73).

Für Versorgungsunternehmen wurde im GWB eine Ausnahme geschaffen, weil Wettbewerb als schädlich für den Sektor im Sinne der Präambel des EnWG von 1935 eingestuft wurde. Begründet wurde dieser Standpunkt mit wirtschaftlichen Überlegungen, die auf der Besonderheit des Energiesektors basieren. Für die in diesem Rahmen verfochtene Effizienz des monopolistischen Versorgungssystems sprechen sechs Gründe, die im Abschnitt 3.4 dargestellt werden.

Das etablierte Regime war zwar in Frage gestellt worden (vgl. Eising 2000, S. 83), es fand aber dennoch keine echte Diskussion dazu statt. Eine solche erfolgte erst ab Mitte der 70er Jahre. Der Elektrizitätsmarkt behielt seine Sonderstellung bestehend aus einer Verrechtlichung der Monopolstrukturen einerseits und Staatseingriffen andererseits bei.

Es entwickelten sich vielfältige Verflechtungen zwischen den drei Stufen der Energieunternehmen (vgl. Haslinger 2006, S. 55 f.). Gemeinden beteiligten sich oft in allen drei Bereichen, sie hielten Anteile an Regionalversorgern und Verbundunternehmen, von denen sie teilweise Strom für ihre Stadtwerke bezogen. Die Gemeinden profitierten damit von der Struktur und den damit einhergehenden Monopolgewinnen (vgl. Gröner 1975, S. 357). Die Verflechtungen waren langfristig angelegt, da die Verträge Laufzeiten zwischen 30 und 50 Jahren aufwiesen, was beträchtlich zur „Verkrustung“ (Soltwedel et al. 1987, S. 72) der Struktur beitrug. Durch Netzverbindungen und lange Vertragslaufzeiten entwickelten sich Abhängigkeiten der lokalen Versorgungsunternehmen von den Verbundunternehmen, die wiederum zu einer zunehmenden vertikalen Integration führten (vgl. Soltwedel et al. 1987, S. 65). Die Anzahl der Versorgungsunternehmen sank in der Folge und der Markt konzentrierte sich.

---

<sup>14</sup> Für Einzelheiten siehe Evers (1983, S. 15 ff.).

In den 50er Jahren existierten in Gesamtdeutschland etwa 3500 Versorgungsunternehmen in der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft (vgl. Schiffer 1995, S. 150). Diese Zahl sank bis zum Jahr 1998 auf rund 1000 Unternehmen. Es gab noch acht Verbundunternehmen, 80 Regionalversorger und über 900 Stadtwerke (vgl. Leuschner 2011b), wobei die Zahlen die Erzeugungskapazitäten der ehemaligen DDR bereits beinhalten. Nach dem Zusammenbruch der DDR wurden die 15 Energiekombinate, die die DDR mit Strom versorgten, zu Regionalversorgern im Mehrheitsbesitz westdeutscher Verbundunternehmen. Für den Verbundbetrieb wurde ein neues Unternehmen gegründet: Die Vereinigte Energiewerke AG (VEAG). Sie wurde vollständig an die westdeutschen Verbundunternehmen verkauft. Gemeinden gelang es teilweise, Stadtwerke zurückzuerhalten, allerdings unter der Auflage, nur einen Teil des eigenen Elektrizitätsbedarfs zu erzeugen (vgl. Leuschner 2011c).

Die überwiegende Mehrheit der Unternehmen befand sich Mitte der 90er Jahre in öffentlicher Hand, 22 % waren gemischtwirtschaftlich und 14 % privat. Die lokalen und kommunalen Unternehmen stellten hinsichtlich der Anzahl 92 % der Elektrizitätsunternehmen dar, erzeugten aber nur 10 % des Stroms und verteilten 27 %. Die regionalen Unternehmen stellten 7 % der Unternehmen dar, produzierten 9 % des Stroms und verteilten 39 %. Die Verbundunternehmen stellten nur 1 % der Gesamtunternehmen auf dem Strommarkt dar, verteilten aber 34 % des Stroms und produzierten 81 % (vgl. Schiffer 1995, S. 162 f.). Damit enthielt der Markt eine Vielzahl von Unternehmen, war aber gleichzeitig stark konzentriert und vertikal integriert.

### 3.4 Beurteilung der monopolistischen Marktstruktur

Zur Begründung der Notwendigkeit von monopolistischen Strukturen auf dem Energiemarkt werden im Folgenden sechs Gründe angeführt. Diese können den Ausführungen von Gröner (1975, S. 344 ff.) entnommen werden, welchen dieses Kapitel folgt. Die Gründe werden kurz geschildert und anschließend analysiert.

**Erstens** werden monopolistische Strukturen benötigt, weil der Sektor durch eine *hohe Kapitalintensität und Langlebigkeit der Investitionen* gekennzeichnet ist. Planungssicherheit und die Vermeidung von Fehlinvestitionen können nur durch Monopolstrukturen gewährleistet werden. **Zweitens** rechtfertigt die *Nicht-Speicherbarkeit von Strom* einen Schutz vor Wettbewerb. Es müssen Reservekapazitäten bereitgehalten werden, die in Zeiten geringer Nachfrage zu ruinösem Wettbewerb führen würden (vgl. Börner 1971, S. 24 ff.). **Drittens** schafft die auf Demarkationsverträgen beruhende *Arbeitsteilung Effizienzgewinne*. Es handelt sich um ein Rationalisierungskartell, sodass Fehlinvestitionen verhindert werden. Diese Struktur ist gegenüber mehreren Netzen überlegen. **Viertens**

wird durch *Gebietsabsprachen eine vorteilhafte Durchmischung* erreicht. Kapitalintensive Anlagen können dadurch besser ausgelastet werden. Damit zusammenhängend wird die Grenzziehung der Versorgungsgebiete als legitim betrachtet, da die Grenzen der besten Durchmischung folgend organisch gewachsen sind. **Fünftens** verlangt die Anschluss- und Versorgungspflicht *geschlossene Versorgungsgebiete*. **Sechstens** sind Gebietsmonopole notwendig, um *Überkapazitäten zu vermeiden*.

In den 60er Jahren wurde über diese Argumente zunehmend diskutiert und es kam Kritik an den etablierten Strukturen des Energiemarktes auf. Konkret zielte die Kritik vor allem auf die geschlossenen Versorgungsgebiete und auf die durch langfristige Konzessions-, Demarkations- und Verbundverträge verfestigte vertikale Integration. Die Argumente der Stromwirtschaft wollen daher nun kritisch hinterfragt werden:

Das erste Argument der hohen Kapitalintensität der Investitionen ist bei genauerer Betrachtung nicht stichhaltig. Ein hoher Fixkostenanteil ist nicht nur für die Stromwirtschaft typisch – auch einige Dienstleistungsgewerbe sind dadurch gekennzeichnet. Im Gegenteil lässt sich sogar argumentieren, dass die richtigen Investitionsentscheidungen erst getroffen werden können, wenn Preise die Knappheit richtig anzeigen (vgl. Hamm 1964, S. 97 ff.). Das gleiche Argument gilt für die Langlebigkeit der Investitionen. Richtige Investitionsentscheidungen hängen hierbei von der korrekten Schätzung der Nachfrageentwicklung ab und diese lässt sich bei wettbewerblichen Preisen eher prognostizieren als bei Preisen einer monopolistischen Struktur. Monopolstrukturen schützen damit nicht vor Fehlinvestitionen.

Ähnliches gilt für das zweite Argument. Reservekapazitäten sind keine Eigenart des Stromsektors – fast alle Dienstleistungsgewerbe benötigen Reservekapazitäten. Es ist lediglich nötig, dass auch die Kosten der Bereithaltung gedeckt werden (vgl. Hamm 1964, S. 84). Zu ruinösem Wettbewerb kann es zudem nicht kommen, da die Kostenstrukturen der Kraftwerke unterschiedlich sind.

Das Netzargument hingegen erweist sich als etwas komplexer. Es handelt sich beim Netz um ein natürliches Monopol, weshalb der Vergleich zu mehreren Netzen zu dem Ergebnis führt, dass das Monopol kostengünstiger ist. Abgesehen vom Netz müssen die Gebietsmonopole aber an sich effizienzfördernd sein, um legitimiert werden zu können. Das ist nur dann der Fall, wenn durch die Arbeitsteilung volkswirtschaftlich optimale Betriebsgrößen geschaffen werden. Durch die Grenzziehung der Versorgungsgebiete wird allerdings schon eine betriebswirtschaftlich optimale Größe festgelegt, die jedoch nicht mit der volkswirtschaftlich optimalen Größe übereinstimmen muss. Jede Änderung in der

Produktionsstruktur – z. B. durch technischen Fortschritt – ändert die volkswirtschaftlich optimale Größe, weshalb die Versorgungsgebiete entsprechend angepasst werden müssten, was aber nicht möglich ist. Bei Monopolen lässt sich außerdem nicht sicherstellen, dass Einsparungen an die Konsumenten weitergegeben werden. Gröner (1975, S. 348) argumentiert, dass in der Realität selbst betriebswirtschaftlich optimale Größen nicht erreicht worden sind, da die Verbundwirtschaft sonst nicht so weit vorgedrungen wäre. Weiter argumentiert er, dass Wettbewerb für die Findung der volkswirtschaftlich optimalen Größen sogar notwendig ist.

Das Argument der vorteilhaften Durchmischung aufgrund organisch gewachsener Gebiete ist ebenfalls angreifbar. Gröner argumentiert, dass die Gebiete Ergebnis eines machtpolitischen Einflusses der Wegeigentümer sind und nicht organisch entstanden seien. Sie weisen damit auch nicht eine optimale Nachfragestruktur auf. Die bestehenden Grenzziehungen und die Durchmischung gleichzeitig zu verteidigen, sei zudem widersprüchlich, da sich in vielen Gebieten das Durchmischungsverhältnis durch leicht abgeänderte Grenzen deutlich verbessern ließe, aber mit dem Verweis auf die organische Entstehung abgelehnt wird. Wenn das Durchmischungsverhältnis tatsächlich günstig ist, dann bilde es einen guten Wettbewerbsschutz, weshalb sich Unternehmen auch bei Wettbewerb behaupten könnten (vgl. Gröner 1975, S. 349).

Die Anschluss- und Versorgungspflicht verlangt ebenfalls nicht unbedingt nach geschlossenen Versorgungsgebieten. Im EnWG müssen Verbraucher nur versorgt werden, wenn das im Rahmen des Zumutbaren liegt (vgl. § 6 EnWG 1935). Dadurch wird diese Anforderung bereits abgeschwächt. Gröner (1975, S. 350) argumentiert, dass die Versorgungspflicht auch bei Wettbewerb nicht unzumutbar ist. Im Wettbewerb ergeben sich für Verbraucher zudem Wahlmöglichkeiten, die die Versorgungssicherheit sogar erhöhen.

Der Schutz vor Überkapazitäten durch Gebietsmonopole ist als Argument ebenfalls nicht überzeugend. Die tatsächlich notwendigen Kapazitäten werden umgekehrt erst an den Markterfordernissen überprüfbar. Die Diskussionen in der Stromwirtschaft deuten darauf hin, dass die Anpassung an optimale Kapazitäten im monopolistischen System nicht funktioniert, so Gröner (1975, S. 350). Abgesehen von dem Argument an sich, sei es widersprüchlich, auf eine nicht gewährleistete Versorgungssicherheit und auf vermeintlich entstehende Überkapazitäten bei Wettbewerb gleichzeitig zu verweisen.

Alle Argumente der Befürworter der integrierten monopolistischen Struktur lassen sich entkräften. Zusammenfassend, so das übereinstimmende Fazit der Wissenschaftler, hat die

Kontrolle durch das Kartellamt die integrierten Monopole nicht davon abhalten können, ihre Monopolmacht auszunutzen und dadurch insgesamt einen Wohlfahrtsverlust herbeigeführt zu haben (vgl. Gröner 1975, S. 344 ff., Evers 1974, S. 37 ff. und S. 161 ff., Soltwedel et al. 1987, S. 70 und Haslinger 2009, S. 55 f.).

Nach der Sichtung der Literatur zum Thema – einschließlich jener der Monopol-Befürworter – ist nicht davon auszugehen, dass es stichhaltige nicht widerlegbare Gründe dafür gibt, warum eine Monopolstruktur im Energiesektor einer Wettbewerbsstruktur überlegen sein sollte. Insbesondere ist auch nicht davon auszugehen, dass Marktmacht im Energiesektor zu Innovationen beiträgt. Wie noch gezeigt werden wird, können auch kleinere Unternehmen kapitalintensive und langfristige Investitionen tätigen. Im Elektrizitätsmarkt stellen nur die Netze ein natürliches Monopol dar. Alle anderen Teilbereiche der Elektrizitätsversorgung, konkret die Erzeugung von Strom und der Vertrieb, stellen keine natürlichen Monopole dar und sollten für mehr Effizienz für den Wettbewerb geöffnet werden, so die einhellig vertretene Meinung (vgl. Möllinger 2009, S. 16).

### **3.5 Liberalisierung des Strommarktes**

Diese Überzeugung setzte sich allmählich in den 80er Jahren auch in der Politik durch, woraufhin erste Liberalisierungsschritte unternommen wurden. So wurden in der vierten Novelle des GWB die Demarkations- und Konzessionsverträge auf ein Maximum von 20 Jahren begrenzt. In der fünften Novelle von 1990 wurden die Laufzeiten von Demarkations- und Konzessionsverträgen synchronisiert, um Kommunen einen Wechsel zu ermöglichen (vgl. Eising 2000, S. 20).

Neben diesen nationalen Liberalisierungsschritten gewannen die Netzwirtschaften ab Ende der 80er Jahre auch auf europäischer Ebene an Bedeutung. Im Rahmen des Binnenmarktprogramms der Europäischen Gemeinschaft (EG) wurde 1986 erstmals ein Binnenmarkt für Energie explizit als Ziel definiert. Nach einigen Zwischenschritten und einem langwierigen Diskussionsprozess wurde 1996 eine Richtlinie zur Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes vom Ministerrat verabschiedet, die bis 1999 von den Mitgliedstaaten umzusetzen war (vgl. Renz 2001, S. 114 ff.).

Die Richtlinie 96/92/EG enthielt unter anderem folgende Vorgaben: Erstens bedürfen neue Kraftwerke einer Genehmigung oder müssen nach einem detaillierten Ablauf ausgeschrieben werden. Zweitens müssen die Netzbetreiber Wettbewerbern einen Zugang zum Netz ermöglichen, und drittens sind Verbundunternehmen in der Rechnungslegung in die

Bereiche Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten zu trennen. Die Marktöffnung sollte stufenweise erfolgen, wobei zunächst Verbraucher mit einem hohen Bedarf ihren Anbieter frei wählen können sollten. Für eine komplette Übersicht der Vorgaben der Richtlinie siehe Renz (2001, S. 144 f.).

### **3.5.1 Das EnWG von 1998**

Die Umsetzung der Vorgaben in deutsches Recht veränderte den Energiemarkt nachhaltig. Die Richtlinie wurde 1998 durch die Änderung des EnWG in nationales Recht überführt. Das neue EnWG hatte im Vergleich zu der Version von 1935 entscheidende Neuerungen (siehe zu Folgendem auch Renz 2001, S. 201 f.):

Die Genehmigungspflicht für Energieversorgungsunternehmen bleibt erhalten, die Genehmigung darf nun aber nur versagt werden, wenn bestimmte Gründe vorliegen (vgl. § 3 EnWG 1998).<sup>15</sup> Die Betreiber von Netzen werden verpflichtet objektive Kriterien für den Zugang zum Netz festzulegen und diskriminierungsfrei anzuwenden. Das Netz ist als eigene Betriebsabteilung zu führen (vgl. § 4). Es soll der verhandelte Netzzugang angewendet werden (vgl. § 5), wobei Verbände die Konditionen vereinbaren; der Wirtschaftsminister erhält eine Verordnungsermächtigung und kann so auf die Leitungspreise Einfluss nehmen (vgl. § 6). Energieversorgungsunternehmen müssen einen Jahresabschluss vorlegen, wobei die einzelnen Bereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und sonstige Aktivitäten buchhalterisch zu trennen sind (vgl. § 9). Die Anschluss- und Versorgungspflicht wird beibehalten, unterschiedliche Preise zwischen Stadt und Land sind nicht zulässig (vgl. § 10). Gemeinden werden verpflichtet ihre Wege für den Bau von Leitungen diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen (vgl. § 13), Konzessionsabgaben werden ebenfalls geregelt (vgl. § 14).

Der Paragraph 103 des GWB wird im Artikel 2 des EnWG von 1998 aufgehoben, sodass ausschließliche Demarkations- und Konzessionsverträge nicht mehr erlaubt sind. Artikel 3 regelt die Einspeisung erneuerbarer Energien und sieht eine Selbstverpflichtung der Energieversorgungsunternehmen zur Abnahme von erneuerbaren Energien und Energie aus der KWK vor.

Mit diesem Gesetz werden drei Ziele verfolgt (vgl. Europäische Kommission 1992, S. 9): Erstens die Abschaffung von Exklusivrechten für den Kraftwerks- und Leitungsbau, zweitens die Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen in die Bereiche

---

<sup>15</sup> Alle Paragraphen beziehen sich hier auf das EnWG von 1998, weshalb nur noch der Paragraph genannt wird.

Erzeugung, Transport und Verteilung, und drittens der diskriminierungsfreie Netzzugang für Dritte.

### **3.5.2 Deutsche Besonderheiten bei der Umsetzung der europäischen Vorgaben**

Deutschland hat bei der Umsetzung der Reform auf die kontinuierliche Einführung des Wettbewerbs verzichtet und mit Inkrafttreten des Gesetzes den Lieferantenwechsel für alle Verbraucher ermöglicht. Es wurde außerdem nur in Deutschland die Verhandlungsbasis beim Netzzugang gewählt. Um Einzelverhandlungen zwischen Netzbetreiber und Wettbewerber zu erleichtern, wurden zwischen den Wirtschaftsverbänden sogenannte „Verbändevereinbarungen“ ausgehandelt, die als Modellvereinbarungen dienten und Empfehlungen und Rahmenbedingungen beinhalteten (vgl. Möllinger 2009, S. 20). Die Verhandlungen wurden ex post vom Bundeskartellamt überprüft. Zwischen 1998 und 2002 wurden drei solche Modellvereinbarungen beschlossen. Während die Durchleitungskosten bei der ersten Vereinbarung entfernungsabhängig berechnet wurden, hingen die Kosten bei der zweiten Vereinbarung von der Spannungsebene ab. Es wurden außerdem Bilanzkreise, imaginär zusammengefasste Gebiete, die die Bilanzierung erleichterten, eingeführt und vier deutsche Regelzonen geschaffen. Die Übertragungsnetzbetreiber in den Regelzonen waren für die Aufrechterhaltung der Spannung im Netz ihrer Regelzone verantwortlich (vgl. Ströbele et al. 2010, S. 208). Die Politik erwartete von den Verbändevereinbarungen sachnähere Ergebnisse und wollte aufgrund der Komplexität des Themas eine gesetzliche Regulierung vermeiden (vgl. Büdenbender und Rosin 2005, S. 46 f.).

Bei der Novellierung des EnWG im Jahr 2003 wurden die Verbändevereinbarungen verrechtlicht (vgl. § 6 EnWG 2003), da diese bis dahin auf zivilem Recht beruhten und viele Unternehmen sich nicht daran gebunden fühlten. Auf diese Weise wurde jedoch die Missbrauchsaufsicht durch das Kartellamt eingeschränkt (vgl. Möllinger 2009, S. 21).

## **3.6 Entwicklung als Folge der Liberalisierung**

Als Folge der Liberalisierung kam es zur Konzentration der Branche.<sup>16</sup> Schon vor der sich abzeichnenden Liberalisierung fusionierten die Verbundunternehmen Badenwerk AG und Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS) zur Energie Baden-Württemberg AG (EnBW). Im Jahr 2000 fusionierten die Verbundunternehmen Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG (RWE) und Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW). Es schlossen

---

<sup>16</sup> Die folgenden Ausführungen orientieren sich an Möllinger (2009, S. 23 ff.) und Haslinger (2006, S. 61 ff.)

sich außerdem die Vereinigte Industrieunternehmungen AG (VIAG) und Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks AG (VEBA) zur E.ON AG (E.ON) zusammen. Das Kartellamt genehmigte diese Fusionen unter der Bedingung, dass die gegenseitigen Verflechtungen zwischen E.ON und RWE gelöst werden und ihre Beteiligungen an der Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW), der Berliner Kraft- und Licht AG (Bewag) und der VEAG in den neuen Bundesländern aufgegeben werden. Diese Unternehmen wurden alle vom schwedischen Energieversorger Vattenfall AB übernommen und zu Vattenfall Europe zusammengefasst (vgl. Haslinger 2006, S. 61 f.). Die Ursache für die Fusionen könnte in dem besseren Schutz vor Übernahmen liegen. Mit der Liberalisierung wuchs der Markt und die Unternehmen mussten mit dem Markt wachsen, um weiterhin eine bedeutende Rolle spielen zu können (vgl. Leuschner 2011d).

Neben den Fusionen der Verbundunternehmen kam es auch zur Zusammenlegung von Regionalversorgern (vgl. Leuschner 2011e). Die Verflechtungen zwischen den Verbundunternehmen nahmen zwar ab, die Konzentration nahm aber gleichzeitig stark zu. Die Verbundunternehmen weiteten außerdem ihre Aktivitäten in anderen Bereichen und Nachbarstaaten aus, insbesondere im Gasmarkt.<sup>17</sup> Die Expansion wurde durch gesetzlich verpflichtende Rückstellungen in der Zeit vor der Liberalisierung ermöglicht (vgl. Monopolkommission 2004, S. 445). Der Effekt der Konzentration wurde auch durch den zunehmenden Rückzug der öffentlichen Beteiligung aus dem Versorgungssektor begünstigt.

Bei der Einführung des Wettbewerbs kam es dennoch zunächst zu einem deutlichen Absinken der Strompreise, weil zahlreiche Unternehmen in den deutschen Markt eintraten. Sie besaßen oft keine eigenen Erzeugungskapazitäten und importierten lediglich den billigeren Strom aus dem Ausland (vgl. Möllinger 2009, S. 23). Dennoch waren sie längerfristig den bereits etablierten Unternehmen aus verschiedenen Gründen unterlegen:

Zuallererst war die großflächige Versorgung durch Stromimport nicht möglich, da etablierte deutsche Versorger durch langfristige Verträge bevorzugten Zugriff auf ausländische Kapazitäten hatten (vgl. Möllinger 2009, S. 23) und es nur eine begrenzte Anzahl von Kuppelstellen gab (vgl. Monopolkommission 2004, S. 447). Das zweite Problem der eintretenden Unternehmen war der fehlende Kundenstamm, der erst gewonnen werden musste. Drittens – und wahrscheinlich noch bedeutender – war die Tatsache, dass sie aufgrund fehlender eigener Verteilungskapazitäten auf den diskriminierungsfreien Zugang zum Verteilungsnetz der Verbundunternehmen angewiesen waren. Dieser war nicht immer gegeben. Wenn der Zugang gewährt wurde, dann oft zu

---

<sup>17</sup> Für eine detaillierte Übersicht vgl. Leuschner (2011d).

überhöhten Entgelten (vgl. Bohne und Frenzel 2003, S. 399 f.). Viertens waren die etablierten Energieversorger mit ihren abgeschriebenen Kraftwerken in der Lage Strom günstiger zu produzieren als mögliche Konkurrenten und konnten sie dadurch abschrecken (vgl. Haslinger 2006, S. 63).

Die Phase der sinkenden Preise, wobei die Preise für Gewerbekunden um bis zu 30 % sanken, dauerte deshalb nur bis zum Jahr 2000, danach begannen die Preise wieder zu steigen. Die überwiegende Anzahl der neu eingetretenen Unternehmen hatte den Strommarkt wieder verlassen. Im Markt verbleiben konnten nur die Töchterunternehmen von etablierten Energieversorgern, wie beispielsweise „Yello“, ein Tochterunternehmen der EnBW. Daneben etablierten sich kleine Anbieter, die Elektrizität aus erneuerbaren Energien anboten. Sie konnten sich etablieren, da erneuerbare Energien seit 1990 von den Netzbetreibern abgenommen und fest vergütet werden müssen (vgl. Eising 2000, S. 126 und §§ 2 und 3 Stromeinspeisungsgesetz 1990).

### **3.7 Die Richtlinie 2003/54/EG und das EnWG von 2005**

Im Jahr 2003 verabschiedete das Europäische Parlament und der Rat die nächste für den Strommarkt bedeutende Richtlinie. Die Richtlinie 2003/54/EG wurde auch als Beschleunigungsrichtlinie bezeichnet, weil sie die Übergangszeit zum Wettbewerb verkürzte (vgl. Büdenbender und Rosin 2005, S. 49). Diese Richtlinie wurde verabschiedet, weil die Europäische Kommission mit der Umsetzung der vorangehenden Richtlinie in den Mitgliedstaaten unzufrieden war. Hauptkritikpunkte waren die Nichteinhaltung der Fristen bei der Liberalisierung und der Sonderweg Deutschlands, weil Deutschland als einziges Land den verhandelten Netzzugang praktizierte. Weiterer Grund für die Richtlinie war die nicht weit genug gehende Entflechtung von integrierten Unternehmen (vgl. Möllinger 2009, S. 28 und für eine ausführlichere Darstellung Herrmann 2005, S. 55 ff.).

Kritik kam aber auch von deutscher Seite. Verbändevereinbarungen wurden kritisiert, weil nicht alle Akteure dabei vertreten waren. Verbundunternehmen konnten durch ihr Übergewicht bei den Verhandlungen ihre Macht missbrauchen, ohne dass es effektiv kontrolliert werden konnte (vgl. Monopolkommission 2004, S. 443). Die mangelnde Entflechtung wurde ebenfalls als Problem bezeichnet (vgl. Monopolkommission 2004, S. 463 ff.). Verbundunternehmen konnten Informationsvorteile ausnutzen (vgl. Möllinger 2009, S. 26 f.) und Gemeinkosten in Netzentgelte kalkulieren, um diese künstlich zu erhöhen und Wettbewerber zu diskriminieren (vgl. Monopolkommission 2004, S. 450). Der Wettbewerb wurde vor dem Inkrafttreten des neuen EnWG von 2005 als „nahezu vollständig zum Stillstand gekommen“ (Monopolkommission 2006, S. 58) beschrieben.

Die Richtlinie beinhaltete – der Kritik entsprechend – Vorschriften zur Entflechtung und zur Regulierung der Netze. Die Entflechtung wurde erweitert, wobei das „Herzstück“ (Herrmann 2005, S. 108) die gesellschaftsrechtliche Entflechtung der Übertragungs- und Verteilungsnetze von den anderen Tätigkeitsbereichen der Unternehmen gewesen war.

Die Richtlinie wurde im Juni 2005 durch das neue EnWG mit einjähriger Verspätung in deutsches Recht überführt. Durch seine 118 in zehn Teile untergliederten Paragraphen war das neue EnWG deutlich umfassender als die vorhergehenden Gesetze. Entsprechend den Vorgaben enthielt das EnWG von 2005 folgende Kernpunkte:

Netzbetreiber müssen sich rechtlich, operationell, informativ und in der Buchführung von den sonstigen Unternehmensteilen trennen, falls sie mehr als 100 000 Anschlüsse versorgen (vgl. §§ 7, 8, 9, 10 EnWG 2005).<sup>18</sup> Die Aufgabe der Regulierung übernehmen die Bundesnetzagentur<sup>19</sup> und Landesbehörden (vgl. § 54). Die Regulierungsbehörde überprüft den Netzzugang anhand einer Ex-post-Kostenregulierung durch ein Vergleichsverfahren, die Entgelte bedürfen außerdem einer Ex-ante-Genehmigung (vgl. §§ 21 und 23a). Daneben wird aber auch eine Anreizregulierung ermöglicht, die durch Rechtsverordnung näher bestimmt werden kann (vgl. § 21a). Netzbetreiber erhalten zahlreiche Auskunftspflichten (vgl. §§ 20 und 42) und die Bundesnetzagentur erhält Informationsrechte und -pflichten (vgl. §§ 51, 60, 64a, 69, 71 und 74). Die Entwicklungen sollen außerdem von externen Experten und Behörden regelmäßig evaluiert werden (vgl. §§ 62, 63 und 112).

Die rechtliche Trennung bedeutet, dass der Netzbetreiber als Rechtsform unabhängig vom integrierten Versorgungsunternehmen zu sein hat (vgl. § 7). Durch die operationelle Entflechtung (vgl. § 8) soll der Netzbetreiber unabhängig hinsichtlich der Organisation, der Entscheidungsgewalt und der Ausübung des Netzgeschäfts werden. So dürfen Personen nur in einem der Unternehmen arbeiten und sollen auch nur diesem unterstellt sein. Es soll ein Gleichbehandlungsprogramm festgeschrieben werden, dessen Einhaltung von einer damit beauftragten Person überwacht werden soll. Lediglich die langfristigen finanziellen Ziele – konkret sind das Verschuldungsgrenzen und jährliche Finanzziele – dürfen von dem integrierten Versorgungsunternehmen festgelegt werden. Die informationelle Entflechtung (vgl. § 9) soll verhindern, dass wirtschaftlich sensible Informationen der Konkurrenz vom Netzbetreiber zu den sonstigen Unternehmensteilen gelangen.

---

<sup>18</sup> Alle Paragraphen in diesem Kapitel beziehen sich auf das EnWG von 2005, weshalb nur noch der Paragraph genannt wird.

<sup>19</sup> Die Bundesnetzagentur geht aus der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post hervor (vgl. § 1 Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen).

### 3.8 Weiterhin strukturelle Defizite und Reformbemühungen

Die Monopolkommission (2006, S. 278) berichtet, dass nach einer Markterhebung des Bundeskartellamts aus den Jahren 2003/2004 die vier Verbundunternehmen ein marktbeherrschendes Oligopol darstellen, wobei E.ON und RWE aufgrund ihrer Größe eine beherrschende Rolle spielen. Seit der Liberalisierung konnten die vier Verbundunternehmen die Vorwärtsintegration ausweiten, sodass sie zum Erhebungszeitpunkt 80 % der Erzeugungskapazitäten besaßen und 90 % der deutschen Nettostrommenge<sup>20</sup> produzierten. Sie verfügten zum Zeitpunkt der Betrachtung außerdem über mehr als 95 % der Höchstspannungsnetze und 70 % der Hoch- und Mittelspannungsnetze (vgl. Monopolkommission 2006, S. 278). Eine andere ebenfalls in dem Bericht erwähnte Quelle besagt, dass der Anteil der vier Verbundunternehmen an der Gesamtkapazität zwischen 1998 und 2003/2004 von 77 % auf 90 % angestiegen ist (vgl. Eikmeier et al. 2005, S. 41). Bis 2007 existierte zwar immer noch kein hinreichender Wettbewerb, dennoch wurden seit dem EnWG von 2005 erhebliche Fortschritte erzielt, so die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten (2007, S. 14).

Die Probleme liegen demnach bei den hohen Erzeugungskapazitäten in den Händen der Verbundunternehmen, den zahlreichen vertikalen und horizontalen Verflechtungen, dem Netzmonopol, den Leitungsengpässen an den deutschen Grenzen und neben politischen Widerständen beim Netz- und Kraftwerksbau auch bei langen Genehmigungsverfahren (vgl. Monopolkommission 2007, S. 67 und Monopolkommission 2008, S. 50). Die Unternehmen hätten dadurch Spielräume den Wettbewerb zu beschränken.

Aus diesem Grund erarbeitete die Europäische Kommission Vorschläge, die die verbleibenden Probleme lösen sollten. Diese Richtlinienvorschläge waren von der Kommission am 19. September 2007 verabschiedet worden. Eine Kernforderung war dabei die eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetze von den Verbundunternehmen. Alternativ wurde ein Modell des unabhängigen Netzbetreibers (Independent System Operator, ISO) vorgesehen. Bei diesem Modell bleibt das Netz in der Hand des Verbundunternehmens, wird aber von einem unabhängigen Unternehmen verwaltet, welches für Betrieb, Wartung und für Investitionen verantwortlich ist (vgl. Monopolkommission 2008, S. 55 f. und Artikel 13 (4) 2009/72/EG). Unter anderem durch Druck aus Deutschland wurde eine dritte Möglichkeit in die endgültige Richtlinie aufgenommen. Nach diesem Modell gibt es einen unabhängigen Transportnetzbetreiber (Independent Transmission Operator, ITO), der selbst im Besitz des Netzes ist, aber dem

---

<sup>20</sup> Die Nettostrommenge entspricht der produzierten Stromerzeugung eines Kraftwerks (Bruttostrommenge) abzüglich des Eigenverbrauchs.

Verbundunternehmen gehört. Der ITO soll wie der ISO Entscheidungsbefugnisse hinsichtlich Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes haben (vgl. Artikel 18 (1) a) 2009/72/EG), aber das Verbundunternehmen soll weiterhin Einfluss auf wichtige Investitionsentscheidungen nehmen können (vgl. Monopolkommission 2008, S. 58).

Daneben umfassen die Schwerpunkte der neuen Richtlinie die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden, die Netzzusammenarbeit und Transparenz (vgl. Bursi 2009). Sie wurde am 13. Juli 2009 verabschiedet und sollte 2011 umgesetzt werden. Das geschah im Rahmen der Gesetze der Energiewende und wird im nächsten Abschnitt erläutert.

Parallel dazu kam es aber zu weiteren Entwicklungen auf dem Energiemarkt. Die Europäische Kommission ging ihrer Exekutivfunktion im Wettbewerbsrecht nach (vgl. Monopolkommission 2008, S. 50 und 59 f. und Monopolkommission 2009, S. 127). Wenn die Kommission die Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung nach Artikel 82 EGV feststellt, kann sie eine Strafe von bis zu 10 % des weltweiten Jahresumsatzes veranlassen. Gegen E.ON wurden auf dieser Basis im Jahr 2008 zwei Verfahren eröffnet. Der Vorwurf lautete, E.ON habe Kapazitäten auf dem Großhandelsmarkt bewusst zurückgehalten, um den Preis zu erhöhen. Daneben wurde beklagt, dass E.ON in seinem Übertragungsnetz bevorzugt Regelenergie von eigenen Kraftwerken verwendet habe, obwohl diese höhere Preise forderten. Daraufhin bot E.ON an, Kraftwerkskapazitäten und sein Hochspannungsübertragungsnetz zu veräußern. Die Verpflichtungszusagen wurden im November 2008 für verbindlich erklärt. Die Kapazitäten entsprachen 5000 Megawatt (MW), was etwa 20 % der Kapazitäten des Konzerns in Deutschland entsprach. Ein solcher Verkauf von Kapazitäten musste an ein vom Konzern unabhängiges Unternehmen erfolgen, der Netzverkauf an ein Unternehmen, das nicht in der Verteilung oder Erzeugung von Strom tätig war. Bis zum Frühjahr 2010 wurden die Vorgaben umgesetzt. Vattenfall folgte mit dem Verkauf seines Übertragungsnetzes im März 2010, was mit politischem Druck begründet wurde (vgl. Flauger 2008).

Neben diesen Erfolgen der EU-Kommission beschloss die Bundesregierung im Juni 2007 die Umstellung der Netzregulierung: Zum 1. Januar 2009 trat im Rahmen dieses Beschlusses die Anreizregulierung in Kraft. Der deutsche Gesetzgeber orientierte sich bei der Neuregelung an der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Erlösobergrenzenregulierung (Revenue Cap; vgl. Bundesnetzagentur 2006, S. 47 f.). Bei dieser Regelungsform kann das Unternehmen durch Kostensenkungen den Unternehmensgewinn erhöhen (vgl. zur konkreten Ausgestaltung Bundesnetzagentur 2006, S. 61 ff.).

Die vorher praktizierte, kostenbasierte Renditeregulierung war aufgrund fehlender Anreize für Effizienzsteigerungen problematisch. Netzbetreiber bekamen alle deklarierten Kosten gedeckt und erhielten eine festgelegte Rendite auf das eingesetzte Kapital (vgl. Bundesnetzagentur 2008, S. 45). Dadurch entstand der Anreiz, den Kapitaleinsatz im Verhältnis zur Arbeit auf ein volkswirtschaftlich ineffizientes Niveau zu erhöhen. Diese Entwicklung wird nach einer Arbeit von Harvey Averch und Leland L. Johnson als Averch-Johnson-Effekt bezeichnet (vgl. Averch und Johnson 1962). Der als Übergangslösung gedachten Erlösobergrenzenregulierung soll die Yardstick-Regulierung folgen, wobei die Preise von den eigenen Kosten komplett entkoppelt werden; sie hängen stattdessen an den Kosten von vergleichbaren Konkurrenten. Diese Regulierungsform kommt tatsächlichem Wettbewerb am nächsten (vgl. Bundesnetzagentur 2006, S. 48).

### **3.9 Politischer Weg zur Beendigung der Nutzung der Kernkraft**

Der erste wichtige politische Schritt zur Beendigung der Nutzung der Kernkraft war der sogenannte „Atomkonsens“ aus dem Jahr 2000 (vgl. Bundesregierung 2000). Die rot-grüne Bundesregierung einigte sich dabei mit den Vertretern der Energiewirtschaft auf die Befristung der Nutzung der Kernenergie. Für jedes KKW wurde basierend auf einer Regellaufzeit von 32 Jahren und einer Jahresreferenzmenge Strom eine Reststrommenge festgelegt, woraus sich in etwa der Zeitpunkt der Abschaltung jedes Kraftwerks errechnen ließ. Der „Atomausstieg“ wäre so frühestens im Jahr 2023 möglich gewesen, wobei eine genaue zeitliche Festlegung anhand der noch zur Verfügung stehenden Strommengen nicht möglich war, da die Strommengen von einem Kraftwerk auf ein anderes übertragen werden konnten. Der Kompromiss diente einerseits dazu, Entschädigungsansprüche der Energieunternehmen zu vermeiden, und andererseits die Kernenergie vor Diskriminierung zu schützen. Durch die Novellierung des Atomgesetzes im Jahr 2002 wurden die ausgehandelten Beschlüsse rechtskräftig.

Diese Regelung wurde allerdings von der schwarz-gelben Regierung im Jahr 2010 erneuert, wobei die Reststrommengen deutlich erhöht worden sind (vgl. Bundesregierung 2010, S. 6 f.). Die neue Vereinbarung mit den Verbundunternehmen beinhaltete außerdem das Kernbrennstoffsteuergesetz, welches vorsah, dass auf den Wechsel von Brennstäben eine Steuer erhoben wird. Sie sollte mit 2,3 Mrd. Euro jährlich zur Haushaltskonsolidierung beitragen. Daneben wurde das Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ eingerichtet. Energieunternehmen sollten in den Fonds einzahlen, wenn sie zusätzliche Laufzeiten ab 2017 in Anspruch nahmen (vgl. Bundesregierung 2010, S. 2). Der Fonds sollte erneuerbare Energien und die Energieeffizienz fördern und sollte sich aus der Kernbrennstoffsteuer speisen, falls mehr als 2,3 Mrd. Euro jährlich eingenommen würden.

Hinzu sollten noch die Mittel kommen, die aus der Versteigerung von Emissionszertifikaten ab 2013 resultierten, falls sie 900 Mio. Euro überstiegen (vgl. § 4 Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG) 2010).

Aufgrund des Unfalls in der Atomanlage in Fukushima hatten die Regelungen in dieser Form allerdings nicht lange Bestand. Als Folge des Unfalls wurde am 14. März 2011 zunächst ein dreimonatiges „Atommoratorium“ verkündet, wobei die Verlängerung der Laufzeiten ausgesetzt wurde und die ältesten sieben KKW abgeschaltet worden sind. Es wurde außerdem eine „Ethikkommission“ – bestehend aus ehemaligen Ministern und Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Kirchen – eingesetzt, die den Einsatz der Kernkraft über den Sicherheitsaspekt hinaus bewerten sollte. Diese kam zu dem Ergebnis, dass die Verwendung der Kernenergie unter Berücksichtigung ökologischer, wirtschaftlicher und sozialer Verträglichkeit so zügig wie möglich zu beenden sei (vgl. Ethikkommission 2011, S. 15). Sie empfahl, die zu diesem Zeitpunkt abgeschalteten KKW nicht mehr ans Netz zu nehmen und präsentierte Vorschläge zur konkreten Durchführung der Energiewende (vgl. Ethikkommission 2011, S. 29 ff.). Die Bundesregierung entschied sich dazu, der Einschätzung der Ethikkommission zu folgen. Am 8. Juli wurde schließlich ein umfassendes Gesetzespaket beschlossen, welches die Energiewende umsetzen soll.

## 4 Die Energiewende

Die Energiewende ist ein Beschluss von insgesamt sechs Gesetzen, von denen fünf im Folgenden beschrieben und bewertet werden. Es beinhaltet das dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, das den Atomausstieg bis zum Jahr 2022 festlegt, das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, was primär das EnWG betrifft, die Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG),<sup>21</sup> das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)<sup>22</sup> und das Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“. Das Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in Städten und Gemeinden wird nicht näher erläutert, weil es primär Änderungen von Bauvorschriften enthält, von denen keine Impulse für die Marktstruktur erwartet werden. Bevor auf die Gesetze eingegangen wird, werden aber zunächst die aktuellen marktstrukturellen Probleme beschrieben, anhand derer die Gesetze evaluiert werden können.

---

<sup>21</sup> Das EEG wird im Rahmen des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien novelliert.

<sup>22</sup> Das NABEG wird im Rahmen des Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze beschlossen.

## 4.1 Struktur des Marktes und wettbewerbliche Schwächen

In der aktuellen Strommarktstruktur können insgesamt fünf Probleme identifiziert werden: **Erstens** besitzen die vier Verbundunternehmen RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW im Vergleich zur Größe des Marktes *überproportional große Erzeugungskapazitäten*. Die aktuellsten Zahlen stammen dabei aus der „Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Stromgroßhandel“ des Bundeskartellamtes (2011a). Diese beziehen sich auf die Jahre 2007 und 2008. Sie haben sich aber bis 2010 nach Einschätzung des Bundeskartellamtes nicht verändert, obwohl E.ON nicht unerhebliche Kapazitäten veräußern musste (vgl. Bundeskartellamt 2011a, S. 20). Die vier Verbundunternehmen hielten nach dieser Quelle im Jahr 2009 80 % der Kapazitäten und speisten 82 % des Stroms in Deutschland ein. Die konkreten Kapazitäten betragen bei RWE 31 %, bei E.ON 19 %, bei Vattenfall 16 % und bei EnBW 14 % des Gesamtmarktes. Das Bundeskartellamt bezeichnet den Strommarkt im Sinne des § 19 GWB als „durch gemeinsame Marktbeherrschung gekennzeichnet“ (Bundeskartellamt 2011a, S. 17). Darüber hinaus wurde im Rahmen der ökonometrischen Untersuchung der „Residual Supply Index“ aufgestellt, der die Kapazität eines Anbieters im Vergleich zu der Gesamtnachfrage misst. Diese Analyse hat festgestellt, dass zumindest drei, aber wahrscheinlich vier Anbieter notwendig sind, um die Nachfrage zu decken; sie können sich aus diesem Grund im „nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern“ (Bundeskartellamt 2011a, S. 19 f.) verhalten und den Wettbewerb so beeinträchtigen. Die Untersuchung konnte allerdings nicht hinreichend nachweisen, dass Kapazitäten missbräuchlich zurückgehalten wurden. Der Umkehrschluss kann aber auch nicht gezogen werden (vgl. Bundeskartellamt 2011a, S. 24). Das Bundeskartellamt weist darauf hin, dass aufgrund der Komplexität der Materie und der Informationsasymmetrien ein sicherer Nachweis außerordentlich aufwendig ist (vgl. Bundeskartellamt 2011a, S. 24 ff.).

**Zweitens** gibt es *weiterhin Defizite in der Entflechtung der Übertragungs- und Verteilungsnetze*. Die Entflechtungsdefizite sind operativer, informationeller und buchhalterischer Natur (vgl. Monopolkommission 2009, S. 68 und Monopolkommission 2011, S. 179 ff.). Konkret wird bemängelt, dass die Netzbetreiber zu wenig Personal besitzen, um ihrer Aufgabe nachkommen zu können und dass offenbar Informationen weitergegeben werden, da integrierte Unternehmen in der Vergangenheit in ihren Tarifen oft die Netzentgelte anpassen, ohne dass diese vom Netzbetreiber bereits bekanntgegeben worden waren (vgl. Monopolkommission 2011, S. 180). Problematisch ist auch die De-minimis-Grenze von 100 000 Anschlüssen. Da hier die Entflechtungsvorschriften nicht zur Anwendung kommen, führt es oft zu Diskriminierung, beispielsweise durch ungleiche Netzentgelte und

durch die Benachteiligung beim Netzanschluss von Konkurrenten (vgl. Monopolkommission 2011, S. 180).

**Drittens** wird durch den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien und durch ihre feste Vergütung auch ein Problem geschaffen. *Erneuerbare Energien leisten keinen aktiven Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage* (vgl. BMU 2011, S. 11), die Einspeisung sei damit „planwirtschaftlich organisiert“ (Bundeskartellamt 2011a, S. 32). Erneuerbare Energien verteuern durch dieses aus Allokationssicht ineffiziente System die Stromerzeugung und tragen wenig zur Versorgungssicherheit bei. Aus diesem Grund stellt die Integration von erneuerbaren Energien ein zentrales Problem dar. Von 160,5 Gigawatt (GW) Gesamtkapazität im Jahr 2010 wurden 50,7 GW nach gesetzlichen Vorgaben vergütet und führten zu Kosten von 13,182 Mrd. Euro (vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 10 ff.). Die tatsächlichen Kosten sind schwer zu schätzen, da erneuerbare Energien bei der Einspeisung teure Kraftwerke vom Markt drängen und den Preis dadurch senken (vgl. Monopolkommission 2011, S. 232). Das wird auch als Merit-Order-Effekt bezeichnet.

**Viertens** gibt es aufgrund von begrenzten Grenzkuppelstellen *wenig Wettbewerb von Seiten des europäischen Auslands* (vgl. Bundeskartellamt 2011a, S. 81 und Monopolkommission 2009, S. 14). Der Anteil der Stromimporte am inländischen Absatz betrug 2009 rund 7 % (vgl. BDEW 2010).

**Fünftens** stellen *lange Planungs- und Genehmigungszeiten für Kraftwerke* ein Problem dar, es gibt hier politische und institutionelle Hindernisse. Bei Genehmigungsverfahren werden regelmäßig für die Genehmigung irrelevante Faktoren wie der CO<sub>2</sub>-Ausstoß berücksichtigt, obwohl ein Kraftwerk keinen Einfluss auf den Gesamtausstoß hat. Es wird außerdem über Genehmigungsverweigerungen auf die Erzeugungskapazitäten Einfluss genommen, was auf eine politische Kapazitätsplanung hinausläuft (vgl. Monopolkommission 2009, S. 40 f.). Genehmigungsverfahren werden so langwierig und teuer, was die Investitionsentscheidungen beeinflussen kann.

Der folgende Abschnitt beleuchtet nun die einzelnen Gesetze der Energiewende, um im Weiteren die Basis für eine Beurteilung dieser Gesetze unter Berücksichtigung der soeben skizzierten Problemfelder zu schaffen.

## 4.2 Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes

Das Atomgesetz dient vor allem dem Zweck, den geordneten Betrieb der Kernenergie sicherzustellen – und seit der Änderung aus dem Jahr 2002 auch dem Zweck, die Nutzung der Kernenergie geordnet zu beenden (vgl. § 1 Atomgesetz 2011).<sup>23</sup>

Das Gesetz besteht aus vier Teilen, den Überwachungsvorschriften (§§ 3 bis 21b), den Regelungen zu Zuständigkeiten der Behörden (§§ 22 bis 24b), den Haftungsvorschriften (§§ 25 bis 40) und den sonstigen Vorschriften (§§ 53 bis 59). Es trat ursprünglich 1959 in Kraft und ist seitdem die Grundlage für zahlreiche Verordnungen (vgl. Ziegler 2009). Es ist mehrmals novelliert worden, die Änderungen blieben aber meist punktuell (vgl. Sparwasser et al. 2003, S. 442). Den zentralen Teil des Gesetzes bilden die Überwachungsvorschriften, die einen sicheren Betrieb von KKW sichern sollen. Paragraph 7 regelt die Genehmigung von Anlagen. Das ist der Paragraph, der im Jahr 2002 verändert wurde, um den Ausstieg aus der gewerblichen Nutzung der Atomenergie zu beschließen, und dann noch einmal im Jahr 2010 zugunsten der Verlängerung der Restlaufzeiten angepasst worden war.

Die dreizehnte Änderung des Atomgesetzes betrifft primär diesen Paragraphen. Es bleiben die Regelungen der bisherigen Fassung erhalten, wonach die Berechtigung des Betriebs einer Atomanlage erlischt, wenn die zugewiesene Elektrizitätsmenge erzeugt worden ist (vgl. § 7 (1a)). Darüber hinaus wird aber für jedes Kraftwerk ein Datum festgeschrieben, wann die Betriebserlaubnis spätestens erlischt. Für sieben Kraftwerke, die spätestens im Jahr 1980 kommerziell in Betrieb gingen und für das störanfällige Kraftwerk „Krümmel“ wurde ein Datum in der Vergangenheit gewählt, sodass sie nicht mehr betrieben werden dürfen. Für die übrigen neun KKW erlischt die Betriebserlaubnis zwischen 2015 und 2022.

## 4.3 Das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften

Das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften ist ein bedeutender Bestandteil des beschlossenen Gesetzespaketes. Es beinhaltet die Umsetzung der Richtlinie 2009/72/EG – womit es das EnWG von 2005 novelliert – und enthält daneben eine Reihe anderer Vorschriften, die nun beschrieben werden.

---

<sup>23</sup> Alle Paragraphen in diesem Kapitel beziehen sich auf dieses Gesetz.

Neben der Genehmigung des Netzbetriebs muss jeder Netzbetreiber innerhalb der EU nun von der Regulierungsbehörde zertifiziert und benannt werden. Dazu muss der Betreiber die Entflechtungsvorgaben erfüllen (vgl. §§ 4a bis 4d EnWG 2011).<sup>24</sup> Ziel der Zertifizierung ist neben der Überprüfung der Entflechtungsvorschriften auch die Einschätzung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit des Betreibers (vgl. BMWi 2011a, S. 3 f.).

Die Entflechtungsvorgaben werden in den Paragraphen 6 bis 10e geregelt. Sie werden im Grundsatz beibehalten, aber hinsichtlich der Markenpolitik und des Informationsschutzes verschärft (vgl. §§ 6a, 7a und 10a). Netzbetreiber müssen nun eine eigene Markenpolitik verfolgen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen müssen zwischen drei besonderen Entflechtungsvorgaben wählen. Die erste Option ist die eigentumsrechtliche Entflechtung und damit die weitgehendste Entflechtungsform (vgl. § 8). Die Beteiligung von Investoren der Energiebranche muss hierbei auf ein Maß reduziert werden, sodass keine „wesentlichen Minderheitsrechte vermittelt werden“, was in der Gesetzesbegründung des Gesetzentwurfs mit 25 % konkretisiert wird.

Die zweite Option ist die Entflechtung durch den unabhängigen Systembetreiber (ISO), welcher ein ihm nicht gehörendes Transportnetz betreibt, wartet und ausbaut (vgl. § 9). Verbundunternehmen und gesellschaftsrechtlich unabhängiger Netzbesitzer müssen Informationen bereitstellen und mit dem Netzbetreiber zusammenarbeiten. Investitionen müssen für drei Jahre im Voraus von der Regulierungsbehörde genehmigt werden und sind vom Verbundunternehmen zu finanzieren oder es ist eine Genehmigung zur Finanzierung durch Dritte zu erteilen.

Das von Deutschland favorisierte Modell des unabhängigen Transportnetzbetreibers (ITO) ist die dritte Option (vgl. §§ 10 bis 10e). Aufgrund des geringeren Entflechtungsgrades ist dieses Modell reglementierter als die anderen Optionen. Der unabhängige Transportnetzbetreiber muss eine eigene Rechtsabteilung und Informationsstruktur besitzen sowie eine unabhängige Organisation und Entscheidungsgewalt bei der Ausübung des Netzgeschäfts haben (vgl. § 10). Er hat eigene personelle und finanzielle Mittel und ist der Eigentümer des Netzes. Zahlreiche Vorschriften regeln den Schutz von Informationen (vgl. § 10a). Er hat wirksame Entscheidungsbefugnisse insbesondere hinsichtlich der Netzplanung, ist in der Lage Mittel am Kapitalmarkt zu beschaffen und hat keine Verflechtungen mit anderen Unternehmensteilen (vgl. § 10b). Durch lange Übergangsfristen beim Wechsel von anderen Unternehmensteilen und das Verbot von Kapitalbeteiligungen soll die Unabhängigkeit der Unternehmensleitung gewahrt werden (vgl. § 10c). Der Aufsichtsrat entscheidet

---

<sup>24</sup> Wenn nicht anders ausgewiesen, beziehen sich die Paragraphen auf das EnWG von 2011.

über die jährlichen und langfristigen Finanzpläne, allerdings gelten die Vorschriften zur Unabhängigkeit nur für die knappe Hälfte der Mitglieder (vgl. § 10d). Es muss ein Gleichbehandlungsprogramm festgelegt werden, das vom Gleichbehandlungsbeauftragten auf Basis weitreichender Rechte umgesetzt werden kann (vgl. § 10e).

Als weitere Neuerung werden die Transportnetzbetreiber verpflichtet gemeinsam einen jährlichen Netzentwicklungsplan für die zukünftigen zehn Jahre zu erstellen. Dieser wird von der Regulierungsbehörde unter der Beteiligung von anderen Behörden und der Öffentlichkeit bestätigt. Der Netzentwicklungsplan muss mindestens alle drei Jahre als Bundesbedarfsplan dem Gesetzgeber vorgelegt werden. Die Feststellungen durch den Gesetzgeber sind für die Übertragungsnetzbetreiber verbindlich (vgl. §§ 12a bis 12e und 15a).

Lasten, die zum Zweck der Netzstabilität abschaltbar sind, sollen im Falle einer Abschaltung vergütet werden. Einzelheiten dazu beschließt die Regulierungsbehörde (vgl. § 13). Die Regelung ist notwendig, da instabile Netzsituationen in Zukunft wahrscheinlicher werden. Abschaltbare Lasten können zudem dazu beitragen, erneuerbare Energien in den Markt zu integrieren (vgl. BMWi 2011a, S. 10 f.).

Weitere Änderungen betreffen den Einbau von intelligenten Messsystemen,<sup>25</sup> (vgl. §§ 21b bis 21i), die Verbesserung der Verbraucherinformationen und Tarife (vgl. § 40) und die Verbesserung der Verbraucherrechte (vgl. §§ 41, 42, 101a bis 101c). Außerdem wird eine Förderung von Stromspeicheranlagen beschlossen, die Netzentgelte für neu gebaute oder modernisierte Anlagen sollen entfallen (vgl. § 118).

Eine weitere bedeutende Änderung betrifft die Förderung von KWK-Anlagen. Das Gesetz zur Förderung der KWK aus dem Jahr 2008 definiert das Ziel, den Anteil des KWK-Stroms an der Gesamterzeugung auf 25 % zu erhöhen, weshalb die Modernisierung, der Neubau sowie der Netzausbau finanziell unterstützt werden (vgl. § 1 Gesetz zur Förderung der KWK 2008). Die Förderung erfolgt durch einen festen Zuschlag auf jede Kilowattstunde. Sie ist umlagenfinanziert und wird auf alle Stromkunden verteilt (vgl. § 9 Gesetz zur Förderung der KWK 2008). Die Förderung wurde im Jahr 2008 auf eine maximale Höhe von 750 Mio. Euro pro Jahr und eine maximale Förderungsdauer von 30 000 Volllaststunden pro Anlage begrenzt (vgl. § 7 Gesetz zur Förderung der KWK 2008). Diese Begrenzung wird nun durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften gestrichen und Anlagen müssen nicht mehr spätestens 2016, sondern 2020 in

---

<sup>25</sup> Es sind Messsysteme, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.

Betrieb gehen oder modernisiert werden, um von der Förderung zu profitieren (vgl. §§ 7 und 8 Gesetz zur Förderung der KWK 2011).

#### **4.4 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)**

Das Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien geht auf das Stromeinspeisungsgesetz aus dem Jahr 1990 zurück. Damals wurde beschlossen, Elektrizität aus erneuerbaren Energien mit einer Mindestvergütung zu fördern. Die Förderung richtete sich nach dem Durchschnittserlös pro Kilowattstunde von Versorgungsunternehmen bei der Belieferung von Letztverbrauchern (vgl. § 3 Stromeinspeisungsgesetz 1990). Die Förderung wurde auf Anlagen mit höchstens fünf MW Leistung, die zu höchstens 25 % im Besitz von öffentlicher Hand oder Aktiengesellschaften sind, beschränkt. Das Stromeinspeisungsgesetz wurde durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus dem Jahr 2000 ersetzt. Es wurde danach noch im Jahr 2004 und 2008 novelliert. Die letzte Novellierung fand im Rahmen des Gesetzespaketes von 2011 statt.

Bei der Novellierung im Jahr 2000 wurde die Geothermie in die Förderung aufgenommen (vgl. § 2 EEG 2000) und die Vergütung wurde in konkreten Beträgen festgeschrieben (vgl. §§ 4 bis 8 EEG 2000). Die Abnahme musste vorrangig den konventionellen Energiequellen erfolgen (vgl. § 3 EEG 2000). Die Kosten mussten zwischen den Netzbetreibern aufgeteilt und gleichmäßig auf die Kunden umgelegt werden (vgl. § 11 EEG 2000). Anlagen von Aktiengesellschaften waren nicht mehr von der Förderung ausgeschlossen (vgl. § 2 EEG 2000).

In der Novellierung von 2004 wurden neben anderen Änderungen die Vergütungssätze für die Windenergie an Land verringert (vgl. § 10 EEG 2004), die Rechtssicherheit wurde verbessert, indem keine Verträge mehr zwischen Anlagebetreiber und Netzbetreiber vereinbart werden mussten (vgl. § 12 EEG 2004), und es gab Ausnahmen für stromintensive Unternehmen bei der Beteiligung an der Umlage (vgl. § 16 EEG 2004). Außerdem wurden die Netz- und Anschlusskosten geregelt (vgl. § 13 EEG 2004). Die Förderung war nicht mehr starr an die Grenze von fünf MW gebunden. Ziel war es, den Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020 auf 20 % an der Gesamterzeugung zu erhöhen.

Mit der Novelle von 2008, die 2009 in Kraft trat, wuchs das Gesetz auf 66 Paragraphen an. Ziel war es, bereits eine Quote von 30 % bis 2020 zu erreichen. Betreiber von Anlagen erneuerbarer Energien wurden verpflichtet Möglichkeiten zu schaffen, die Einspeisung zu drosseln, um eine bessere Regulierbarkeit zu erreichen (vgl. §§ 6 und 11 EEG 2008), und

es wurde eine gleitende Degression der Vergütung eingeführt, die von dem Zubau neuer Anlagen abhängig ist (vgl. § 20 EEG 2008).

Bei der EEG-Novelle von 2011 soll der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2020 bereits 35 % betragen (vgl. § 1 EEG 2011). Die Degression und Vergütungssätze wurde erneut verändert (vgl. §§ 20 bis 33 EEG 2011). Die Vergütung für die meisten Energiequellen verringert sich leicht bis moderat, dagegen wird die Förderung von solarer Strahlungsenergie stark gesenkt (vgl. §§ 20a, 32 und 33 EEG 2011 im Vergleich zu §§ 32 und 33 EEG 2008).

Die Vergütung für einige Energiequellen steigt an, wozu die Geothermie und die Offshore-Windenergie gehören. Die Offshore-Windenergie erhält außerdem eine feste „Anfangsvergütung“ über zwölf Jahre (vgl. § 31 EEG 2011), diese Regelung geht allerdings schon auf das EEG von 2008 zurück (vgl. § 31 EEG 2008). Anlagen, die bis 2018 in Betrieb gehen, erhalten eine höhere Vergütung und der Zeitraum der festen Vergütung wird verlängert, falls die Anlage bestimmte Grenzwerte hinsichtlich Entfernung zur Küste und Wassertiefe übersteigt.

Des Weiteren sollen erneuerbare Energien in den Markt integriert werden (vgl. §§ 33a bis 33i EEG 2011). Die Betreiber dieser Anlagen bekommen alternativ zu der festen Vergütung die Möglichkeit, den Strom direkt zu vermarkten. Für die direkte Vermarktung erhalten sie eine „Marktprämie“, die auf den börslichen Monatsmittelwert gezahlt wird und die Vergütung so auf das gesetzliche Niveau hebt (vgl. § 33g und Anlage 4 EEG 2011). Der Vorteil ist, dass Anlagenbetreiber ihren Strom zum Zeitpunkt hoher Nachfrage einspeisen können und so den Erlös erhöhen können. Außerdem ist die Teilnahme am Regenergiemarkt bei der Direktvermarktung gestattet (vgl. § 56 EEG 2011). Die Marktprämie beinhaltet auch die sogenannte „Managementprämie“ (vgl. Anlage 4 EEG 2011). Anlagenbetreiber sind verpflichtet Prognosen der Stromerzeugung zu erstellen, um am Börsenhandel teilnehmen zu können. Wird die eigene Prognose verfehlt, muss eine Geldstrafe gezahlt werden. Die Managementprämie soll dieses Risiko ausgleichen und stellt bei guten Prognosen eine zusätzliche Einnahmequelle dar. Zusätzlich dazu können Betreiber von Biogasanlagen eine sogenannte „Flexibilitätsprämie“ erhalten, wenn sie zusätzliche Kapazitäten bereitstellen und diese nur zu Zeiten größeren Bedarfs einspeisen (vgl. § 33i und Anlage 5 EEG 2011).

Zur Marktintegration soll auch das „Grünstromprivileg“ beitragen, wonach Versorgungsunternehmen von der Zahlung der EEG-Umlage befreit werden, wenn sie mindestens 50 %

Strom aus erneuerbaren Energien und 20 % aus fluktuierenden Energien vertreiben. Die Neuerung stellt dabei der Anteil der fluktuierenden Energien dar (vgl. § 39 EEG 2011).

#### **4.5 Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)**

Durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) sollen die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen schneller ausgebaut werden (vgl. § 1 NABEG 2011). Der Anlass für dieses Gesetz liegt in der Notwendigkeit des Netzausbaus im Rahmen des Anschlusses der geförderten Offshore-Windenergie und der stärkeren Marktkopplung in der EU (vgl. Bundestag 2011, S. 31). Die Verfahrensdauer soll auf diese Weise von zehn Jahren auf vier bis fünf Jahre reduziert werden. Bis zum NABEG regelten die Bundesländer den Netzausbau unterschiedlich.

Im Zentrum des Gesetzes steht ein bundeseinheitliches Genehmigungsverfahren. Das Gesetz sieht vor, dass ein Vorhabenträger einen Antrag bei der Bundesnetzagentur stellt (vgl. § 6 NABEG 2011). Diese bestimmt die notwendigen Unterlagen und legt unter Beteiligung der Öffentlichkeit einen Trassenkorridor fest (vgl. §§ 9 und 10 NABEG 2011). Danach wird durch die zuständige Planfeststellungsbehörde auf Landesebene das Planfeststellungsverfahren ebenfalls mit der Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt (vgl. §§ 18 bis 24 NABEG 2011). Die Trassenkorridore richten sich dabei nach dem im EnWG erwähnten Bundesbedarfsplan (vgl. § 4 NABEG 2011).

#### **4.6 Das Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“**

Das Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG) war ein Bestandteil der Vereinbarungen der Bundesregierung mit den Verbundunternehmen im Jahr 2010. Im Gegenzug für die Verlängerung der Laufzeiten für KKW sollten die Energieunternehmen in diesen Fonds einzahlen (vgl. Bundesregierung 2010 und Kapitel 3.9). Aus dem Sondervermögen sollten zusätzliche Ausgaben zur Förderung einer „umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung“ (§ 2 EKFG 2010) ermöglicht werden. Konkret genannt sind die Bereiche der Energieeffizienz, der erneuerbaren Energien, der Energiespeicher- und Netztechnologien, der energetischen Gebäudesanierung und des nationalen und internationalen Klima- und Umweltschutzes (vgl. § 1 EKFG 2010).

Mit der Änderung von 2011 sollen nun alle Ausgaben für die Entwicklung der Elektromobilität im Sondervermögen zusammengefasst werden. Ab 2013 können zudem Zahlungen

bis 500 Mio. Euro an stromintensive Unternehmen getätigt werden, um die Preiserhöhungen durch den Emissionshandel auszugleichen (vgl. § 2 EKFG 2011). Daneben könnten aus dem Fonds Zahlungen für die geplante Förderung des Neubaus effizienter fossiler Kraftwerke erfolgen (vgl. Homann 2011).

Die Einnahmen des Fonds kommen nun hauptsächlich aus der Versteigerung von Emissionszertifikaten, da die Einnahmen aus der Laufzeitverlängerung für KKW nicht mehr zur Verfügung stehen (vgl. § 4 EKFG 2011). Weitere Einnahmen entstehen aus Ausfällen von Rückzahlungsverpflichtungen der KfW Bankengruppe und bei Bedarf aus Mitteln des Bundes. Insgesamt sollen die Ausgaben des Sondervermögens jährlich drei Mrd. Euro betragen (vgl. Bundesregierung 2011a).

#### **4.7 Wirtschaftliche Parallelentwicklungen**

Neben den Beschlüssen der Bundesregierung kam es zu weiteren wichtigen Entwicklungen im Energiesektor, die bei der Bewertung des Gesetzespakets berücksichtigt werden müssen. Zu den Entwicklungen gehören die Veränderungen auf dem Gasmarkt und die Rekommunalisierung. Rekommunalisierung bedeutet, dass die Energieversorgung aus der privaten Hand in die öffentliche Hand übergeht. Diese Entwicklung ist bedeutend, da es in der Vergangenheit vermehrt zu Rückkäufen von Unternehmen durch Stadtwerkskonsortien gekommen ist (vgl. Monopolkommission 2011, S. 40 f.).

Der Gasmarkt ist in Deutschland nicht minder komplex aufgebaut als der Strommarkt und die Verbundunternehmen sind auf dem Gasmarkt ähnlich marktbeherrschend (vgl. Monopolkommission 2011, S. 242 ff.). Im Rahmen der Bewertung der Energiewende sind zwei Aspekte der Entwicklung auf dem Gasmarkt besonders wichtig. Erstens besteht ein großer Teil des Umsatzes der Verbundunternehmen im Gasgeschäft, so hat E.ON im Jahr 2010 in Zentraleuropa knapp 30 % der Gesamtenergie in Gasform abgesetzt (vgl. E.ON 2010, S. 14 f.), bei RWE waren es in Deutschland 46 % (vgl. RWE 2011a, S. 10) und bei EnBW 27 % (vgl. EnBW 2010, S. 2). Für Vattenfall spielt das Gasgeschäft in Deutschland fast keine Rolle (vgl. Vattenfall 2010, S. 1). Zweitens machen hohe Investitionskosten in die Transportinfrastruktur von Pipelines es notwendig, dass sich Produzenten und Abnehmer über lange Zeit durch Lieferverträge binden, um langfristige Investitionen zu ermöglichen (vgl. Monopolkommission 2011, S. 242).

In der jüngeren Vergangenheit kam es zu zwei wichtigen Entwicklungen auf dem Gasmarkt. Zum einen ist die LNG-Technologie marktreif geworden, wobei Gas verflüssigt wird und ähnlich wie Öl per Tanker befördert werden kann. Zum anderen erhöhten die

USA ihre Gasproduktion aus nicht-konventionellen Quellen (vgl. BGR 2009, S. 92). Sie wurden dadurch im Jahr 2009 zum größten Erdgasproduzenten (vgl. BP 2010, S. 24) und von Importen unabhängig (vgl. Monopolkommission 2011, S. 246.) Die LNG-Versorgung wurde dadurch auf Europa umgelenkt. Diese Entwicklung wird auch als „Erdgasschwemme“ bezeichnet und führte zu einem deutlichen Rückgang der Erdgaspreise auf den Spotmärkten der Börse. Die Preise fielen deutlich unter die Preise, die die Verbundunternehmen durch langfristige Lieferverträge zahlen mussten (vgl. Monopolkommission 2011, S. 252). Der Grenzübergangspreis (vgl. BAFA 2011), der den zu zahlenden Preis der langfristigen Lieferverträge abbildet, lag zum Jahreswechsel 2010/2011 zwar wieder unter den Spotpreisen, liegt seitdem aber, von den Sprüngen im März und November 2011 abgesehen, ein bis zwei Euro pro MWh darüber (vgl. ZfK 2011). Da der Gasmarkt eine so große Rolle für die Verbundunternehmen spielt und sie durch langfristige Verträge gebunden sind, könnte das auch die Wettbewerbsverhältnisse im Stromsektor beeinflussen.

## **5 Folgen der Energiewende für den Wettbewerb**

Um die Folgen der beschlossenen Gesetze für den Wettbewerb bewerten zu können, werden die Auswirkungen der einzelnen Gesetze auf die beschriebenen Probleme bezogen. Zweckmäßig werden die Regelungen vorrangig auf ihre Auswirkungen auf die Marktstruktur untersucht.

### **5.1 Rückgang der Kapazitäten infolge der dreizehnten Änderung des Atomgesetzes**

Die dreizehnte Änderung des Atomgesetzes betrifft – abgesehen von Minderheitsbeteiligungen von Stadtwerken und der Deutschen Bahn – nur die Verbundunternehmen, da sie alleine KKW betreiben. Insgesamt betrug die Leistung aller KKW im Jahr 2010 in Deutschland 20,5 GW<sup>26</sup> (vgl. RWE 2011a, S. 117), was knapp 13 % der Gesamtkapazität entsprach (vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 10). Durch das Moratorium wurden 8,4 GW abgeschaltet.<sup>27</sup> Die Kapazitäten der einzelnen Betreiber werden nun kurz dargestellt und lassen sich der Tabelle 1 entnehmen. Alle Angaben beziehen sich dabei auf die Bundesrepublik Deutschland.

---

<sup>26</sup> Die Angaben sind auf eine Stelle nach dem Komma gerundet.

<sup>27</sup> Falls nicht anders ausgewiesen, basieren die Angaben auf eigenen Berechnungen auf Grundlage der Daten von RWE (2011a, S. 117).

**Tabelle 1: Unternehmenskapazitäten und Verluste durch den Atomausstieg**

Unternehmen	Unternehmenskapazität (2010)	KKW-Kapazitäten (Anteil an Unternehmenskapazität)	Verlust durch das Atommoratorium (Anteil an Unternehmenskapazität)
E.ON	23,3 GW	8,5 GW (36,6 %)	3,2 GW (13,5 %)
RWE	34,0 GW	5,5 GW (16,1 %)	2,4 GW (7,0 %)
EnBW	15,5 GW	4,4 GW (28,2 %)	1,7 GW (10,8 %)
Vattenfall	15,8 GW	1,5 GW (9,3 %)	1,2 GW (7,5 %)
Gesamt	88,6 GW	19,9 GW (22,4 %)	8,4 GW (9,5 %)

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von RWE (2011a, S. 8 und S. 117), E.ON (2010, S. 13 und 2011, S. 6), EnBW (2010, S. 2) und Vattenfall (2010, S. 144).

Die installierte Kraftwerksleistung von E.ON betrug am Ende des Jahres 2010 23,3 GW (vgl. E.ON 2010, S. 13), davon entfielen 36,6 % auf die Kernenergie, was 8,5 GW entspricht (vgl. E.ON 2011, S. 6). KKW befinden sich oft in Anteilsbesitz, die Kraftwerksleistung von 8,5 GW kommt durch die Beteiligungen an elf KKW in Deutschland zustande, wovon E.ON sechs mehrheitlich besitzt und betreibt. Durch das Moratorium reduzierte sich diese Leistung um 3,2 GW (eigene Berechnung unter Berücksichtigung der Eigentumsverhältnisse und Kapazitäten nach RWE 2011a, S. 117), was einem Rückgang der Gesamtkapazität von 13,5 % entspricht.

RWE besaß im Jahr 2010 in Deutschland eine Kraftwerkskapazität von 34 GW (vgl. RWE 2011a, S. 8), davon entfielen 5,5 GW auf KKW, was einem Anteil von 16,1 % entspricht. Das Atommoratorium reduzierte die Kapazität um 2,4 GW, was einem Anteil von 7 % an der Gesamtkapazität entspricht. Der Rückgang der Kapazität ist damit nicht so drastisch wie bei E.ON.

EnBW besaß am Ende des Jahres 2010 eine Kraftwerkskapazität von 15,5 GW (vgl. EnBW 2010, S. 2). Auf KKW entfielen dabei 4,4 GW, was einem Anteil von 28,2 % entspricht. Diese Leistung wurde vom Moratorium um 1,7 GW verringert, was auf die Gesamtkapazität bezogen einen Rückgang von 10,8 % ausmacht.

Für Vattenfall betrug die Kapazität im Jahr 2010 insgesamt 15,8 GW (vgl. Vattenfall 2010, S. 144), wovon 1,5 GW auf die Kernkraft entfielen. Das entspricht einem Anteil von 9,3 %. Durch das Atommoratorium wurden Kapazitäten im Umfang von 1,2 GW stillgelegt, was einem Anteil an der Gesamtleistung von 7,5 % entspricht. Anzumerken ist

aber, dass Vattenfall bereits im Jahr 2010 keine Energie aus Atomkraft in Deutschland produzierte.

Zusammenfassend werden die vier großen Energieunternehmen bis zum Jahr 2022 bezogen auf das Jahr 2010 Kraftwerkskapazitäten zwischen 9,3 % und 36,6 % ihrer Gesamtkapazität verlieren. Durch das Moratorium verloren die Betreiber bereits zwischen 7,0 % und 13,5 % ihrer Erzeugungskapazität.

Der Anteil der Verbundunternehmen an der Gesamtkapazität sinkt auf Basis der Angaben des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur durch diese Entwicklung von 77,4 % (82,8 GW) auf 75,5 % (74,4 GW) (eigene Berechnungen nach RWE 2011a, S. 117 und Bundesnetzagentur 2011, S. 15). Die Kapazitäten unterscheiden sich von den Angaben des Bundeskartellamts in Kapitel 4.1, da die Bundesnetzagentur nur fossile Kraftwerke berücksichtigt. Das wird damit begründet, dass erneuerbare Energien nicht zum wettbewerblich orientierten Stromabsatzmarkt zu zählen sind. Obwohl nach EEG vergüteter Strom Auswirkungen auf den wettbewerblich organisierten Markt hat, ermögliche das eine präzisere Betrachtung des marktgeführten Erzeugungsmarktes (vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 14). Diese Betrachtungsweise wird hier übernommen.

Zu beachten ist, dass die Kapazität nicht der tatsächlich produzierten Elektrizität entspricht. Wie bereits erläutert, besitzen KKW im Vergleich zu anderen Energiequellen sehr geringe Grenzkosten, weshalb sie zur Produktion der Grundlast eingesetzt werden. Beispielsweise trugen die KKW von RWE zu 18,5 %<sup>28</sup> der Unternehmenskapazität aber zu 27 % der produzierten Elektrizität bei (vgl. RWE 2011a, S. 8).

Aus diesen Daten lässt sich zunächst nur schließen, dass die Erzeugungskapazitäten der vier Verbundunternehmen gesunken sind und der Strompreis steigen müsste, da Kraftwerke mit höheren Grenzkosten eingesetzt werden müssen, um die gleiche Nachfrage zu befriedigen. Über die Auswirkungen auf die Marktmacht lassen sich kurzfristig keine genauen Aussagen machen. Zum einen sind die Erzeugungskapazitäten der dominanten Unternehmen gesunken, was für den Wettbewerb positiv ist. Zum anderen aber sind es gerade diese Unternehmen, die immer noch Kapazitäten besitzen, um die stillgelegten Kapazitäten ersetzen zu können, weshalb ihre Marktmacht kurzfristig sogar steigen könnte (vgl. Bundeskartellamt 2011b, S. 3).

---

<sup>28</sup> Der Anteil ist höher als der errechnete, weil die Leistung der KKW komplett dem RWE-Konzern zugerechnet wird, obwohl ein Teil der Kapazitäten sich im Minderheitsbesitz von E.ON befindet und E.ON damit Anspruch auf den entsprechenden Anteil des Stroms hat.

Mittelfristig sind die Wirkungen für den Wettbewerb ganz entscheidend davon abhängig, wer die frei gewordenen Kapazitäten in Zukunft bereitstellt und wie sich die Nachfrage entwickelt. Es wird hier den Annahmen der Bundesnetzagentur folgend davon ausgegangen, dass die Kapazitäten für eine gesicherte Versorgung bis 2022 vollständig ersetzt werden müssen (vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 18).<sup>29</sup>

Die Kraftwerksplanung, Genehmigung und der Bau sind ein langwieriger Prozess, weshalb die Entwicklungen prognostizierbar sind. Dafür werden hier die Daten des BDEW verwendet (vgl. BDEW 2011), die alle Anlagen ab einer Leistung von 20 MW berücksichtigen.<sup>30</sup> Um den Zeithorizont abgrenzen zu können, werden nur Anlagen berücksichtigt, deren Zeitpunkt für die geplante Inbetriebnahme bereits feststeht. Die Planungen zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken sind in der Tabelle 2 zusammengefasst. Die Klammern beinhalten jeweils die prozentualen Anteile der Kapazität an der Gesamtkapazität bzw. des Kraftwerkszubaus am Gesamtzubau.

**Tabelle 2: Zu- und Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten**

Erzeugungs- unternehmen	Kapazität 2010 (Anteil)	Rückbau KKW	Sonstiger Rückbau	Zubau bis 2019 (Anteil)	Unterstell- ter Zubau bis 2022	Kapazitäten 2022 (Anteil)
Verbundun- ternehmen	82,8 GW (77,4 %)	19,9 GW	7,0 GW	11,0 GW (42,4 %)	1,5 GW	68,4 GW (63,9 %)
Sonstige	24,2 GW (22,6 %)	0,6 GW	2,0 GW	15,0 GW (57,6 %)	2,0 GW	38,6 GW (36,1 %)
Gesamt	107,0 GW (100 %)	20,5 GW	9,0 GW	26,0 GW (100 %)	3,5 GW	107,0 GW (100 %)

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von Bundesnetzagentur (2011, S. 10 ff.), BDEW (2011) und Tabelle 1.

Zwischen 2011 und 2019 sollen demnach insgesamt 39 dargebotsunabhängige Kraftwerke mit einer Leistung von 26 GW zugebaut werden. Der Zubau der Verbundunternehmen beträgt 11 GW, das ist ein Anteil von 42,4 %. Ihr Verlust an KKW-Leistung bis 2022 beträgt 19,9 GW. Unberücksichtigt ist hierbei der außerdem stattfindende Rückbau von weiteren dargebotsunabhängigen Kapazitäten. Dieser wird von der Bundesnetzagentur bis 2022 mit 9 GW beziffert (vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 18). Der Anteil der Verbundunternehmen liegt, falls er proportional zu den Erzeugungskapazitäten stattfindet, bei 7 GW.

<sup>29</sup> Zur Notwendigkeit des Kraftwerksausbaus unter verschiedenen Szenarien siehe auch dena 2010a.

<sup>30</sup> Die Daten der Bundesnetzagentur, die alle Kraftwerke ab 5 MW berücksichtigen, werden nicht verwendet, weil sie weniger aufgeschlüsselt sind. Diese prognostizieren einen höheren Gesamtzubau (vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 16).

Das heißt konkret, dass die Verbundunternehmen eine Leistung von 26,9 GW bis 2022 verlieren und eine dargebotsunabhängige Leistung von 11 GW bis 2019 zubauen werden. Es ist unwahrscheinlich, dass zwischen 2019 und 2022 ein Zubau von 15,9 GW erfolgen kann, sodass davon ausgegangen werden kann, dass ihre Erzeugungskapazitäten sinken werden. In dem Fall, dass die Projekte so realisiert werden und nach 2019 der Zubau der Verbundunternehmen bei 42,4 % des Gesamtzubaus verbleibt, bis das Kapazitätsniveau von 2010 mit 107 GW erreicht ist, so sinkt der Anteil der Verbundunternehmen auf 63,9 % der Gesamtkapazität.

Es handelt sich bei der Rechnung um eine Prognose, die teilweise auf vorläufigen Planungen basiert, weshalb die tatsächlichen Entwicklungen wahrscheinlich davon abweichen werden. Dennoch zeichnet sich ein deutlicher Trend dahingehend ab, dass ein nicht unerheblicher Teil der durch den Ausstieg aus der Nutzung der Kernkraft frei werdenden Kapazitäten durch kleinere Anbieter ersetzt wird. Aus Wettbewerbsicht ist das eine positive Entwicklung. Klar wird aber auch, dass die vier Verbundunternehmen weiterhin große Kapazitäten auf sich vereinen und damit potenziell marktbeherrschend bleiben werden.

## **5.2 Bewertung des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften**

Zu den wichtigsten Änderungen durch das Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften gehört die Erweiterung der Entflechtungsvorgaben für Netzbetreiber, die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Erarbeitung eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans, die Vergütung abschaltbarer Lasten, die bedingte Verpflichtung zum Einbau von intelligenten Messsystemen, die Förderung von Stromspeicheranlagen und die Förderung von KWK-Anlagen.

Die verschärften Entflechtungsvorgaben bei den Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern sind der wichtigste Teil der neuen Regelungen. Diese sind im Übertragungsnetzbereich so weitgehend, dass die Diskriminierung beim Netzzugang bei allen drei Optionen nur schwer realisierbar wird. Durch die eigentumsrechtliche Entflechtung und die Beteiligungsgrenze besteht für den neuen Netzbetreiber kein Anreiz mehr das Verbundunternehmen als ehemaligen Netzbesitzer gegenüber Wettbewerbern zu bevorzugen.

Im ISO-Modell hat das Verbundunternehmen, obwohl noch Eigentümer der Netze de facto keine Möglichkeiten mehr auf den Betrieb und den Ausbau Einfluss zu nehmen (vgl. § 9

EnWG 2011). Die Monopolkommission kommt auf Basis der Richtlinienvorschriften der EG zu dem Urteil, dass sich das ISO-Modell von der eigentumsrechtlichen Entflechtung „im Grunde kaum“ unterscheidet (Monopolkommission 2011, S. 183). Allein der Weg der Einflussnahme des Verbundunternehmens über die Vorschriften zur Zusammenarbeit ist vorstellbar (vgl. Monopolkommission 2008, S. 56). Dennoch wird auch in diesem Modell die Interessentrennung gewahrt, die ursächlich für die Diskriminierung ist.

Das von Deutschland favorisierte Modell des unabhängigen Netzbetreibers (ITO) ist in diesem Rahmen das moderate Modell (vgl. §§ 10 bis 10e EnWG 2011). Da der Netzbetreiber sich hierbei im Besitz des Verbundunternehmens befindet, sind die Vorgaben hinsichtlich der Organisations- und Informationsanforderungen deutlich höher. Aufgrund der strengen Vorschriften ist auch in diesem Modell davon auszugehen, dass die Möglichkeiten zur Diskriminierung beschränkt sind. Lediglich durch Personalüberlassungen kann es zur Weitergabe von Informationen kommen. Die für die Leitung des Unternehmens verantwortlichen Personen sind allerdings Unabhängigkeitsregelungen unterworfen (vgl. § 10c EnWG 2011).

Im Verteilungsnetzbereich kann ebenfalls davon ausgegangen werden, dass durch die abermals verschärften Vorschriften beim Schutz wettbewerbsrelevanter Informationen und die Stärkung der Rechte des Gleichbehandlungsbeauftragten die Möglichkeiten zur Diskriminierung weiter beschränkt werden. Es bleibt damit nur die Entbindung von der Entflechtung der Netzbetreiber mit weniger als 100 000 Anschlüssen problematisch. Da sich an der Gesetzeslage diesbezüglich nichts ändert, ist davon auszugehen, dass es auch in Zukunft zu Fällen von Diskriminierung in diesem Bereich kommen wird (vgl. Bundeskartellamt 2011b, S. 8).

Die Verpflichtung zur Erarbeitung eines Netzentwicklungsplans hat für die Marktstruktur nur mittelbare Bedeutung. Positive Auswirkungen kann diese Neuerung auf den Wettbewerb haben, wenn neben Trassen auch Grenzkuppelstellen ausgebaut werden. Das kann allerdings an dieser Stelle nicht beurteilt werden.

Der Einbau von intelligenten Messsystemen, auch „Smart-Meter“ genannt, dient dem Zweck, Kunden für Preisschwankungen auf dem Markt zu sensibilisieren. Intelligente Messsysteme können in Verbindung mit variablen Tarifen nach Paragraph 40 EnWG (2011) zu einer Glättung des Nachfrageverhaltens beitragen, da sie den Kunden die aktive Teilnahme am Markt ermöglichen (vgl. BMWi 2011a, S. 6). Grundsätzlich gilt, dass dadurch die Elastizität der Nachfrage steigen kann, und das kann wiederum dazu beitragen, Marktmacht zu verringern.

Zu- und abschaltbare Lasten dienen primär der Netzstabilität, dennoch kann auch diese Regelung kurz- und mittelfristig positive Wettbewerbseffekte entfalten. Sie kann dazu beitragen, erneuerbare Energien in den Markt zu integrieren, wenn abschaltbare Lasten zum Ausgleich von Produktionsschwankungen eingesetzt werden (vgl. BMWi 2011a, S. 10 f.). Der Vorteil dabei ist, dass den Betreibern durch die Vergütung keine Verluste entstehen.

Die Regelungen zur Netzentgeltbefreiung von Stromspeicheranlagen und zur Förderung der KWK sind differenziert zu beurteilen. Stromspeicher können dazu beitragen Lastspitzen abzufedern, in Deutschland gibt es aber grundsätzlich ein geringes Potenzial der Speicherung von Strom, da kein Raum für Pumpspeicherkraftwerke vorhanden ist. Andere Speichermöglichkeiten sind noch nicht technisch ausgereift oder sehr teuer (vgl. BMU 2011, S. 31). Das Potenzial für die KWK ist deutlich höher. KWK-Anlagen sind hoch effizient, können gesicherte Leistung bereitstellen und an den Regulenergiemärkten teilnehmen. Der Ausbau der Förderung wird deshalb von Sachverständigen begrüßt (vgl. Matthes 2011, S. 3). Zu beachten ist allerdings aus marktwirtschaftlicher Sicht, dass Strom aus KWK-Anlagen von den Netzbetreibern vorrangig abgenommen werden muss. Das bedeutet, dass mit dem Ausbau ein größerer Teil der Kapazität aus dem freien Markt genommen wird (vgl. Monopolkommission 2009, S. 41). Wenn der Markt weniger liquide ist, dann wird es in der Folge einfacher, ihn zu manipulieren. Bei vielen KWK-Anlagen ist Strom nur das Nebenprodukt oder aber die Wärmeproduktion kann aus anderen Gründen nicht abgestellt werden, sodass diese Anlagen nicht flexibel hoch- und heruntergefahren werden können. Das könnte zusammen mit einem steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien schwer zu vereinbaren sein (vgl. Bundeskartellamt 2011a, S. 276 f.).

Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass die neuen Entflechtungsvorschriften innerhalb dieser Gesetzesänderung das größte Potenzial besitzen, die Marktstrukturen hinsichtlich eines gesteigerten Wettbewerbs zu beeinflussen, indem das Problem der Netzdiskriminierung weiter entschärft wird. Positive Impulse gehen auch von der Beteiligung der Konsumenten am Elektrizitätsmarkt aus, da Nachfrager durch neue Messsysteme elastischer auf den Preis reagieren können werden. Abschaltbare Lasten können dabei helfen erneuerbare Energien in den Markt zu integrieren und die Allokationseffizienz damit zu erhöhen, obwohl die primäre Intention die Systemsicherheit ist. Die Entwicklungen infolge des Ausbaus der Förderung von KWK-Anlagen bleiben abzuwarten. Von einem gemeinsamen Netzentwicklungsplan können ebenfalls positive Effekte ausgehen, wenn Engpässe innerhalb Deutschlands und an den Landesgrenzen abgebaut werden.

### 5.3 Bewertung der Novellierung des EEG

Die Novellierung des EEG stellt in diesem Rahmen die dritte wichtige Gesetzesänderung dar. Zu den entscheidenden Neuerungen gehören die veränderten Förderprämien für die einzelnen Energieträger und der Versuch der Marktintegration durch die Marktprämie.

Die Bewertung der einzelnen Entgelte ist äußerst schwierig, weil durch die Wahl der Entgelte versucht wird, bestimmte Kapazitätswachse bei erneuerbaren Energien zu erreichen. Die Auswirkungen sind auch für die Regierung nicht einfach einzuschätzen, wie die Korrekturen der Fördersätze zeigen. Zudem liegt es in der Natur der Sache, dass viele Bewertungen dieses Sachgebietes interessengeleitet sind.

Zu den größeren Änderungen in der Vergütung erneuerbarer Energien gehört die Absenkung der Förderung der Sonnenenergie. Die Begründung dafür ist, dass von insgesamt 23,7 Mrd. Euro an Investitionen in erneuerbare Energien im Jahr 2010 80 % in der Photovoltaik getätigt wurden und sie 40 % der Kosten der EEG-Umlage verursacht, aber nur 9 % des Stroms aus erneuerbaren Energien stellt (vgl. BMU 2011, S. 7 und BMWi 2010, S. 8). Durch die Witterungsabhängigkeit kann Sonnenenergie zudem kaum zur Versorgungssicherheit beitragen. Die Kürzung der Förderung ist deshalb vertretbar.

Die Entgelte für die Geothermie und die Offshore-Windenergie wurden weiter angehoben. Der Geothermie wird ein großes Potenzial bescheinigt, sie hat in Deutschland bislang aber praktisch keine Bedeutung, weil die Erfahrung damit fehlt (vgl. BMU 2011, S. 94). Mit der erweiterten Förderung der Offshore-Windenergie soll für den zukünftigen Energiemix ein wichtiges Standbein geschaffen werden. Bis 2030 soll die Offshore-Windleistung nach dem Energiekonzept des BMWi auf 25 GW ausgebaut werden (vgl. BMWi 2010, S. 8). Im Vergleich zur Sonnenenergie wird die gesicherte Leistung von Windenergie mit 5 % bis 10 % besser bewertet (vgl. dena 2010a, S. 23). Obwohl bei Offshore-Anlagen eine höhere Verfügbarkeit gegeben sein kann, handelt es sich um eine fluktuierende Energiequelle. Die Integration von solchen Quellen in den Markt ist deutlich schwieriger als bei anderen Energien.

Die Marktintegration ist neben den Anpassungen der Vergütung das zentrale Anliegen dieses Gesetzes. Schon 2010 wurde die Vermarktung von erneuerbaren Energien so umgestellt, dass die Netzbetreiber sie zu Marktpreisen veräußern müssen, die Anlagenbetreiber aber die gesetzliche Vergütung erhalten. Der Verlust, den die Netzbetreiber erwirtschaften, wird durch die EEG-Umlage ausgeglichen. Die Neuerung besteht in der Einführung einer Marktprämie, bei der die Betreiber von Anlagen ihre Energie selbst

direkt vermarkten können. Die Marktprämie ist so gestaltet, dass sie die Einnahmen auf das Niveau der festgelegten Vergütung hebt. Da die Prämie auf den Monatsmittelwert gezahlt wird, können sich Betreiber von Anlagen besser und schlechter stellen, je nachdem wann sie ihre Energie einspeisen.

Dieses Modell ist sicher ein Schritt in Richtung der Integration von erneuerbaren Energien. Es soll vor allem die bedarfsgerechte Einspeisung von regelbaren Anlagen und die Teilnahme aller erneuerbaren Energien am Regenergiemarkt gefördert werden (vgl. Ragwitz 2011, S. 21). Vorteile ergeben sich damit beispielsweise für Wasser- und Biogasanlagen, die Energie speichern, bedarfsgerecht abgeben und so den Gewinn steigern können. Für witterungsabhängige Anlagen sind die Anreize zur Direktvermarktung dagegen gering. Die Einnahmen können auch unter die feste Vergütung fallen, wenn zu einem ungünstigen Zeitpunkt eingespeist wird. Die Managementprämie soll dem entgegenwirken, dennoch ist es fraglich, ob hiervon ausreichend starke Anreize ausgehen. Sachverständige gehen davon aus, dass die Anreize nicht stark genug sind, um das grundlegende Problem der Integration zu lösen (vgl. Kohler 2011, S. 24 und Research to Business Energy Consulting 2010, S. 112 ff.). Erneuerbare Energien werden durch diese Ausgestaltung nicht in großem Umfang in den Markt integriert werden können.

Das vom vorherigen EEG übernommene Grünstromprivileg wird von Sachverständigen eher kritisch beurteilt, obwohl es zu einer deutlichen Anhebung des direkt vermarkteten Stroms aus erneuerbaren Energien im Jahr 2010 beigetragen hat (vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 91). Zu der Direktvermarktung über das Grünstromprivileg hat die Onshore-Windkraft als einzige nennenswerte dargebotsabhängige Energiequelle zu 10 % beigetragen. Weil aber gerade fluktuierende Energien integriert werden sollen, wird das Grünstromprivileg als ökonomisch ineffizient bezeichnet; es führe zudem zu Mitnahmeeffekten (vgl. Ragwitz 2011, S. 22). Gleichzeitig sei es aufgrund des hohen Anteils von zunächst geplanten 30 % von dargebotsabhängigen Energien nicht praktikabel (vgl. Müller 2011, S. 28). Trotz der Absenkung des dargebotsabhängigen Anteils im endgültigen Gesetz auf 20 % dürfte die Nutzung des Grünstromprivilegs zurückgehen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass in der derzeitigen Ausgestaltung die erneuerbaren Energien kaum zur Belebung des Wettbewerbs im Energiesektor beitragen werden.

## 5.4 Bewertung des NABEG

Das NABEG dient dazu, die für die Energiewende benötigten Übertragungsleitungen auszubauen. Die einheitliche Planung der Trassen auf Bundesebene wird von den meisten Experten des Gebiets begrüßt, ebenso wie die Vorschriften zur Transparenz und zur Beteiligung von Bürgern und anderen betroffenen Akteuren (vgl. Saßnick 2011, S. 25). Die zentrale Trassenplanung, die einheitlichen Anforderungen an die Vorhabenträger hinsichtlich der einzureichenden Unterlagen und die Einbindung der verschiedenen Interessen in der Entstehungsphase können dazu beitragen, den Ausbau der Übertragungsnetze zu beschleunigen und die Akzeptanz zu erhöhen.

Der Ausbau der Netze hat eine entscheidende Bedeutung für die Integration von erneuerbaren Energien, insbesondere bei der Anbindung der Offshore-Anlagen. Dieses Gesetz kann auch dazu beitragen, Engpassstellen zu beseitigen und Grenzkuppelstellen auszubauen. Diese konkrete Forderung ist allerdings nicht Zweck des Gesetzes, inwieweit es zu einem Ausbau der Grenzkuppelstellen kommt, wird im Bundesbedarfsplan und damit letztlich von den Übertragungsnetzbetreibern, der Bundesnetzagentur, dem Gesetzgeber und auch der öffentlichen Beteiligung entschieden. Diese Entwicklung bleibt abzuwarten.

## 5.5 Bewertung der Wirkungen des Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“

Beim Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ ist für die Marktstruktur vorrangig eine Regelung von Interesse: Die von der Bundesregierung beabsichtigte Förderung von Neubauten flexibler fossiler Kraftwerke. Die Möglichkeit der Förderung geht auf eine Erklärung der EU-Kommission zum Energie- und Klimapaket aus dem Jahr 2008 zurück. Diese sieht vor, dass Investitionskosten von fossilen Kraftwerken in Höhe von bis zu 15 % erstattet werden können (vgl. Homann 2011). Die Förderung soll dabei auf den Zeitraum von 2013 bis 2016 begrenzt werden. Betroffen sollen aber lediglich Anlagen sein, die hocheffizient, flexibel und CCS-fähig<sup>31</sup> sind. Nach Plänen der Bundesregierung sollen die Mittel dazu aus dem Energie- und Klimafonds kommen und bis zu 5 % der Gesamtausgaben betragen (vgl. Homann 2011). Das entspräche ausgehend von drei Mrd. Euro 150 Mio. Euro jährlich. Besondere Relevanz hat diese Förderung, weil sie auf Stromanbieter begrenzt ist, die weniger als 5 % der deutschen Erzeugungskapazitäten besitzen.

---

<sup>31</sup> CCS steht für Carbon Dioxide Capture and Storage, es handelt sich dabei um eine Technologie, die Kohlendioxid von Kraftwerken verflüssigt und tief in Gesteinsschichten dauerhaft lagert. Sie befindet sich in Deutschland in der Erprobung, da davon Risiken ausgehen können (vgl. Bundesregierung 2011b).

Die Förderung setzt damit an einem zentralen Punkt von Marktmacht im Energiesektor an, den Erzeugungskapazitäten. Bei einer Umsetzung könnte sie zur Stärkung des Wettbewerbs beitragen. Es gibt allerdings zwei Punkte die beachtet werden müssen. Erstens ist die Förderung von der Zustimmung der EU-Kommission abhängig, die noch keine endgültige Entscheidung getroffen hat, momentan aber zu einer strengen Auslegung tendiert, wonach alle Effizienzkriterien erfüllt sein müssen (vgl. BMWi 2011b). Zweitens ist der Einfluss der Förderung auf die Investitionsentscheidung zu untersuchen, wobei sich insbesondere die Frage nach den Kosten von Kraftwerken stellt. Die sogenannte „dena-Netzstudie II“ der deutschen Energie-Agentur (dena) unterstellt Kraftwerksinvestitionskosten von 800 Euro für GuD-Kraftwerke, 400 Euro für Gasturbinenkraftwerke und 1400 Euro für Steinkohlekraftwerke pro Kilowatt Leistung, welche allerdings nicht CCS-fähig sind (vgl. dena 2010b, S. 26). Auf Basis der Daten vom BDEW lassen sich so hypothetisch die Investitionskosten der Anbieter berechnen, die unter diese Förderung fallen (vgl. BDEW 2011). Es wird der Zeitraum von 2013 bis 2016 betrachtet und es werden alle geplanten Anlagen eingerechnet, die nicht im Besitz der vier Verbundunternehmen entstehen.<sup>32 33</sup> Da die Kraftwerksarten nicht mit angegeben sind, werden die Investitionskosten für Gaskraftwerke einmal mit 400 Euro und einmal mit 800 Euro pro Kilowatt Leistung berechnet.

Auf dieser Basis muss der Förderbetrag von 600 Mio. Euro über vier Jahre auf 3,3 GW Leistung bei Steinkohlekraftwerken und 7,8 GW Leistung bei Gaskraftwerken aufgeteilt werden. Die Investitionen betragen bei den zugrunde gelegten Zahlen zwischen 10,9 Mrd. und 7,8 Mrd. Euro. Die Förderung entspräche damit einem Anteil von zwischen 5,5 % (alle Gaskraftwerke sind GuD-Kraftwerke) und 7,7 % (alle Gaskraftwerke sind Gasturbinenkraftwerke) der Investitionskosten. Es kann festgehalten werden, dass die geplante Förderung im Vergleich zu den Investitionskosten einen relativ geringen Anteil darstellt, falls alle geplanten Projekte gefördert werden sollten. Die Wirkung wird damit auch von der konkreten Ausgestaltung der Förderung und der zu fördernden Projekte abhängen. Bei dem derzeitigen Kurs der EU-Kommission beträgt die Förderung von nicht CCS-fähigen Anlagen lediglich 5 %. Ohne genaue Kenntnis von Investitionsentscheidungen im Energiesektor erscheint das als relativ geringer Anreiz.

Vorstellbar ist, dass eine solche Förderung als politisches Signal dienen kann und dadurch das Problem der langen und schwierigen Genehmigungsverfahren abgemildert wird, da die

---

<sup>32</sup> Nach eigenen Recherchen wird davon ausgegangen, dass außer den vier Verbundunternehmen kein Wettbewerber Kapazitäten über 5 % des Gesamtmarktes besitzt.

<sup>33</sup> Die Kosten der beiden Mischkraftwerke werden gleichmäßig auf Gas und Kohle aufgeteilt.

Politik an dieser Stelle selbst ein Problem darstellt (vgl. Kapitel 4.1). Von den anderen Förderbereichen des EKFG sind Wirkungen auf den Wettbewerb noch nicht absehbar.

## **5.6 Bewertung der Rekommunalisierung**

Die Einschätzung der Wirkungen der Rekommunalisierung basiert weitgehend auf den Ausführungen der Monopolkommission (2011, S. 46 ff.). Diese Entwicklung hat zumindest einen Aspekt, der sich positiv auf die Marktverhältnisse auswirken könnte. Wenn Erzeugungskapazitäten von der öffentlichen Hand übernommen werden oder hier neu entstehen, kann das belebend auf den Wettbewerb wirken. So soll der Anteil öffentlicher Erzeugungskapazitäten nach Aussagen des Hauptgeschäftsführers des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU) von derzeit 10 % auf 25 % in zehn bis 15 Jahren ausgebaut werden (vgl. Reck 2011).

Den möglichen positiven Wirkungen im Erzeugungsbereich stehen allerdings Nachteile im Netzbereich gegenüber. Diese können entstehen, wenn mit der Rekommunalisierung die Zersplitterung von Verteilungsnetzgebieten einhergeht. Das führt zu Preissteigerungen, da Fixkosten auf weniger Verbraucher verteilt werden (vgl. Bundeskartellamt 2011b, S. 8). Zudem können Netzbetreiber durch die Zersplitterung unter die Regulierungsgrenze von 100 000 Anschlüssen fallen, was zu weniger strengen Regulierungsvorschriften führt. Die Gefahr von Quersubventionierung und Diskriminierung von Wettbewerbern steigt dadurch. Der Endkundenmarkt ist bereits hart umkämpft und die kommunalen Versorger gehören tendenziell nicht zu den günstigsten Anbietern. Ein Engagement des Staates im Endkundenmarkt ist insofern ebenfalls nicht einsichtig (vgl. Monopolkommission 2011, S. 47).

Die Entwicklung ist damit zwiespältig zu beurteilen. Einerseits können von einem Ausbau der öffentlichen Erzeugungskapazitäten positive Impulse für den Wettbewerb auf der Erzeugungsstufe ausgehen, andererseits ist ein erhöhtes Engagement auf der Verteilungsstufe und im Endkundensegment eher kritisch zu sehen, da damit Effizienzverluste einhergehen.

## **5.7 Bewertung der Entwicklung auf dem europäischen Gasmarkt**

Die Bewertung der Auswirkungen der Gasmarktentwicklung auf den Strommarkt erweist sich als nicht ganz einfach. Die günstigen Börsenpreise für Erdgas führen zunächst dazu, dass der Wettbewerb im Gassektor zulasten der Verbundunternehmen belebt wird. Die Verbundunternehmen haben einen bedeutenden Kostennachteil. Zwar gelang es

beispielsweise der größten deutschen Ferngasgesellschaft E.ON Ruhrgas 2010 günstigere Verträge mit Gazprom auszuhandeln (vgl. Monopolkommission 2011, S. 250), diese sind aber offenbar nicht günstig genug. E.ON Ruhrgas erwirtschaftete im ersten Halbjahr 2011 einen operativen Verlust von knapp einer Mrd. Euro, obwohl zuvor regelmäßige Erträge von zwei Mrd. Euro erwirtschaftet wurden (vgl. Gassmann 2011). Große Verluste machten auch RWE und EnBW. Nach Aussagen des Finanzvorstands der RWE könnte es noch bis 2013 andauern, bis die Gasverträge entscheidend neu aufgestellt werden (vgl. Murphy 2011 und dapd 2011).

Unmittelbar kann aus der Entwicklung abgeleitet werden, dass Verbundunternehmen finanziell geschwächt werden. Diese Schwächung könnte Auswirkungen auf den Strommarkt haben. Vorstellbar ist, dass sich die Unternehmen durch diese Schwächung von Erzeugungskapazitäten oder anderen Unternehmensteilen trennen müssen oder dass der Neubau von Kraftwerken beeinflusst wird. Eine sichere Einschätzung kann aber nicht gemacht werden, auch weil diese Entwicklung zeitlich mit dem Atomausstieg zusammenfällt.

## **5.8 Ergebnisse der Untersuchungen**

Die Untersuchung der Gesetze der Energiewende hat gezeigt, dass von den fünf im Abschnitt 4.1 beschriebenen Problemen drei unmittelbar von den Gesetzen berührt werden: Die überproportional großen Erzeugungskapazitäten in der Hand der Verbundunternehmen, die Diskriminierung durch die Netzbetreiber und die Integration von erneuerbaren Energien. Den größten Einfluss wird voraussichtlich die Änderung des Atomgesetzes auf die Marktstruktur ausüben, bei der die Verbundunternehmen bis zum Jahr 2022 19,9 GW an Erzeugungskapazitäten verlieren werden. Diese Leistung wird neu im Markt verteilt und die Verbundunternehmen werden nach vorliegenden Daten nur einen Teil davon ersetzen, sodass ihre Marktmacht sinken wird. Die beabsichtigte Förderung von Neubauten fossiler Kraftwerke durch den Energie- und Klimafonds könnte ebenfalls dazu beitragen den Wettbewerb zu stärken. Positive Auswirkungen könnten auch von der Schwächung der Verbundunternehmen im Gasmarkt und vom verstärkten Kraftwerksbau der öffentlichen Hand ausgehen. Diese Einflüsse sind allerdings nur schwer abzuschätzen.

Die Diskriminierung durch die Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber wird durch die verschärften Vorschriften weiter sinken. Lediglich von Netzbetreibern, die weniger als 100 000 Anschlüsse versorgen und der Entflechtungspflicht nicht unterliegen, geht weiterhin eine Diskriminierungsgefahr aus.

Der Versuch der Marktintegration von erneuerbaren Energien wird mit ihrem steigenden Ausbau schwieriger werden. Das Prämienmodell setzt richtige Akzente, dennoch ist umfassende Marktintegration durch dieses Modell nicht zu erwarten. Die Integration von erneuerbaren Energien ist ein langwieriger Prozess, der so schnell nicht herbeigeführt werden kann. Positive Impulse dafür können auch von dem verstärkten Einbau von Smart-Metern und der Regelung zu abschaltbaren Lasten ausgehen.

Die beiden anderen Probleme – die Engpässe an den Grenzkuppelstellen und lange Genehmigungszeiten für Kraftwerke – sind nur peripher betroffen. Der im EnWG vorgeschriebene Bundesbedarfsplan kann in Verbindung mit dem beschleunigten Netzausbau des NABEG einen Ausbau von Grenzkuppelstellen beschleunigen. Bei langen Genehmigungszeiten könnte sich die Einsicht zur Notwendigkeit eines raschen Ausbaus von fossilen Kraftwerken, wie sie in der beabsichtigten Förderung durch den Energie- und Klimafonds zum Ausdruck kommt, beschleunigend auf Genehmigungsverfahren auswirken. Das bleibt aber abzuwarten.

Um es auf den Punkt zu bringen: Von dem als Energiewende bezeichneten Gesetzespaket kann erwartet werden, dass es zu einer Verbesserung der Marktstruktur auf dem Elektrizitätsmarkt beiträgt. Die Marktmacht der Verbundunternehmen wird voraussichtlich aufgrund von schrumpfenden Erzeugungskapazitäten sinken. Diesen Trend können Rekommunalisierung und die Entwicklung auf dem Gasmarkt begünstigen. Die Diskriminierung im Netzbereich wird weiter zurückgehen. Es wurden richtige Akzente bei der langwierigen Integration von erneuerbaren Energien gesetzt. Zum Ausbau von Grenzkuppelstellen und der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren bei Kraftwerksbau sind positive Einflüsse vorstellbar, diese können aber nicht klar bescheinigt werden. Die Marktkonzentration wird mittelfristig abnehmen und damit auch die Marktmacht der Verbundunternehmen. Mit sinkender Marktmacht sollten auch die Preise sinken, allerdings unter der Voraussetzung, dass dieser Effekt nicht von anderen überlagert wird.

## **5.9 Aktuelle Entwicklungen**

Abschließend sollen noch die Entwicklungen nach dem Atomunfall in Fukushima und der beschlossenen Energiewende geschildert werden.

Die Aktienkurse von E.ON und RWE sind seit dem Atomunfall zwischenzeitlich um über 40 % und 50 % gefallen. Nun befinden sie sich (22.01.2012) bei 30 % und 42 % unter dem Wert vom 10. März 2011. Die Wertverluste und die Veränderungen auf dem Markt

machten offensichtlich Anpassungen notwendig. E.ON kündigte Entlassungen an und plant den Verkauf des Gastransportnetzes (vgl. AFP 2011).

RWE hat das Gastransportnetz schon am Ende des Jahres 2010 auf Druck der EU-Kommission verkauft (vgl. dapd 2010) und gab im Juli 2011 bekannt auch das Stromübertragungsnetz zu veräußern. Begründet wurde das mit den verschärften Rahmenbedingungen durch den Atomausstieg. Es sollen außerdem weitere Unternehmens- teile verkauft werden. Das „Deinvestitionsprogramm“ soll insgesamt 11 Mrd. Euro umfassen (vgl. RWE 2011b). Die EnBW bleibt damit das einzige Unternehmen, das sein Übertragungsnetz in Eigentum behält. Die Entflechtungsproblematik im Übertragungsnetz wird auch durch diese Entwicklungen weiter entschärft.

Vattenfall beklagt milliardenschwere Gewinneinbußen, weil der Buchwert für die KKW verringert werden muss und gleichzeitig die Rückstellungen für den Rückbau der Kraftwerke erhöht werden mussten (vgl. Czisla 2011). Die EnBW machte im ersten Halbjahr Verluste in Höhe von 600 Mio. Euro (vgl. Eckert 2011).

Insgesamt sind die Verbundunternehmen in Deutschland massiv von den Entwicklungen betroffen. Die Wertverluste und Gewinneinbußen zeigen, dass der Energiemarkt sich in starker Veränderung befindet. Die Ursachen für die Entwicklung können zwar nicht klar voneinander getrennt werden, dennoch ist es bezeichnend, dass sowohl die Entwicklungen im Strom- als auch im Gasmarkt zum Nachteil der vier großen Energiekonzerne wirken.

## 6 Fazit

Ziel dieser Arbeit war es, das Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland zu beleuchten und zu untersuchen, ob und inwieweit das von der Bundesregierung beschlossene Gesetzespaket zur Energiewende die Marktstruktur der Energieversorgung verändern wird.

Mit Hilfe von theoretischen Marktmodellen konnte gezeigt werden, dass diese Frage von Bedeutung ist, da Marktmacht zu Wohlfahrtsverlusten führt. Die Gesamtwohlfahrt sinkt dabei mit steigender Anbieterkonzentration und die Umverteilung zugunsten der Anbieter nimmt zu. Es wurde gezeigt, dass der Strommarkt besonders anfällig für die Ausübung von Marktmacht ist, was vor allem daran liegt, dass Strom nicht speicherbar ist und immer dann erzeugt werden muss, wenn er verbraucht wird. Unternehmen mit kleineren Kapazitäten erhalten deshalb Marktmacht, wenn ihre Kapazitäten zur Deckung des Bedarfs notwendig sind.

Es wurde die Entwicklung des Stromsektors in Deutschland beschrieben und erläutert wie es zu einem auf regionalen Monopolen basierenden Versorgungssystem gekommen ist. In diesem Rahmen wurde auch gezeigt, dass es keine in der Theorie nicht berücksichtigten Gründe dafür gibt, warum Monopole die Stromversorgung besser als ein Wettbewerbsmarkt gewährleisten können. Lediglich das Stromnetz stellt ein natürliches Monopol dar, was aber nicht den Schutz einer ganzen Industrie rechtfertigt. Diese Erkenntnis führte zu einer europageleiteten und europaweiten Liberalisierung der Stromversorgung am Ende der 90er Jahre. Das Ergebnis ist ein konzentrierter Markt, auf dem vier große, stark verflochtene Unternehmen als Oligopol marktbeherrschend sind. Diese Stellung gründet auf großen Erzeugungskapazitäten und dem Besitz der Übertragungsnetze, welcher ihnen die Diskriminierung von Wettbewerbern ermöglicht.

Nachdem die weiteren Reformschritte der EU und ihre Folgen beschrieben wurden, die vor allem auf die Entflechtung des Netzbetriebs abzielen, werden die wettbewerblichen Schwächen des Marktes beschrieben und das als Energiewende bezeichnete Gesetzespaket analysiert.

Die Analyse zeigt, dass die Verbundunternehmen vor allem aufgrund der Beendigung der Nutzung der Kernenergie Erzeugungskapazitäten verlieren werden, da sie alleine Kernkraftwerke betreiben. Dieser Verlust wird nach aktuellen Planungen nicht ausgeglichen werden. Die Konzentration im Erzeugungsbereich wird damit sinken. Trotz dieser Entwicklungen werden die Verbundunternehmen auch in Zukunft einen großen Teil der Erzeugungskapazitäten auf sich vereinen und bedeutend bleiben. Der diskriminierungsfreie

Zugang zu den Netzen wird durch die beschlossenen Gesetze weiterhin verbessert, wobei sich drei der vier Verbundunternehmen vor oder kurz nach den Beschlüssen von ihren Übertragungsnetzen getrennt haben und das Problem der Diskriminierung sich fast nur noch bei den Verteilungsnetzen stellt. Es werden erste Schritte bei der Integration von erneuerbaren Energien in den regulären Markt unternommen, die aber für eine umfassende Integration nicht ausreichen werden. Verbesserungen beim Wettbewerb durch mehr europäischen Stromhandel infolge des Ausbaus der Stromnetze an den Landesgrenzen und durch die Beschleunigung des Kraftwerksbaus sind ebenfalls vorstellbar. Das Gesetzespaket zur Energiewende wird damit die Marktstruktur insgesamt hin zu mehr Wettbewerb beeinflussen.

Neben den Auswirkungen des Gesetzespakets werden auch wirtschaftliche Parallelentwicklung betrachtet, wozu die Rekommunalisierung und die Veränderungen auf dem Gasmarkt gezählt werden. Aktuell kommt es bei den Verbundunternehmen zu hohen Wertverlusten, zu Verkäufen von Unternehmensanteilen und weiteren Anpassungsreaktionen. Diese Entwicklung kann neben dem Beschluss zur Beendigung der Nutzung der Kernenergie auch mit der Entwicklung auf dem Gasmarkt in Verbindung gebracht werden, die Ursachen können aber nicht klar voneinander abgegrenzt werden.

Das entscheidende Problem für die Zukunft der deutschen Energieversorgung wird die marktwirtschaftliche Integration des steigenden Anteils von erneuerbaren Energien sein. Erneuerbare Energien genießen nach der aktuellen Gesetzeslage eine feste Vergütung und einen Einspeisevorrang gegenüber fossilen Energien. Sie orientieren sich nicht an Preissignalen und leisten damit keinen aktiven Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage des Marktes. Obwohl das Gesetzespaket richtige Akzente zur Marktintegration setzt, werden erneuerbare Energien auch weiterhin überwiegend von Marktsignalen unabhängig eingespeist werden. Diese Herausforderung – in Kombination mit einem stetig steigenden Anteil erneuerbarer Energien – werden Politik und Wirtschaft in den nächsten Jahren und Jahrzehnten meistern müssen, weshalb die Energiewirtschaft sich weiter wandeln wird und ein interessantes Forschungsfeld bleibt.

## Literaturverzeichnis

- Agence France-Presse (2011): *E.ON will Gasnetz verkaufen und muss Milliarden abschreiben*, [http://wirtschaft.t-online.de/e-on-verkauft-offenbar-erdgas-netz/id\\_52347338/index](http://wirtschaft.t-online.de/e-on-verkauft-offenbar-erdgas-netz/id_52347338/index) (Zugriff am 31.01.2012).
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2011a): *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern*, <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> (Zugriff am 22.12.11).
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2011b): *Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2009*, <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63> (Zugriff am 23.11.11).
- Averch, Harvey und Leland L. Johnson (1962): „The Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint“, *American Economic Review*, December, S. 1052-1069.
- Bohne, Eberhard und Sabine Frenzel (2003): Formale und informale Ordnung des Zugangs zum Strommarkt, in *Jahrbuch des Umwelt- und Technikrechts 2003*, von Reinhard Hender, Peter Marburger, Michael Reinhard und Meinhard Schröder (Hrsg.), E. Schmidt: Berlin, S. 363-448.
- Börner, Bodo (1971): *Reform des Energierechts und Natur der Sache*, Handelsblatt Verlag: Düsseldorf.
- British Petroleum (2010): *BP Statistical Review of World Energy 2010*, [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2010\\_downloads/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2010.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf) (Zugriff am 23.10.2011).
- Brockhaus (2003): *Der Brockhaus in einem Band*. 10. Auflage. F.A. Brockhaus GmbH: Leipzig.
- Bruche, Gert (1977): *Elektrizitätsversorgung und Staatsfunktion. Das Regulierungssystem in der öffentlichen Stromversorgung in der BRD*, Campus: Frankfurt am Main, New York.
- Büdenbender, Ulrich und Peter Rosin (2005): *Energierechtsreform 2005*, Energiewirtschaft und Technik Verlag: Essen.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2010): *Amtliche Mineralöl-daten*, [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel\\_rohoel/amtliche\\_mineraloel-daten/2009/index.html](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/amtliche_mineraloel-daten/2009/index.html) (Zugriff am 25.10.11).

- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2011): *Erläuterungen zum Grenzübergangspreis bei Erdgas*,  
[http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie\\_erdgas\\_ermittlung\\_preis.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie_erdgas_ermittlung_preis.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2009): *Energierohstoffe 2009*,  
[http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe\\_2009.html?nn=1542226](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe_2009.html?nn=1542226) (Zugriff am 13.11.11).
- Bundeskartellamt (2011a): *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel*,  
[http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113\\_Bericht\\_SU\\_Strom\\_\\_2\\_.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Bericht_SU_Strom__2_.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Bundeskartellamt (2011b): *Stellungnahme des Bundeskartellamtes vom 27.06.2011 zur Bundestags-Drucksache 17/6072 – „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“*,  
[http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/9\\_Oeffentliche\\_Anhoerung/Stellungnahmen/17\\_9\\_525.pdf](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/9_Oeffentliche_Anhoerung/Stellungnahmen/17_9_525.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktrosicherheit (2011):  
*Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz*,  
[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_erfahrungsbericht\\_2011\\_entwurf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*,  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 25.12.2011).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011a): *Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011*, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-enwg-novelle,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 31.01.12).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011b): *Rösler: Beihilfeleitlinien der Kommission machen CCS-Gesetz unabdingbar*, Pressemitteilung 21.12.2011,  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=463234.html?view=renderPrint> (Zugriff am 31.01.2012).
- Bundesnetzagentur (2006): *Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG*,  
[http://www.zfk.de/cms/Infothek/Regulierung/Regulierung\\_/Anreiz-Endbericht\\_30\\_06\\_06.pdf](http://www.zfk.de/cms/Infothek/Regulierung/Regulierung_/Anreiz-Endbericht_30_06_06.pdf) (Zugriff am 31. 01. 12).

Bundesnetzagentur (2008): *Tätigkeitsbericht 2005 bis 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*, BT-Drs. 16/9000, Bundesanzeiger: Köln.

Bundesnetzagentur (2011): *Monitoringbericht 2011*, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile) (Zugriff am 27.11.2011).

Bundesregierung (2000): *Atomkonsens*, <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf> (Zugriff am 31.01.12).

Bundesregierung (2010): *Förderfondsvertrag*, [http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.pdf;jsessionid=BDF18EE16AC024C3E5F9CDAF817C2B30.s3t1?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.pdf;jsessionid=BDF18EE16AC024C3E5F9CDAF817C2B30.s3t1?__blob=publicationFile) (Zugriff am 31.01.2012).

Bundesregierung (2011a): *Energie- und Klimafonds*, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/06/2011-06-06-energie-klimafonds.html> (Zugriff am 31.01.2012).

Bundesregierung (2011b): *Kohlendioxid speichern*, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/04/2011-04-13-kabinett-ccs.html> (Zugriff am 31.01.2012).

Bundestag (2011): *Entwurf eines Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze*, BT-Drs. 17/6073, [http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/9\\_Oeffentliche\\_Anhoerung/Gesetzentwuerfe\\_Antraege/1706073.pdf](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/9_Oeffentliche_Anhoerung/Gesetzentwuerfe_Antraege/1706073.pdf) (Zugriff am 31.01.2011).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2009): *Erdgas in Deutschland 2009 – Erste Ergebnisse*, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Erdgas\\_in\\_Deutschland/\\$file/10%2008%2025%20Erdgas%20in%20Deutschland\\_2009.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Erdgas_in_Deutschland/$file/10%2008%2025%20Erdgas%20in%20Deutschland_2009.pdf) (Zugriff am 30.11.11).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010): *Brutto-Stromerzeugung 2009 nach Energieträgern in Deutschland*, [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Brutto-Stromerzeugung\\_2007\\_nach\\_Energietraegern\\_in\\_Deutschland?open&l=DE&ccm=450040020](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Brutto-Stromerzeugung_2007_nach_Energietraegern_in_Deutschland?open&l=DE&ccm=450040020) (Zugriff am 31.01.2012).

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2011): *51 Kraftwerke bis 2019 geplant*, Anlage zur Presseinformation,  
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/28A564757298E630C125786800297145/\\$file/110404%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover\\_Kraftwerksliste.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/28A564757298E630C125786800297145/$file/110404%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover_Kraftwerksliste.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Bursi, Camilla (2009): *Energiebinnenmarkt*,  
[http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/de/FTU\\_4.13.2.pdf](http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/de/FTU_4.13.2.pdf) (Zugriff am 14.01.12).
- Cziska, Ulrich (2011): *Vattenfall - Hoffen auf den Wind*,  
<http://www.tagesschau.de/wirtschaft/vattenfallanalyse100.html> (Zugriff am 01.02.2012).
- dapd nachrichtenagentur GmbH (2010): *RWE verkauft sein Gasnetz nach Australien*,  
[http://www.gas-magazin.de/gasmarkt/rwe-verkauft-sein-gasnetz-nach-australien\\_29503.html](http://www.gas-magazin.de/gasmarkt/rwe-verkauft-sein-gasnetz-nach-australien_29503.html) (Zugriff am 01.02.2012).
- dapd nachrichtenagentur GmbH (2011): *Gestiegene Gasverkäufe EnBW reduziert Verluste*,  
<http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/0,2828,797215,00.html>  
 (Zugriff am 31.01.2012).
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010a): *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)*,  
[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfragen/KurzanalyseKraftwerksplanungDE\\_2020.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010b): *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*,  
[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfragen/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF) (Zugriff am 31.01.2012).
- E.ON AG (2010): *Geschäftsbericht 2010*,  
[http://www.eon.com/de/downloads/2010\\_E.ON\\_Geschaeftsbericht.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/2010_E.ON_Geschaeftsbericht.pdf) (Zugriff am 31.01.12).
- E.ON AG (2011): *Facts and Figures 2011*,  
[http://www.eon.com/de/downloads/Facts\\_and\\_Figures\\_2011\\_Final.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/Facts_and_Figures_2011_Final.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- E.ON AG (2012): *E.ON Energiewissen Erdöl*, [http://www.eon-kraftwerke.com/pages/ekw\\_de/Energiewissen/Energieerzeugung/Erdoel/index.htm](http://www.eon-kraftwerke.com/pages/ekw_de/Energiewissen/Energieerzeugung/Erdoel/index.htm)  
 (Zugriff am 23.01.2012).

- Eckert, Werner (2011): *EnBW - ein grün-rotes Finanzproblem*,  
<http://www.tagesschau.de/wirtschaft/enbwanalyse100.html> (Zugriff am 01.02.2012).
- Eikmeier, Bernd und Jürgen Gabriel (2005): *Quantitative Entwicklung der Erzeugungs- und Absatzstruktur in der deutschen Stromwirtschaft von 1998 bis heute*, Gutachten des Bremer Energieinstituts im Auftrag der MVV Energie AG, Mannheim.
- Eising, Rainer (2000): *Liberalisierung und Europäisierung. Die regulative Reform der Elektrizitätsversorgung in Großbritannien, der Europäischen Gemeinschaft und der Bundesrepublik Deutschland*, Leske + Budrich: Opladen.
- Energie Baden-Württemberg AG (2010): *Annual Report 2010*,  
[http://www.enbw.com/content/en/investors/\\_media/\\_pdf/annual\\_reports/ar\\_2010.pdf](http://www.enbw.com/content/en/investors/_media/_pdf/annual_reports/ar_2010.pdf)  
(Zugriff am 31.01.2012).
- Ethikkommission Sichere Energieversorgung (2011): *Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft*, Bericht im Auftrag der Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel, Berlin.
- Europäische Kommission (1992): *Proposal for a council directive concerning common rules for the internal market in electricity*, Brüssel,  
[http://aei.pitt.edu/13079/1/com\\_%2891%29\\_548\\_final.pdf](http://aei.pitt.edu/13079/1/com_%2891%29_548_final.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Europäische Kommission (2009): *Das Emissionshandelssystem der EU*, Brüssel,  
[http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets_de.pdf) (Zugriff am 13.01.2012).
- Evers, Hans-Ulrich (1974): *Das Recht der Energieversorgung*, Wilhelm Goldmann Verlag: München.
- Evers, Hans-Ulrich (1983): *Das Recht der Energieversorgung*, Nomos: Baden-Baden, 2. Auflage.
- Flauger, Jürgen (2008): *Wirrwarr im Stromnetz*,  
<http://www.wiwo.de/unternehmen/energiekonzerne-wirrwarr-im-stromnetz/5452824.html> (Zugriff am 31.01.2012).
- Gassmann, Michael (2011): *Eon zerlegt Ruhrgas*,  
<http://www.ftd.de/unternehmen/industrie/:gasgeschaeft-eon-zerlegt-ruhrgas/60091415.html?page=1> (Zugriff am 31.01.2012).
- Gröner, Helmut (1975): *Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft*, Nomos: Baden-Baden.
- Hamm, Walter (1964): *Preise als verkehrspolitisches Ordnungsinstrument*, Quelle & Meyer: Heidelberg.

- Haslinger, Sebastian (2006): *Netzmonopole in der Elektrizitätswirtschaft und Wettbewerb*, Dissertation, Kassel.
- Heisenberg, Werner (2006): *Physik und Philosophie*, Hirzel: Stuttgart, 7. Auflage.
- Hellige, Hans D. (1986): Entstehungsbedingungen und energietechnische Langzeitwirkungen des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935, in *Technikgeschichte*, Band 53, Nr. 2, S. 123-155.
- Herrmann, Joachim (2005): *Europäische Vorgaben zur Regulierung der Energienetze. Eine Analyse der „Beschleunigungsrichtlinien“ zur Vollendung des Energiebinnenmarktes*, Nomos: Baden-Baden.
- Hirschhausen, Christian von, Hannes Weigt und Georg Zeichman (2007): *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz*, Bericht für den Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Electricity Markets Working Papers WP-EM-15, Dresden.
- Homann, Jochen (2011): *Schriftliche Fragen an die Bundesregierung im Monat Juni 2011 Frage Nr. 212*.
- Kohler, Stephan (2011): *Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 47. Sitzung, 8. Juni 2011*, [http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche\\_Anhoerungen/47\\_\\_Sitzung/prot\\_17\\_47.pdf](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche_Anhoerungen/47__Sitzung/prot_17_47.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Krisp, Annika (2007): *Der deutsche Strommarkt in Europa zwischen Wettbewerb und Klimaschutz*, Dissertation, Gießen.
- Leuschner, Udo (2011a): *Am Anfang waren die Stadtwerke*, <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB133-002.htm> (Zugriff am 12.12.11).
- Leuschner, Udo (2011b): *Die Strom-Landschaft beim Inkrafttreten der Liberalisierung 1998*, <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB133-002.htm> (Zugriff am 11.11.2011).
- Leuschner, Udo (2011c): *Die Stromwirtschaft der neuen Länder wird ebenso gegliedert wie im Westen*, <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB133-002.htm> (Zugriff am 15.11.11).
- Leuschner, Udo (2011d): *Kooperationen und Fusionen verändern die Stromlandschaft*, <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB116-04.htm> (Zugriff am 12.12.11).
- Leuschner, Udo (2011e): *Konzerne legen Regionaltöchter zusammen*, <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB116-03.htm> (Zugriff am 05.01.12).

- Lübbert, Daniel (2007): *CO2-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich*, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, [http://www.bundestag.de/dokumente/analysen/2007/CO2-Bilanzen\\_verschiedener\\_Energietraeger\\_im\\_Vergleich.pdf](http://www.bundestag.de/dokumente/analysen/2007/CO2-Bilanzen_verschiedener_Energietraeger_im_Vergleich.pdf) (Zugriff am 04.01.2012).
- Mankiw, Nicholas G. (2001): *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre*, Schäffer-Poeschel: Stuttgart, 2. Auflage.
- Mas-Colell, Andreu, Michael D. Whinston und Jerry R. Green (1995): *Microeconomic Theory*, Oxford University Press: New York, Oxford.
- Matthes, Felix C. (2011): *Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie des 17. Deutschen Bundestages am 27. Juni 2011*, [http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/9\\_Oeffentliche\\_Anhoerung/Stellungnahmen/17\\_9\\_534.pdf](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/9_Oeffentliche_Anhoerung/Stellungnahmen/17_9_534.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Möllinger, Claus (2009): *Eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetze*, Peter Lang: Mannheim.
- Monopolkommission (2004): *Fünfzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission 2002/2003*, BT-Drs. 15/3610, Bundesanzeiger: Köln.
- Monopolkommission (2006): *Sechzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission 2004/2005*, BT-Drs. 16/2460, Bundesanzeiger: Köln.
- Monopolkommission (2007): *Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung*, BT-Drs. 16/7087, Bundesanzeiger: Köln.
- Monopolkommission (2008): *Siebzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission 2006/2007*, BT-Drs. 16/10140, Bundesanzeiger: Köln.
- Monopolkommission (2009): *Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld*, BT-Drs. 16/14060, Bundesanzeiger: Köln.
- Monopolkommission (2011): *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten*, [http://www.monopolkommission.de/sg\\_59/s59\\_volltext.pdf](http://www.monopolkommission.de/sg_59/s59_volltext.pdf) (Zugriff am 01.02.2012).
- Müller, Hildegard (2011): *Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 47. Sitzung, 8. Juni 2011*, [http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche\\_Anhoerungen/47\\_\\_Sitzung/prot\\_17\\_47.pdf](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche_Anhoerungen/47__Sitzung/prot_17_47.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Murphy, Nadine (2011): *RWE leidet weiter unter Atomausstieg - Erfolg bei Gasverträgen*, [http://www.finanzen.net/smartphones/news/news\\_detail.asp?pkNachrichtNr=1468114](http://www.finanzen.net/smartphones/news/news_detail.asp?pkNachrichtNr=1468114) (Zugriff am 2012.31.12).

- Öko-Institut e.V. (2011): *Energiewende*, <http://www.energiewende.de/index.php?id=5> (Zugriff am 01.02.2012).
- Research to Business Energy Consulting GmbH und Consentec GmbH (2010): *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/foerderung-direktvermarktung-und-einspeisung-von-strom,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 31.01.2012).
- Ragwitz, Mario (2011): *Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 47. Sitzung, 8. Juni 2011*, [http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche\\_Anhoerungen/47\\_\\_Sitzung/prot\\_17\\_47.pdf](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche_Anhoerungen/47__Sitzung/prot_17_47.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Reck, Hans-Joachim (2011): „Deutschland braucht einen Energieminister“, *Süddeutsche Zeitung* vom 22. Dezember, S. 19.
- Renz, Thomas (2001): *Vom Monopol zum Wettbewerb. Die Liberalisierung der deutschen Stromwirtschaft*, Leske + Budrich: Opladen.
- Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG (2011a): *RWE Facts and Figures 2011*, <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/108808/data/114404/33/rwe/investor-relations/events-praesentationen/fakten-kompakt/Facts-Figures-2011.pdf> (Zugriff am 31.01.2012).
- Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG (2011b): *RWE stärkt Kapitalbasis für künftiges Wachstum*, Pressemitteilung, <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilung/?pmid=4006641> (Zugriff am 31.01.2012).
- Saßnick, Yvonne (2011): *Ausschuss für Wirtschaft und Technologie, 48. Sitzung, 27. Juni 2011*, [http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/9\\_Oeffentliche\\_Anhoerung/Protokoll/Wortprotokoll\\_11-06-27.pdf](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/9_Oeffentliche_Anhoerung/Protokoll/Wortprotokoll_11-06-27.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Schiffer, Hans-Wilhelm (1995): *Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland*, TÜV Rheinland: Köln, 5. Auflage.
- Schumpeter, Joseph A (1950): *Capitalism, Socialism and Democracy*, Harper: New York, 3. Auflage.
- Soltwedel, Rüdiger, Axel Busch, Alexander Groß und Claus-Friedrich Laaser (1987): *Zur staatlichen Marktregulierung in der Bundesrepublik*, Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

- Sparwasser, Reinhard, Rüdiger Engel und Andreas Voßkuhle (2003): *Umweltrecht. Grundzüge des öffentlichen Umweltschutzrechts*, C.F. Müller: Heidelberg.
- Ströbele, Wolfgang, Wolfgang Pfaffenberger und Michael Heutekers (2010): *Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik*, Oldenbourg: München, 2. Auflage.
- Varian, Hal R. (2007): *Grundzüge der Mikroökonomik*, Oldenbourg: München, 7. Auflage.
- Vattenfall (2010): *Annual Report 2010*,  
[http://www.vattenfall.com/en/file/2010\\_Annual\\_Report.pdf\\_17546144.pdf](http://www.vattenfall.com/en/file/2010_Annual_Report.pdf_17546144.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Zeitung für kommunale Wirtschaft (2011): *Gas-Spotmarkt Dezember 2010 - Dezember 2011*, [http://www.zfk.de/zfkGips/ZFK/zfk.de/Energie-Preise/Energie-Preise/ZfK\\_01\\_12\\_GasSpot.pdf](http://www.zfk.de/zfkGips/ZFK/zfk.de/Energie-Preise/Energie-Preise/ZfK_01_12_GasSpot.pdf) (Zugriff am 31.01.2012).
- Ziegler, Eberhard (2009): *Atomgesetz mit Verordnungen*, Nomos: Baden-Baden, 28. Auflage.

## Rechtsquellenverzeichnis

- Atomgesetz (2011): <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/atg/gesamt.pdf>  
(Zugriff am 01. 02. 2012).
- Energiewirtschaftsgesetz (1935): Reichsgesetzblatt: Berlin, S. 1451-1455.
- Energiewirtschaftsgesetz (1998): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 730-736.
- Energiewirtschaftsgesetz (2005): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 1970-2018.
- Energiewirtschaftsgesetz (2011): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 1554-1592.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (2000): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 305-308.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (2004): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 1918-1930.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (2008): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 2074-2098.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (2011): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 1634-1666.
- Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (1957): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 1081-1102.
- Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (2005): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 2115-2147.
- Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens "Energie- und Klimafonds" (2010):  
Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 1807-1813.
- Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens "Energie- und Klimafonds" (2011):  
Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 1702-1703.
- Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (2008): Bundesgesetzblatt: Bonn,  
S. 2101-2108.
- Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (2011): Bundesgesetzblatt: Bonn,  
S. 1593-1594.
- Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (2011): Bundesgesetzblatt: Bonn,  
S. 1690-1701.
- Richtlinie 92/96/EG (1992): Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft: Brüssel, L 27/20.
- Richtlinie 2003/54/EG (2003): Amtsblatt der Europäischen Union: Brüssel, L 176/37.
- Richtlinie 2009/72/EG (2009): Amtsblatt der Europäischen Union: Brüssel, L 211/55.
- Stromeinspeisungsgesetz (1990): Bundesgesetzblatt: Bonn, S. 2633-2634.