

Horizonte 21

Umwelt · Energie · Sicherheit | Band 4

Kai Kleinwächter

Die Anreizregulierung in der
Elektrizitätswirtschaft Deutschlands

ffu Welt  Trends



Kai Kleinwächter
Die Anreizregulierung in der
Elektrizitätswirtschaft Deutschlands

Kai Kleinwächter

Die Anreizregulierung in der Elektrizitätswirtschaft Deutschlands

Positionen der staatlichen sowie privaten Akteure

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Universitätsverlag Potsdam 2012

<http://info.ub.uni-potsdam.de/verlag.htm>

Universitätsverlag Potsdam, Am Neuen Palais 10, 14469 Potsdam

Tel. +49 (0)331 977 2533, Fax -2292

E-Mail: verlag@uni-potsdam.de

Die Schriftenreihe **Horizonte 21**

wird herausgegeben von PD Dr. Lutz Mez, Forschungsstelle für Umweltpolitik (ffu) an der Freien Universität Berlin, und Prof. Dr. Lutz Kleinwächter, bbw Hochschule der Wirtschaft Berlin, im Auftrag von WeltTrends e.V.

Kai Kleinwächter: Die Anreizregulierung in der Elektrizitätswirtschaft Deutschlands.
Positionen der staatlichen sowie privaten Akteure

Produktionsleiter: Kai Kleinwächter

Lektorat und Satz: pertext – Enrico Wagner

Druck: docupoint GmbH Magdeburg

Das Manuskript ist urheberrechtlich geschützt.

Alle Nutzungsrechte liegen bei WeltTrends e.V.

ISSN (print) 1868-6222

ISSN (online) 1868-6230

ISBN 978-3-86956-121-9

Ab Januar 2013 parallel online veröffentlicht auf dem Publikationsserver
der Universität Potsdam

URL <http://pub.ub.uni-potsdam.de/volltexte/2012/4795/>

URN urn:nbn:de:kobv:517-opus-47957

<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:kobv:517-opus-47957>

*Meiner Mutti
für die liebevolle Unterstützung*

Publizieren Sie Ihre Forschungsergebnisse!

Horizonte 21 – Energie, Umwelt, Sicherheit

Sie suchen eine Möglichkeit für eine solide Veröffentlichung Ihrer akademischen Arbeitsergebnisse in den Bereichen Energie, Umwelt und Sicherheit. Weder ein billiges Internet-Portal noch ein teurer Verlag sollen es sein. Ein bezahlbares Buch zum Anfassen, für Ihre nächste Vorlesung, für die nächste Konferenz oder Ihr wissenschaftliches Renommee – das möchten Sie? Immerhin sind es substantielle Ergebnisse, die Ihre wissenschaftliche und berufliche Laufbahn begründen. Die Arbeit, die darin steckt, sollte eine ordentliche, vorzeigbare Publikation wert sein!

Wir bieten Ihnen gemeinsam mit dem Universitätsverlag Potsdam diese Möglichkeit. Seit über 15 Jahren publiziert **WeltTrends** akademische Texte in verschiedenen Reihen. Herausgeber sind erfahrene Hochschullehrer, Prof. Dr. Lutz Kleinwächter und PD Dr. Lutz Mez. Wenn Sie sich eine der bisherigen Arbeiten anschauen wollen, dann besuchen Sie die Internet-Seite www.welttrends.de oder die Website des Universitätsverlages Potsdam.

Schnell, preiswert und akademisch vollwertig!

Unser Angebot: WeltTrends übernimmt Lektorat, Satz und Werbung. Der Universitätsverlag Potsdam realisiert die Buchpublikation sowie die Online-Veröffentlichung auf dem zertifizierten Publikationsserver der Universität Potsdam und den Nachweis in den relevanten bibliographischen Datenbanken und Bibliothekskatalogen. Sie erhalten 10 Autorenexemplare, weitere Exemplare gibt es zum Sonderpreis.

Ihre Kosten: Sie liegen deutlich unter den üblichen Verlagsangeboten. Ein Beispiel: Bei einem Umfang von 100 Seiten und einer Auflage von 50 Exemplaren kostet dies 500 Euro. Übrigens: Einen Teil der Kosten können Sie sich bei VG Wort zurückholen.

Ihr Ansprechpartner: Wenn Sie Interesse haben, dann 0331 - 977 4540 anrufen, schreiben Sie der redaktion@welttrends.de oder wenden Sie sich direkt an Prof. Dr. L. Kleinwächter und besprechen mit ihm die konkreten Konditionen und das weitere Verfahren.

Wir beraten und betreuen Sie bei Ihren akademischen Publikationen – WeltTrends, der kompetente Dienstleister für Wissenschaftler und Dozenten.

WeltTrends • c/o • Prof. Dr. Lutz Kleinwächter Tel. +49/(0)331/977-4540
E-Mail: L.Kleinwaechter@welttrends.de

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	9
Vorwort	11
Einleitung	15
1 Historie des deutschen Elektrizitätsmarktes	17
1.1 Entstehung des Strommarktes (1885 – 1913)	17
1.2 Traditionelle Regulierung (1914 – 1985)	18
1.3 Übergang zu einer Regulierung des Wettbewerbs (1986 – 1998)	24
1.4 Etablierung einer zentralen Netzentgeltregulierung (1996 – 2005)	27
1.5 Von der Kosten- zur Anreizregulierung (2005 – 2009)	31
1.6 Zusammenfassung	34
2 Nationale und internationale Regulierung	35
2.1 Theoretische Aspekte der staatlichen Steuerung	35
2.2 Wettbewerbskonforme Regulierungsinstrumente in Deutschland	39
2.2.1 Politische Erwartungen an die neuen Steuerungsinstrumente	39
2.2.2 Kostenregulierung im Vergleich zur Anreizregulierung	41
2.2.3 Aufbau und Instrumente der Anreizregulierung	44
2.2.4 Alternative Regulierungsansätze	51
2.3 Internationale Erfahrungen (Fallbeispiele)	53
2.3.1 England und Wales	53
2.3.2 Norwegen	54
2.3.3 Australien	56
2.3.4 Niederlande	58
2.3.5 Österreich	59
2.4 Zusammenfassung	61

3 Akteure der Regulierung	63
3.1 Staatliche Akteure	63
3.1.1 Bundesregierung	63
3.1.2 Bundesnetzagentur	64
3.1.3 Bundesländer	68
3.2 Private Akteure	70
3.2.1 Übertragungsnetzbetreiber	70
3.2.2 Verteilnetzbetreiber	72
3.2.3 Stadtwerke	73
3.2.4 Vor- und nachgelagerte Produktionsstufen	75
3.3 Konfliktlinien und Koalitionen	76
3.4 Zusammenfassung	80
4 Szenarien und Regulierung	83
4.1 Konzeption der Bundesnetzagentur	83
4.2 Regulierungsvorschlag der Energieunternehmen	86
4.3 Vorstellungen des Bundeswirtschaftsministeriums	88
4.4 Offene Fragen	90
4.5 Zusammenfassung	93
5 Schlussfolgerungen	95
Anhang	99
Literatur und Quellenverzeichnis	103

Kai Kleinwächter M.A., geb. 1980, Studium Politikwissenschaft, Volkswirtschaft, Neuere Geschichte und internationale Wirtschaftsbeziehungen an den Universitäten in Potsdam, Hagen und Vaasa/ Finnland. War Diplomand bei der RWE AG und arbeitete parallel zum Studium als Büro- und Projektleiter der außenpolitischen Zeitschrift „WeltTrends“. Spezialisierung auf die Themenbereiche Energiewirtschaft, Europäische Union, Wirtschafts- und Umweltpolitik. Arbeitet zurzeit in einem Unternehmen der Energiewirtschaft.

Kleinwaechter.Kai@web.de



Abkürzungsverzeichnis

8KU	Interessengemeinschaft von acht Energieunternehmen
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BEWAG	Berliner Städtische Elektrizitätswerke Akt.-Gesellschaft
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundeswirtschaftsministerium
BNetzA	Bundesnetzagentur
CEDEC	Centre Européen des Distributeurs d'Energie Public Communaux (Vereinigung der kommunalen Energieversorger)
DEA	Datenumhüllungs-Analyse (Data-Envelopment Analysis)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GEODE	European Group of Energy Distribution Companies and Organisations
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung
ind. PF	individuelle Produktivitätsvorgaben
NEV	Netzentgeltverordnung
NTPA	Negotiated Third Person Access (verhandelter Netzzugang)
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Directorate
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
PE	Preußen-Elektra
RWE	Rheinisch-Westfälische Energiewerke
TPA	Third Person Access (regulierter Netzzugang)
SFA	Grenzwahrscheinlichkeits-Analyse (Stochastic-Frontier-Analysis)
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VRE	Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger e.V.
VVI/VVII	Erste Verbändeverordnung / Zweite Verbändeverordnung

Vorwort

Seit der Erarbeitung dieser Studie hat sich die Problematik der Energieregulierung weiterentwickelt. Folgende Aspekte sind dabei von herausragender Bedeutung und bedürfen einer umfassenden wissenschaftlichen Analyse.

1. *Die Europäisierung der großen Energiekonzerne* trat in eine neue Phase ein. Die Konzerne RWE, EON, Vattenfall und EDF sind in allen Staaten der EU mit substanziellen Investitionen vertreten. Die Bindungen an den nationalen Standort werden schwächer. Gleichzeitig zeigt der Druck der Europäischen Union zur Entflechtung der Produktionsstufen Wirkung. Sowohl Vattenfall als auch EON haben ihre Netze bereits verkauft. RWE und EnBW werden dieser Entwicklung folgen. Die Stromnetze werden durch lokale und regionale Netzbetreiber übernommen. Damit formiert sich der Energiesektor Europas und Deutschlands neu. Die großen Erzeugungskapazitäten einschließlich der neuen alternativen Kraftwerke befinden sich in den Händen weniger europäischer Großkonzerne. Diese besitzen an den Energienetzen meist nur noch die großen Übertragungstrassen auf Hoch- und Höchstspannungsebene bzw. im Gasbereich die großen Import-Pipelines. Regionale Betreiber kontrollieren die unteren Übertragungsebenen und sind oft gleichzeitig im Endkundengeschäft tätig. Dort konkurrieren sie ausschließlich mit in diesem Bereich tätigen Unternehmen, die teilweise im Besitz der großen Energiekonzerne sind. Der Anteil an Produktionskapazitäten der regionalen Netzbetreiber sowie der Endkundenunternehmen ohne Großkonzerne liegt in keinem EU-Mitglied über 20% der Gesamtkapazität.

2. *Gesellschaftliche Umbewertung der Stadtwerke*: Wesentliche Ursache ist neben den enttäuschten finanziellen Hoffnungen die mit der Privatisierung der eigenen Stadtwerke verbunden waren und den steigenden Energiepreisen, die nach wie vor hohen Auseinandersetzungen um den zukünftigen Energiemix Deutschlands. Bundesländer als auch Kommunen machten die Erfahrung, dass nach dem Verkauf von Stadtwerken bzw. Unternehmensbeteiligungen nur noch sehr begrenzte Mitsprachemöglichkeiten bestehen. Entsprechend findet, verstärkt durch den Rückzug der Großkonzerne aus der lokalen Ebene, eine Rekommunalisierung statt. Die Ziele der Kommunen und Bundesländer gehen dabei über die Förderung alternativer Energien, der Unterstützung lokaler Wirtschaftszweige, den Maximierung kommunaler Einnahmen bis hin

zu Ermöglichung einer größeren lokalen Mitbestimmung. So vielfältig wie die Ziele sind auch die gewählten Strategien. Sie reichen über den Versuch der autonomen Versorgung aus regionalen Energieträgern, der lockeren Kooperation mit anderen Stadtwerken bis hin zu Bildung deutschlandweit agierender Konzernstrukturen. Es bleibt spannend, welche der gewählten Ansätze letztlich erfolgreich sein werden.

3. *Regulierung der Energienetze*: Beide Entwicklungen – die Neuformierung der europäischen Großkonzerne sowie die Renaissance der Stadtwerke – stellen eine enorme Herausforderung für die zukünftige Regulierung der Energienetze dar. Einerseits bedeutet Rekommunalisierung eine Stärkung der nationalen Regulierung. Andererseits bedeutet sie den Aufbau Transkontinentaler Gleichspannungsnetze um die Reserven Norwegens, der Nordsee und der Arktis sowie die Erschließung der Kapazitäten des Mittelmeeres und Nordafrikas (*Desertec*), eine Stärkung der europäischen Regulierung. Ohne Institutionen der Europäischen Union ist eine solche Infrastruktur weder aufzubauen noch zu betreiben oder politisch zu kontrollieren. Eine Balance zwischen nationalen Bedürfnissen und europäischen Notwendigkeiten, zwischen den Interessen der Großkonzerne, denen der Stadtwerke und lokalen Energieversorger zu finden, stellt die zentrale Herausforderung eines zukünftigen Regulierungsrahmens dar.

4. *Die Ausgestaltung der Anreizregulierung in Deutschland* als zentrales staatliches Steuerungsinstrument der Energienetze war Gegenstand komplizierter, langwieriger Verhandlungen und wurde erst Ende des Jahres 2009 fertiggestellt. Letztlich gelang eine Einigung nur durch weitgehende und wesentliche Kompromisse zwischen den beteiligten Akteursgruppen. Eine umfassende Qualitätsregulierung kam jedoch nicht zu Stande und musste auf die zweite Periode der Anreizregulierung 2013 bis 2017 verschoben werden. Es zeichnet sich ab, dass es auch dann erhebliche Ausnahmen für kleine und mittlere Stadtwerke geben wird. Einigen konnten sich die Akteursgruppen auf eine Anhebung der maximalen Verzinsung des Anlagekapitals von 7 % auf 9 %. Das bedeutet insgesamt eine Stärkung der Positionen der Stadtwerke. Denn damit ist nicht nur ein Überleben der kleinen Stadtwerke auf absehbare Zeit garantiert, selbst ein Sinken der Netzentgelte trat bei den großen Netzbetreibern nicht ein. Verstärkt wurde letztere Entwicklung durch die Möglichkeit einer Anhebung der Umsatzhöhe bei strukturellen Investitionen in die Stromnetze. Damit soll das politische Ziel einer raschen Integration der alternativen Energieanlagen (z. B. Offshore-Windanlagen) in die bestehende Netzinfrastruktur gewährleistet werden.

Der Energiesektor ist in seinem Zusammenspiel von Wirtschaft und Technologie, Ökologie und Politik dynamischen Veränderungen unterworfen. Notwendig sind seriöse wissenschaftliche Arbeiten und eine ausgewogene Herangehensweise, um den künftigen, unsere Existenz betreffenden Herausforderungen in Deutschland und Europa zu begegnen.

Potsdam, im August 2011

Kai Kleinwächter

Einleitung

Der Elektrizitätsmarkt in Deutschland ist in den letzten zwei Jahrzehnten dynamischen Veränderungen unterworfen. Die politischen Auseinandersetzungen konzentrieren sich auf die Ziele der Regulierung und die Instrumente, die zur Anwendung kommen sollen. Dabei geht es hauptsächlich um Macht, Profit und auch Ideologie. Technischer Fortschritt und neue Gesetze werden aktiv von Menschen bzw. politischen Gruppen geschaffen, um konkrete Ziele zu erreichen. Die Analyse der ökonomischen und politischen Interessen ist damit der Schlüssel zum Verständnis des „Regulierungssystems Energiemarkt“.

Kern der Liberalisierung im Energiesektor war die Überführung der integrierten monopolistischen Produktion in miteinander verkoppelte Märkte auf jeder Produktionsstufe. Für jeden dieser Märkte mussten Ordnungsrahmen und staatliche Steuerungsinstrumente geschaffen werden. International hat sich als wesentliches Instrument im Netzbereich eine Kontrolle bzw. Festlegung der Netzentgelte durch eine sektoral spezialisierte Behörde durchgesetzt. Unter „Netzentgelten“ wird ein Finanzbetrag verstanden, der „für die Nutzung von Netzen der Netzbetreiber bezahlt werden muss. [...] Teil der Netzentgelte sind auch Systemdienstleistungen, wie Abrechnungen des Netzbetreibers mit dem Lieferanten, Regel- und Ausgleichsleistungen“.¹

Da bisher in Deutschland verwendete Instrumente zur Kontrolle der Entgelte keine befriedigenden Lösungen darstellten, bereitet die Bundesregierung – internationalen Entwicklungen folgend – die Einführung einer Anreizregulierung ab dem Jahr 2009 vor. Diese neuerliche Veränderung des Ordnungsrahmens betrifft auch den Netzbetreiber RWE AG. Sie förderte darum diese Arbeit, um auf die zukünftigen Entwicklungen vorbereitet zu sein.

Ziel der Studie ist es, mögliche Ausgestaltungen und Folgen der Anreizregulierung abzuschätzen. Der erste Teil (Kapitel 1 und 2) zeigt den geschichtlichen und theoretischen Hintergrund der Einführung des neuen Steuerungsinstrumentes. Im zweiten Teil (Kapitel 3 und 4) werden, aufbauend auf einer Analyse der relevanten Akteure, Positionen mit unterschiedlichen politischen Zielvorstellungen, qualitativen Standards und Regulierungsvorgaben erarbeitet.

Im *ersten Kapitel* sind die Entwicklungen der Energiemarktregulierung und die verwendeten Steuerungsinstrumente chronologisch vom 19. Jahrhundert bis in die Gegenwart dargestellt. Besonders wird

1 Vgl. Internetquelle 7.

auf den Verlauf und die Auswirkungen der Kostenregulierung eingegangen. Kern des *zweiten Kapitels* ist die Darstellung der politischen Theorie der staatlichen Steuerung sowie der Anreizregulierung aus volkswirtschaftlicher Perspektive. Dabei wird die Anreizregulierung von alternativen Steuerungsinstrumenten, insbesondere der Kostenregulierung abgegrenzt. Abschließend erfolgt anhand von Fallbeispielen eine Skizzierung ausländischer Regulierungssysteme. Die relevanten staatlichen und privaten Akteure werden im *dritten Kapitel* dargestellt, und ihre Positionen durch ihre Interessen begründet. Darauf aufbauend werden aktuelle Konfliktlinien und mögliche Interessenkoalitionen aufgezeigt. Anhand von drei Grundsatzdokumenten der wichtigsten Akteursgruppen werden im *vierten Kapitel* die Entwicklung der Anreizregulierung seit Sommer 2006 sowie der aktuelle Stand des Gesetzgebungsverfahrens nachgezeichnet. Eine Darstellung möglicher zukünftiger Konflikte schließt das Kapitel ab. Die *Schlussfolgerungen* stellen in thesenartiger Form die wichtigsten Erkenntnisse der Studie dar.

Durch die Komplexität der Probleme und der Vielzahl relevanter Akteure ist eine *Eingrenzung* notwendig. Bedingt durch den nationalen Fokus finden primär Akteure auf Bundes- und Landesebene Berücksichtigung. Dabei erfasst die Arbeit, neben der Bundesregierung mit der ihr unterstellten BNetzA, die geladenen Lobbyvereinigungen, inklusive der kommunalen Verbände sowie die Positionen der Länder. Obwohl die Anreizregulierung für das Strom- und das Gasnetz eingeführt wird, konzentriert sich die Analyse auf den Strommarkt.

1 Historie des deutschen Elektrizitätsmarktes

1.1 Entstehung des Strommarktes (1885–1913)

Erst in den 70er Jahren des 19. Jahrhunderts ermöglichte die Übertragungstechnik die Schaffung zentraler Elektrizitätswerke. Davor „benötigte jedes [elektrische Gerät] noch eine eigene Kraftstation“.² Das erste deutsche Elektrizitätswerk wurde 1885 in Berlin von der Deutschen-Edison-Gesellschaft errichtet. Wesentlich zur Verbreitung trugen Straßenbeleuchtung sowie die elektrische Straßenbahn bei. Da die Industrie erst ab Beginn des 20. Jahrhunderts Elektromotoren verwendete, setzte sich erst mit dem Ersten Weltkrieg eine zentrale Stromerzeugung durch.³

Es gab in dieser Phase keine staatliche Regulierung der Stromwirtschaft. Aufgrund der Lokalität und der geringen industriellen Bedeutung existierte weder eine Gesetzgebung auf Reichs- noch auf Länderebene. Der Betrieb von Energieunternehmen durch die Kommunen kann dabei nicht als staatliche Regulierung betrachtet werden. Einerseits waren solche Modelle auch bei privaten Betrieben üblich, andererseits handelten die Kommunen ohne explizite rechtliche Grundlagen.

In dieser Phase bilden sich vier grundlegende Aspekte heraus, die für die weitere Entwicklung prägend waren.

Erstens gelang der Durchbruch zur *Massenanwendung*. So gab es im Deutschen Reich 1911 bereits 2.320 Elektrizitätswerke mit einer Erzeugungskapazität von ca. 2.200 MW.⁴ Die größeren Städte des Reiches errichteten Stadtwerke zur Versorgung der Bevölkerung mit Elektrizität, Wasser und Gas. Allerdings gingen die Energienetze nur selten über die Städte hinaus und waren kaum miteinander verknüpft – ein wesentlicher Grund für das Fehlen einer einheitlichen politischen Positionierung der Kommunen.

Zweitens bildete sich die bis heute andauernde ökonomische *Verzahnung von privatem und staatlichem Eigentum* heraus. Zwei alternative Strategien konkurrierten miteinander. Viele Kommunen gründeten Energieunternehmen unter eigener Kontrolle, die nur das kommunale Gebiet belieferten. Andere entschieden sich zusammen mit weiteren staatlichen Einheiten und / oder privaten Beteiligungen für den Aufbau darüber hinausgehender Strukturen. Stellvertretend für letzteres steht

2 Vgl. König (Hrsg.) 1997(a), S. 329.

3 Zum Verlauf der Elektrifizierung, vgl. König (Hrsg.) 1997(a), S. 329 ff.

4 Vgl. Internetquelle 2.

die Entwicklung des Rheinisch-Westfälischen Energiewerks (RWE). Ursprünglich als privates Unternehmen zur Lichtstromversorgung gegründet (1899), erfolgte bald der eigene Abbau von Steinkohle. Industrieunternehmen kauften sich ein (Stinnes, 1902). Um die Expansion sicherzustellen wurden ab 1905 Kommunen am Konzern beteiligt, wobei die industrielle Führung erhalten blieb. RWE steht damit exemplarisch für die ökonomische Verzahnung von Kommunen, Strom- und Industriebetrieben in der Energiewirtschaft.⁵

Drittens setzen sich „Konzessionsverträge“ durch. Zur Verlegung und Betrieb von Stromleitungen müssen Energieunternehmen an die örtliche Kommune laufende Konzessionsgebühren entrichten. Die Gestaltung der Gebühren und die monetären Einnahmen sind bis heute wesentlich für die kommunale Aufgabenbewältigung bzw. stellen die Grundlage des kommunalen Einflusses in der Energiewirtschaft dar. Die Durchsetzung „ist dabei wohl nur aus der Tradition heraus zu erklären“.⁶ Denn bei der Verlegung von Telefonkabeln lehnte bereits 1899 der Reichgerichtshof die Erhebung von Wegegebühren ab.

Viertens etablierte sich der Einfluss der (*Energie-*)*Verbände*. Sie bildeten die ersten gesamtdeutschen Strukturen und setzten die ersten allgemeingültigen technischen Standards durch. Beispiele sind die Gründung der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) 1892 sowie die ersten Sicherheitsbestimmungen des Verbandes deutscher Elektrotechniker für den Betrieb elektrischer Anlagen im Jahre 1896.⁷

Durch den geringen Umfang der Netzinfrastruktur sowie dem dominierenden Eigenbetrieb kam der Bestimmung von Netzentgelten keine Bedeutung zu.

1.2 Traditionelle Regulierung (1914–1985)

Erst mit dem *Ersten Weltkrieg* begann eine Regulierung des deutschen Strommarktes. Hintergrund ist der Strombedarf der Rüstungsindustrie (insb. zur Aluminiumherstellung) sowie der chemischen Industrie (Ammoniaksynthese). Großkraftwerke sollten die Versorgung sicherstellen. Beispielhaft dafür steht die „Errichtung des Großkraftwerks Zschornowitz von der Elektrowerke AG, das die [...] Reichsstickstoffwerke

5 Zur Geschichte von RWE, vgl. Internetquelle 1.

6 Zitat und nachfolgende Aussage, vgl. Pfaffenberg (Hrsg.) 1999, S. 20f.

7 Vgl. Internetquelle 2.

Piesteritz versorgt“.⁸ Aber erst am 21. Juni 1917 wurde die Reichsregierung ermächtigt, Richtlinien für den Strommarkt festzulegen. Bis auf einzelne Maßnahmen, wie der Erwerbung der obigen Elektrowerke AG konnte die Regierung die neuen Befugnisse aufgrund der bevorstehenden Kriegsniederlage aber nicht mehr ausgestalten.⁹

In der *Weimarer Republik* erzwangen steigender Strombedarf und die damit verbundene Notwendigkeit leistungsstarker Verbundnetze, die Schaffung eines einheitlichen Ordnungsrahmens. Eine gesamtdeutsche Lösung setzte sich allerdings nicht durch. Das „Sozialisierungsgesetz“ von 1919 zur Schaffung eines Verbundnetzes unter Kontrolle des Reiches scheiterte am Widerstand der Stromkonzerne und der Industrie. Entsprechend beginnt eine politisch betriebene Eigentumskonzentration auf Länderebene. Große Länder wie Preußen (1927) und Bayern (1921) sowie wohlhabende Städte wie Hamburg bauten staatseigene Monopolstrukturen auf. In Gebieten mit großer Schwerindustrie überließ man hingegen privaten Unternehmen das Feld. Die Finanzkraft der Kohle- und Stahlindustrie konnte hier eine schnellere Flächendeckung gewährleisten. In beiden Fällen standen die Kommunen vor der Wahl, ihre Stadtwerke für Anteile an den neuen Großunternehmen aufzugeben oder sich auf den lokalen Netzbetrieb zu beschränken. Ende der 1920er Jahre dominierten zehn Versorger mit staatlichen Beteiligungen den Energiesektor.¹⁰

Wesentliche Triebkraft dieser Eigentumskonzentration war die immer stärker hervortretende ökonomische *Tendenz zur Monopolbildung*. Da der parallele Betrieb von konkurrierenden Stromnetzen aber, wie in anderen Netzsektoren (Eisenbahn, Telekommunikation), aufgrund des hohen Investitionsbedarfs unwirtschaftlich ist, können die Besitzer der Leitungen durch die Verweigerung der Durchleitung jedes unerwünschte Angebot vom Markt drängen. Die erwirtschafteten Monopolgewinne finanzieren dann die Expansion in das nächste Versorgungsgebiet. Diese Vorgehensweise war und ist inhärenter Bestandteil der Strategie von Energieunternehmen. In einer Marktwirtschaft müssen „renditegetriebene Unternehmen ihre Gewinne maximieren. Manager, die das nicht umsetzen, müssen entlassen werden“.¹¹ Entsprechend entstand Anfang des 20. Jahrhunderts der heute dominierende Typ des voll integrierten Stromkonzerns, der über Stromproduktion, Netzbetrieb bis hin zur Endkundenabrechnung alle Produktionsschritte wahrnimmt.

8 Vgl. Internetquelle 3.

9 Kurz zur politischen Geschichte der Strommarktregulierung, vgl. Brückmann 2004, S. 54 ff.

10 Vgl. Graichen 2002, S. 210.

11 Zitat: Vortrag von Prof. Leprich auf den Berliner Energietagen am 3. Mai 2006.

Um einen Verdrängungskampf zu vermeiden, grenzten die Stromanbieter ihre Versorgungsgebiete durch Demarkationsverträge voneinander ab. Mit dem „Elektrofrieden“ von 1927 zwischen Preussen-Elektra und RWE setzte sich diese Praxis endgültig durch.¹² Die Verträge orientieren sich an gewachsenen Strukturen und waren nicht juristisch legitimiert. Da aber die Energiewirtschaft von der Kartellgesetzgebung ausgenommen war und staatliche Strukturen diese Entwicklung förderten, erhielten sie „quasi gesetzlichen“ Charakter. Damit war der Wettbewerb ausgeschaltet und Deutschland in zahlreiche vernetzte Monopolgebiete aufgeteilt.

Das *Dritte Reich* sicherte diese Wirtschaftsstruktur 1935 mit dem „Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft“ (EnWG) ab. Dabei setzten sich die Befürworter zentralisierter Energiestrukturen mit Blick auf die besseren Eingriffsmöglichkeiten des Staates sowie die aussichtsreichere Kriegsfähigkeit durch.¹³ Entsprechend ging der Ausbau des 1930 geschaffenen deutschen Verbundnetzes mit einer Zurückdrängung des kommunalen Einflusses einher. Die Möglichkeiten weit reichender staatlicher Eingriffe wurden jedoch nicht genutzt. „Nicht dem Reich, sondern den Trägern der Wirtschaft selbst sollte es obliegen“¹⁴, die notwendigen Strukturen aufzubauen. Die Koordinierung erfolgte über Wirtschaftsverbände als Bindeglied zwischen industriellen Verbrauchern, Energieunternehmen und Staat. Damit entstand der bis 1998 gültige Ordnungsrahmen – das „Eiserne Pentagramm der Strommarktregulierung“.¹⁵

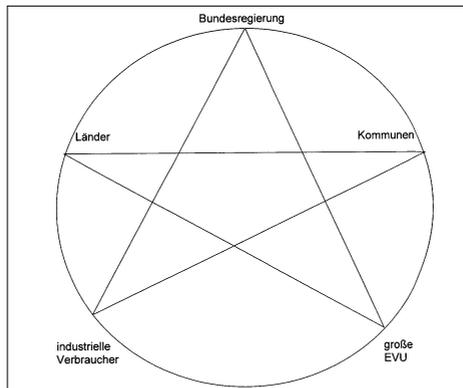


Abb. 1: Eisernes Pentagramm der Strommarktregulierung

12 Zum „Elektrofrieden“, vgl. Pfaffenberg 1999, S. 18 und 22f.

13 Vgl. Eising 2000, S. 71 ff.

14 Vgl. König (Hrsg.) 1997(b), S. 87.

15 Vgl. Kleinwächter 2007.

Die von den Alliierten und den Ländern bei der *Gründung der Bundesrepublik Deutschland* betriebene Schwächung der Zentralgewalt, führte auch im Energiesektor zu einer föderalen Zersplitterung der Zuständigkeiten und Eingriffskompetenzen. Die drei zentralen sektoralen Instrumente der politischen Steuerung blieben im Kern aber unangetastet.

Erstens: Steuerung durch Eigentum. Es dominierte eine strukturelle Eigentumsverflechtung zwischen Staat und Energiewirtschaft. So besaßen Bundesregierung und -länder vier der sieben größten Energieunternehmen. Weiterhin hielten die Kommunen rund 30 % des Wertes der Elektrizitätswirtschaft durch Beteiligungen oder in Form eigener Stadtwerke. Verflechtungen mit anderen gemischt-wirtschaftlichen Unternehmen wie den Landesbanken verstärkten den politischen Einfluss zusätzlich.

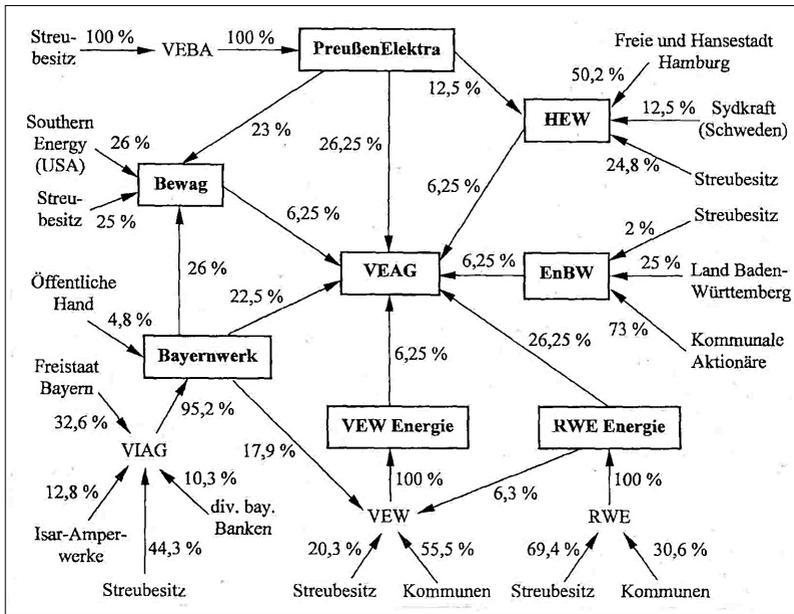


Abb. 2: Übersicht der Besitzverhältnisse auf Ebene der EVU Mitte der 1990er Jahre.¹⁶

Zweitens: Hierarchische Steuerung. Großinvestitionen sowie Endkundenpreise unterlagen einer Genehmigungspflicht auf Länderebene. Neben der Einhaltung technischer Standards sowie einer optimalen Versorgung konnten die Länder mit der Investitionsaufsicht die

Etablierung unerwünschter Anbieter verhindern. Gleichzeitig sicherte ihnen die Strompreisaufsicht weitgehende Einsichten und Eingriffsmöglichkeiten in die Einnahmen der Stromwirtschaft. Aus der Kombination beider Instrumente resultierte somit eine umfassende informelle Mitsprache bei (Groß-)Investitionen und Fragen der Gewinnverwendung.

Kontrahierungszwang: Die Stromversorgung muss immer realisiert werden. Eine flächendeckende Versorgung aller sozialen Schichten und peripherer Gebiete ist damit sichergestellt.

Wettbewerbsrecht: Die Stromwirtschaft ist vom Kartell- und Preisbindungsverbot sowie vom Verbot der Ausschließlichkeitsbindung befreit. Demarkations- und Konzessionsverträge sind rechtlich unangreifbar (§ 103 und § 103a GWB).

Investitionsaufsicht: Es sind gesonderte Genehmigungen zum Stromvertrieb sowie dem Bau von Kraftwerken notwendig. Die Bundesländer können beides bei Gefährdung von Versorgung und Preis untersagen (§ 5 bzw. § 4 EnWG).

Strompreisaufsicht: Landesbehörden genehmigen die Endverbraucherpreise für private Haushalte, kleine Unternehmen sowie landwirtschaftliche Betriebe. Sondertarifkunden (Großkunden) können individuelle Verträge aushandeln, unterliegen aber der Kontrolle durch die Kartellämter (§ 6 EnWG).

Die wichtigsten gesetzlichen Regelungen der BRD für den Strommarkt.¹⁷

Drittens: Personelle Steuerung. Die deutsche Energiewirtschaft war und ist gekennzeichnet durch eine umfassende personelle Verflechtung der Akteure. Wesentliches Bindeglied sind die Parteien, die einerseits die föderalen Ebenen durch ihre Hierarchien sowie dem Parteienwettbewerb miteinander verbinden. Andererseits bilden sie eine wesentliche Schnittstelle zwischen Unternehmen und staatlichen Strukturen. So versorgt allein der RWE-Konzern „circa 2.000 Politiker und Verwaltungsbeamte über Aufsichts- und Beiratsmandate“.¹⁸ Diese

¹⁷ Für eine prägnante Darstellung des gesetzlichen Rahmens, vgl. Bier 2002, Kap.: 2.2.1.

¹⁸ Vgl. Lidtke 2000, S. 373. Die Zahl bezieht sich auf das Jahr 2000 für den gesamten Konzern inkl. Tochterfirmen.

ermöglichen Kontakte in Behörden sowie politische Organisationen, stellen die Kontrolle staatlichen Eigentums sicher und koordinieren betriebliche Entscheidungen mit politischen Wünschen. Spiegelbildlich dazu sitzen Manager der Energieunternehmen in mehreren Aufsichtsräten, haben Posten in Verbänden und staatlichen Behörden inne oder sind Abgeordnete bzw. Ratsmitglieder in Städten, Gemeinden und Kreisen.¹⁹

Das Zusammenspiel aller drei Instrumente stellt eine umfassende staatliche Steuerungsfähigkeit sicher. Um ihre Selbständigkeit zu bewahren, suchen die sektoralen Akteure selbst nach tragfähigen Kompromissen zwischen den staatlichen Zielen und ihren eigenen Interessen. Interessanterweise finden dadurch die direkten Machtmittel des Staates kaum Anwendung. Sie erfüllen ihre Funktion als Drohpotential durch ihre reine Existenz. Entsprechend konnte sich im Energiesektor eine umfassende verbandliche Selbststeuerung etablieren. Die Unternehmen sind in wenigen Spezialverbänden mit dem VDEW an der Spitze organisiert. Mit ihrer Hilfe vereinbaren die Unternehmen selbständig technische Standards, Koordinieren das Verbundsystem und stimmen Aus- und Neubauten der Infrastruktur miteinander ab. Ebenfalls vertreten die Verbände die Interessen des Sektors nach außen. Sie sind Geladene bei Gesetzesentwürfen, stellen Experten für die Verwaltung und betreiben Öffentlichkeitsarbeit und umfassenden Lobbyismus.²⁰

Wesentlich für die Wirksamkeit dieses Ordnungsrahmens ist eine starke sektorale Identität. Eine nationale Abschottung des Sektors und eine relative technologische Stabilität von Netz- und Produktionstechnologie stabilisieren diese zusätzlich. Ein weiterer wichtiger Faktor ist das System der Demarkationsverträge. Diese zwischen Unternehmen geschlossenen Verträge könnten bei einer konfrontativen Situation aufgekündigt werden. Ein dann beginnender Verdrängungswettbewerb würde die Profite von allen gefährden. Entsprechend setzt sich jeder für den Erhalt des Status quo ein.

Beide Seiten profitieren von diesen Ordnungsrahmen. Dem Staat gelingt eine weitgehende Kontrolle der Energiewirtschaft ohne umfassende Bürokratien. Gleichzeitig kann durch die Mobilisierung privaten Kapitals das finanzielle Engagement minimiert werden, ohne die Partizipation an den Monopolgewinnen zu gefährden. So beliefen sich alleine die Einnahmen aus den Konzessionsabgaben 1992 auf rund

19 Prominente Beispiele sind der Werdegang von Werner Müller oder Jochim Grawe. Vgl. Internetquelle 4.

20 Zum Aufbau, der Leistungsfähigkeit sowie der internen Steuerungssysteme der Verbände, vgl. Renz 2001, S. 76 ff.

4 Mrd. DM.²¹ Auch wirtschaftspolitische Ziele, die über eine flächendeckende Versorgung mit Energie hinausgehen, werden erreicht. Der privaten Seite hingegen ermöglicht der Ordnungsrahmen stabile Profite, die in andere Wirtschaftsektoren eingebracht werden können.

Die Bundesregierung ist in diesem Ordnungsrahmen ein relativ schwacher Akteur. Sie besitzt bis auf die Preußen Elektra (PE) keine wesentlichen Beteiligungen. Preis- und Investitionsaufsicht liegen in der Länderhoheit und die Konzessionsverträge betreffen nur die Kommunen. Lediglich bei länderübergreifenden Fragen, z.B. bei den Übertragungsnetzen ist sie direkt eingebunden. Da auch bei der Rahmengesetzgebung die Länder ein umfassendes Mitspracherecht haben, bestanden wesentliche Aktivitäten des Bundes in der Impulsgebung sowie im finanziellen Engagement. So wurden die strategischen Energieprojekte bis in die 1980er Jahre – insbesondere die Kraft-Wärme-Kopplung und die Atomtechnologie (die staatlichen Forschungsausgaben betragen allein in den 1970ern ca. 14 Mrd. DM²²) – vom Bund angeregt, koordiniert und bezahlt.

1.3 Übergang zu einer Regulierung des Wettbewerbs (1986–1998)

In den 1980er Jahren schwächen sich die Verknüpfungen zwischen Staat, Stromwirtschaft und industriellen Konsumenten durch drei miteinander verflochtene Prozesse ab.

Erstens führte die konzeptionelle Neuausrichtung wesentlicher Akteure, insbesondere auf Bundesebene, zu einer nachhaltigen Veränderung des politischen Zielsystems.²³ Die Gewichtung sozialer Aspekte trat dabei zu Gunsten niedriger (industrieller) Verbraucherpreise und ökologischer Ziele zurück. Bei der Versorgungsqualität stand nun der Erhalt erreichter Standards im Vordergrund. Gleichzeitig erfolgte eine europäische Ausrichtung des Sektors. Mit dem Leitbild des „europäisch-ökologischen Dienstleistungsmarktes“ musste sich der sektorale Ordnungsrahmen und mit ihm die Privilegien der Energiewirtschaft neu legitimieren.

Zweitens führte steigender ökonomischer Druck zur Schwächung des sektoralen Zusammenhalts. Ursache ist eine zunehmende

21 Vgl. Pfaffenberg (Hrsg.) 1999, S. 17.

22 Vgl. Graichen 2002, S. 211.

23 Die neuen Ziele und Ideologien sowie dahinter liegende Prozesse sind ausführlich in Kap. 3.1 dargestellt.

Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch, einhergehend mit geographischen Verschiebungen der Nachfrage. Treibende Kraft ist ein sich intensivierender Wettbewerb, auf den die Wirtschaft mit (Energie-)Kostensenkung und Standortverlagerung antwortet. Der Druck auf die Energiepreise verhindert weitgehend die Abwälzungen der Kosten steigender technologischer Anforderungen sowie der verschärften Umwelt- und Sicherheitsauflagen auf die Kunden. Der Ordnungsrahmen kann nicht mehr für alle Akteure wachsende Gewinne garantieren. Es beginnt ein Rationalisierungs- und Konzentrationsprozess, der z. T. gegeneinander geführt wird.

Drittens verschob sich durch den europäischen Einigungsprozess die nationale Machtbalance zu Gunsten des Bundes. Gliedstaaten und Regionen agieren auf der europäischen Politikebene ausschließlich als Lobbyisten, da nur Regierungen hier über die Gestaltungsmacht einschließlich der Vetostimme verfügen. Bereits in den 1980er Jahren wurde diese Machtverschiebung deutlich, als sich die Bundesregierung, entgegen den Länderinteressen, für die 1991 verabschiedete „Handelsrichtlinie“ einsetzte.²⁴ Wesentlich für den Aufstieg der EU, sowohl als Akteur als auch Politikarena, ist das Binnenmarktprojekt. Ein solcher wäre ohne liberalisierte Energiemärkte (zumindest für Unternehmen) zu stark durch nationale Regeln verzerrt.

Die Erdölkrise von 1973 löste damals eine innerdeutsche Diskussion um eine Reform des sektoralen Ordnungsrahmens aus. Sichtbarstes Ergebnis war die vierte Kartellrechtsnovelle von 1980.²⁵ Sie begrenzte neue Konzessionsverträge auf 20 Jahre bzw. ließ Altverträge 1995 enden. Zwar unterbinden die Demarkationsverträge weiterhin den erhofften Wettbewerb um Versorgungsgebiete, aber insbesondere städtische Kommunen nutzen ihre gestärkten Rechte zur Errichtung eigener Stadtwerke. Die damit umgangene gesetzliche Preisgleichheit zwischen urbanen und ländlichen Flächen innerhalb eines Versorgungsgebietes bedeuten zusätzliche kommunale Einnahmen bzw. sinkende Strompreise für die lokale Wirtschaft. Etwa 100 Kommunen mit einem Marktanteil von 5 % kommunalisierten auf Kosten der Verbund- und Regionalversorger in den 1980er Jahren.²⁶ Nur mit finanziellen Zugeständnissen können diese Versorger weitere Kommunalisierungen verhindern und die meisten Konzessionsverträge (modifiziert) verlängern.²⁷ Als die fünfte Kartellgesetznovelle 1990 eine

24 Die EVU konnten Großabnehmer mit preiswerterem Import-Strom beliefern. Zur Richtlinie, vgl. Faross 1994, S. 203.

25 Detailliert zum Inhalt und Auswirkungen der 4. und 5. Novelle, vgl. Murschall 1993.

26 Vgl. Schmidt 1987, S. 263.

27 Vgl. Harms 1989, S. 14.

Angleichung der Laufzeiten von Konzessions- und Demarkationsverträgen erwirkte, drohten aus Sicht der EVU weitere Einnahmeverluste.

Entsprechend war ihr Vorgehen im Prozess der deutschen Einheit. Aufgrund des guten Zugangs zur Bundesregierung setzten die sieben Verbundunternehmen eine Gesamtübernahme der ostdeutschen Energiewirtschaft durch, die vollständig in der VEAG gebündelt wurde.²⁸ Die Volkskammer der DDR akzeptierte, trotz ursprünglich anders lautender Beschlüsse diese Entwicklung am 6. September 1990.²⁹ Das damit explizit einhergehende Verbot kommunaler Strukturen stellte eine Kampfansage an die etablierte Ordnung dar. Westdeutsche Kommunalverbände befürchteten eine vergleichbare Entwicklung im alten Bundesgebiet und bemühten sich intensiv, diese Entwicklung zu revidieren. Aber erst 1993 ermöglicht ein Kompromiss vor dem Bundesverfassungsgericht die Bildung von Stadtwerken.

Die Entwicklung in Ostdeutschland zeigte das Potenzial einer Liberalisierung auf. Wer hier das Stromnetz betreiben und innerhalb von fünf Jahren einen Gewinn von 4 Mrd. DM erwirtschaften kann,³⁰ warum sollte der nicht auch in Großbritannien, Polen oder gar in Russland Marktchancen haben? Sinkende Profite im etablierten Rahmen und hohe potentielle Gewinnchancen im Ausland ließen den EVU die Verbundsteuerung mit den Kommunen zunehmend als Hindernis zukünftiger Expansionen erscheinen. Entsprechend wuchs der Drang nach einer Neuordnung der Energiemärkte. Andererseits zeigt sich, dass ein Wettbewerbssystem eine Verdrängung kommunaler Strukturen bedeuten könnte. Entsprechend lehnen diese die Wettbewerbsöffnungen ab.

Entlang der oben skizzierten Auseinandersetzungen kommt es in Deutschland zu Allianzbildungen auf subsektoraler Ebene – Kommunen und West-Länder gegen die großen Verbundunternehmen und die Bundesregierung sowie eingeschränkt die Ost-Länder.³¹ Diese gleichstarken Strömungen blockierten den politischen Prozess sowie die verbandliche Selbststeuerung über weite Teile der 1990er Jahre.³² Der Aufbau gemeinsamer Positionen gelingt nicht, wie beispielsweise die gescheiterten Reformbemühungen 1992/93 zeigten. Um trotzdem eine Öffnung der Strommärkte zu erreichen, beschlossen Kanzleramt

28 Vgl. Köster 2004, S. 42.

29 Zum politischen Prozess sowie eigener (autobiografischer) Einschätzungen, vgl. Richter 1991, Kap. 1.4.

30 Der geschätzte VEAG-Gewinn (1990 - 1994) bei Investitionen in gleicher Höhe, vgl. Internetquelle 5.

31 Hauptziel der Ost-Länder ist der Erhalt der Braunkohlewirtschaft. Dem läuft eine Stärkung der kommunalen Strukturen entgegen. Zur Allianzbildung und Analyse der Folgen, vgl. Richter 1997, S. 39 f.

32 Zu den Mechanismen der Blockade, insb. in den Verbänden, vgl. Renz 2001, S. 135 ff. und 161 f.

und Bundeswirtschaftsministerium (BMWi), sich auf ein europäisches Rahmengesetz zu konzentrieren. Mit dieser wirksamen Strategie des Arena-Wechsels konnte die nationale Blockade erfolgreich umgangen werden.³³

Trotz dieser Auseinandersetzungen und dem sich abzeichnenden Wandel bleiben die gesetzlich fixierten Steuerungsinstrumente unangetastet, insbesondere die Investitions- und Preisaufsicht. Unter dieser oberflächlichen Stabilität vollzieht sich aber eine Entflechtung von Staat und Energiewirtschaft durch Veräußerungen staatlicher Besitzungen. Den Beginn markierte die Bundesregierung 1986 mit dem Verkauf ihrer Veba-Anteile und der daran gekoppelten Kontrolle über die PE, dem zweitgrößten deutschen Stromkonzern. Länder und Kommunen folgten dieser Entwicklung. Hinter diesen Schritten stand neben veränderten ordnungspolitischen Vorstellungen auch das Streben nach ausgeglichenen Haushalten. Parallel zur finanziellen nahm auch die personelle Verflechtung ab. Ohne staatliches Eigentum haben politische Entscheidungsträger in den Unternehmen nur geringe Legitimation. Die Steuerungsinstrumente Eigentum und Personalpolitik wurden geschwächt bzw. auf Länder- und Bundesebene bis Ende der 1990er Jahre weitgehend aufgegeben.

Die Privatisierungen führen dabei zu einer Verstärkung der Eigentumskonzentration. Ausländische Unternehmen, wie der schwedische Konzern Vattenfall, kaufen sich ein. Damit erwerben Akteure Besitzungen, die nicht Teil der sektoralen Identität sind. Im Gegenteil, sie tragen zur Herausbildung einer internationalen Perspektive bei. Entflechtung und Internationalisierung lassen den Konsens für den Erhalt der sektorspezifischen Strukturen weiter bröckeln.

1.4 Etablierung einer zentralen Netzentgeltregulierung (1996–2005)

Als die EU-Kommission 1992 einen Entwurf zur Liberalisierung der Energiemärkte vorlegte, wurden insbesondere die nationalen Fördermöglichkeiten, der Einfluss der EU sowie Schnelligkeit und Umfang der Marktöffnung kontrovers diskutiert. In Abhängigkeit von der nationalen Energiewirtschaft unterschieden sich die Positionen der Mitgliedstaaten erheblich. Besonders umstritten war dabei die *Regulierung der Netze*.³⁴ England und die skandinavischen Staaten hatten

33 Vgl. Renz 2001, S. 179 ff.

34 Zur Erläuterung der verschiedenen Regulierungsmodelle, vgl. Bier 2002, Kap. 1 und 2.

bereits liberalisierte Stromwirtschaften mit Regulierungsbehörden sowie eine Trennung der Produktionsstufen durchgesetzt. Staaten mit gemischtwirtschaftlichen Sektoren wie Deutschland lehnten Entflechtungen, mit dem Ziel die verbandliche Selbststeuerung fortzuführen, ab. Hingegen versuchten Staaten mit nationalisierten Systemen, ihre Monopolunternehmen zu schützen. So findet beim französischen Alleinabnehmermodell Wettbewerb nur in der Erzeugung und im Vertrieb statt. Ein staatliches Monopolunternehmen verfügt weiterhin über das Stromnetz.

„Auf Grund ihrer sehr unterschiedlichen [nationalen Positionen] war [...] eine Einigung der Mitgliedsstaaten, die Elektrizitätsversorgung zu liberalisieren, nicht sehr wahrscheinlich.“³⁵ Zur Einigung führte eine Kombination an Gründen. Neben den für alle Mitgliedstaaten relevanten ökonomischen und ökologischen Herausforderungen, spielten die Verhandlungsdynamik und die Lernprozesse im Rahmen der EG-Entwicklung seit den 1980er Jahren eine bedeutende Rolle.³⁶ Den endgültigen Durchbruch brachten umfangreiche Flexibilisierungen und Kompromisse. So wurde auf dem deutsch-französischen Gipfel am 20. Juni 1996 die Gleichwertigkeit aller Netzzugangsmodelle festgelegt. Gleichzeitig beschränkte sich die geforderte Entflechtung auf eine rechtliche Trennung der Produktionsstufen. Eine vollständige Liberalisierung konnte schrittweise bis 2006 erfolgen. Um Verzerrungen des Wettbewerbs zu vermeiden, einigten sich die Staaten auf die Reziprozitätsklausel. So dürfen französische Unternehmen, wenn in Frankreich nur Industriekunden frei wählen dürfen, auch im Ausland nur solche Kunden beliefern.³⁷

Die am 19. Dezember 1996 vom Europaparlament verabschiedete Richtlinie 96/92/EG sah eine Marktöffnung ab dem 1. April 1998 vor. Deutschland musste also in 15 Monaten die Richtlinie in nationales Recht umsetzen. Damit brachen die alten Konflikte wieder auf – die Gestaltung des Ordnungsrahmens (Selbststeuerung oder staatliche Regulierung), der zukünftige Energiemix und damit die Verteilung der Subventionen (Atomenergie³⁸ vs. fossile Brennstoffe vs. ökologische Technologien), die Zukunft der Stadtwerke sowie die föderale Machtverteilung. Die Gesamtheit der Probleme führte fast zu einer Paralyse der Regierungsparteien. Mehrheiten für die Neufassung des EnWG waren nur durch weitgehende Kompromisse möglich. Sehr strittige

35 Vgl. Eising 2000, S. 39.

36 Vgl. ebd.

37 Zum Verhandlungsprozess und den unterschiedlichen nationalen Positionen, vgl. Renz 2001, S. 138 ff.

38 Mit der Liberalisierung ist die Rentabilität von nuklearen Neubauten gefährdet. Vgl. Hensing 1996.

Themen wie die Nukleartechnologie wurden sogar völlig ausgeklammert. Trotzdem scheiterten alle Vermittlungsversuche zwischen Bundestag und Bundesrat im Frühjahr 1998. Die Regierung schrieb das Gesetz daraufhin so um, dass aus ihrer Sicht eine Zustimmung der Länder nicht mehr nötig war. Insbesondere bei den Konzessionsverträgen und der Bauaufsicht griff man nicht mehr in bestehende Besitzstände ein. Als der Bundestag am 24. April 1998 das neu gefasste EnWG verabschiedete, reagierten die SPD-geführten Länder mit einer Verfassungsklage. Diese wurde jedoch nie entschieden. Nach dem Wahlsieg der Rot-Grünen-Koalition im Herbst 1998 zog Gerhard Schröder die Klage zurück.

Der neue Ordnungsrahmen für den Strommarkt war in sich widersprüchlich. Einerseits galt eine sofortige und vollständige Öffnung sowie freie Lieferanten- und Kundenwahl auf allen Produktionsstufen. Dafür wurde eine Verpflichtung zur Durchleitung eingeführt, Demarkationsverträge und Ausnahmen vom Wettbewerbsrecht sowie die Investitionskontrollen abgeschafft. Andererseits blieben wesentliche Bereiche unangetastet. Neben den unveränderten Subventionszielen und -instrumenten führte Deutschland die Selbststeuerung des Sektors mit dem Regulierungsmodell des verhandelten Netzzugangs (NTPA) fort. In diesem handeln Lieferant und Netzbetreiber die Konditionen der Durchleitung sowie die Höhe der Netzentgelte selbstständig aus. Grundlage der Verhandlungen sind die Rahmenvereinbarungen der Branchenverbände. So erstellte die Verbändeverordnung (VVI)³⁹ vom Mai 1998 die ersten Standardverträge, teilte das Stromnetz in Regelzonen ein und legte die Berechnung der Entgelte fest. Staatliche Behörden, das Kartellamt oder Gerichte kontrollierten die Vertragskonditionen nur im Nachhinein. Wesentlicher Vorteil war die Kontinuität. Die Politik brauchte keine neuen Gesetze zu erlassen sowie keine spezialisierten Behörden zur Durchsetzung aufbauen. Ebenfalls konnten die föderale Machtverteilung und mit ihr die Preiskontrollen der Länder sowie die Quersubventionen auf kommunaler Ebene fortgeführt werden. Für diese Entwicklung sprachen sich außer den „Neulingen“ PDS und Grüne alle Akteure, einschließlich der industriellen, Verbraucher aus.⁴⁰ Ein letztes Mal zeigte sich die starke sektorale Identität des „eisernen Pentagramms“.

Die rot-grüne Bundesregierung verändert systematisch diesen Ordnungsrahmen.⁴¹ Zuerst konzentrierte sie sich auf die Neuausrichtung des Energiemix und der daraus folgenden Subventions-

39 Zu Inhalt und Vergleich von VVI und VVII, vgl. Brunekreeft 2000, S. 156 ff.

40 Vgl. Renz 2001, S. 202 ff.

41 Zu Gesetzen und Strategien der rot-grünen Regierung im Stromsektor, vgl. Wagner 2005, S. 7 ff.

politik – EEG (2000), Atomausstieg (2001). Parallel dazu wird die erst 2007 gesetzlich geregelte Beendigung der Steinkohlesubventionen vorbereitet sowie die Entflechtung der Energiewirtschaft im Kohle- und Gassektor vorangetrieben. Größere Projekte waren die Übertragung der Ruhrgas an E.ON (2002) sowie die Aufspaltung der RAG in eine Kohlestiftung und einen „weißen“ Bereich (2007).⁴²

Das Regulierungsmodell wurde vorerst nicht kritisiert. Ursache waren neben den politischen Widerständen die sinkenden Energiepreise infolge niedriger Rohstoffnotierungen, Rationalisierungen sowie geminderte Investitionen. Allerdings zeigten sich zunehmend die strukturellen Nachteile des NTPA. In den Verbänden wurden Entscheidungen im Konsens beschlossen. Regeln, die zur Verschlechterung einzelner oder aller Unternehmen führen könnten, setzten sich nicht durch. Es etablierten sich Standards, wie die Errichtung diverser Marktgebiete und das „Punktmodell“, die regionale Abschottungen beförderten und gegen das politische Ziel eines Wettbewerbs wirkten. Aber selbst die flächendeckende Durchsetzung und Kontrolle dieser Standards ist den Verbänden, insbesondere bei kleineren Stadtwerken, nicht möglich. Der Staat hatte dieser Entwicklung kaum etwas entgegenzusetzen. Die alten Steuerungsinstrumente existierten nicht mehr – Investitionskontrollen, Besetzungen von Bund und Ländern, Demarkationsverträge – oder sind wirkungslos, z. B. Preiskontrollen.

Als die Energiepreise ab 2002 schneller als im Ausland stiegen, schwand die Unterstützung für den NTPA. Die Ursachen der Preisdifferenzen zwischen Deutschland und anderen europäischen Staaten lassen sich klar benennen. Neben höheren Steuern hat Deutschland als einziges Land einen verhandelten Netzzugang und damit die schwächsten Eingriffsmöglichkeiten.⁴³ Der „Beschleunigungsrichtlinie“ der EU, die zur Einführung einer Regulierungsbehörde verpflichtet, stimmte die Bundesregierung am 25. Juni 2003 zu.⁴⁴ Mit diesem Beschluss ist der NTPA nicht mehr haltbar. Am 7. Juli 2005 wurde die Neufassung des EnGW rechtskräftig.⁴⁵ Die BNetzA war nun offiziell für die Regulierung des Stromsektors zuständig.

Der NTPA scheiterte nicht an technischen Problemen bei der Versorgung der Bevölkerung, sondern an der Unfähigkeit, außersektorale Ziele in die Gestaltung des Sektors zu integrieren. Insbesondere gelang es nicht, einen Ordnungsrahmen aufzubauen, der einen

42 Vgl. Internetquelle 28.

43 Für den Vergleich der Preiswicklungen in den EU-Ländern, vgl. Zilius 2005.

44 Für eine kurze Zusammenfassung und Bewertung der EU-Richtlinie, vgl. Internetquelle 20.

45 Zur Analyse des neuen EnWG, vgl. Büdenbender 2005.

inhärenten Zwang zur Rationalisierung und Weitergabe der Kostensenkungen beinhaltete. Die verbandliche Selbststeuerung außerhalb des „Schattens der Macht“, also ohne eingriffsfähige übergeordnete Institutionen, führte zu einer alleinigen Wahrnehmung der sektoralen Interessen. Entsprechend entstand Wettbewerb nur in Kundensegmenten, die glaubhaft mit Selbsterzeugung oder Verlagerung drohen konnten – bei großen und mittelständischen Unternehmen. Ein Zustand der langfristig aus politischer Sicht nicht akzeptabel war. Positive Entwicklungen wie bei der VVII+ (Dezember 2001) oder den umfassenden Konsultationen im Frühjahr 2003 kamen aber zu spät.⁴⁶ Die Energiewirtschaft hatte ihren Einfluss auf den politischen Prozess bereits verloren.

1.5 Von der Kosten- zur Anreizregulierung (2005 – 2009)

Die Erweiterung der Regulierungskompetenz der BNetzA auf den Strom- und Gasmarkt stellte einen grundsätzlichen Wandel des Ordnungsrahmens dar. Beim jetzt etablierten regulierten Netzzugang (TPA) legt eine spezialisierte Behörde alle Konditionen des Netzbetriebs und -ausbaus fest.⁴⁷ Aufgabenschwerpunkte sind neben der Bestimmung der Netzentgelte die Überwachung und Regulierung des Netzzugangs sowie die Kontrolle von Sicherheits- und Qualitätsstandards. Ebenfalls überwacht die Behörde das neutrale Verhalten der Netzbetreiber gegenüber anderen Marktteilnehmern. Damit erhält der Staat eine umfassende Steuerungsfähigkeit der Energienetze.⁴⁸

Die verbleibenden Aufgaben einer möglichen sektoralen Selbststeuerung und damit der Verbände vollziehen sich jetzt im „Schatten der Macht“ einer spezialisierten Behörde. Diese kann Entscheidungen vorgeben, sofern es zu keiner Einigung kommt, bzw. durch ihre umfassende Regulierungskompetenz die Funktionen der Verbände im Netzbereich völlig ersetzen.⁴⁹ Allerdings ist bei deutschlandweit ca. 900 Netzbetreibern eine Steuerung des Sektors ohne Zuarbeit der Verbände kaum möglich. Die begrenzten Kapazitäten des Regulators machen es notwendig, ihn mit Kooperations- und Delegationstrategien zu entlasten. Gleichzeitig müssen die behördlichen Maßnahmen

46 Zum Verlauf der Verhandlungen zu den Verbände-Verordnungen, vgl. Grashof 2007, S. 30 ff.

47 Es existiert eine Fülle von Literatur zur theoretischen Erklärung beider Modelle. Vgl. beispielhaft Bier 2002, Kap. 2.

48 Für die detaillierte Beschreibung der Behörde sowie den Aufgaben und Zuständigkeiten, vgl. Kap. 3.1.2.

49 Bspw. existieren in keinem der später untersuchten Länder umfassende verbandliche Strukturen im Netzbereich.

gerichtsfest und politisch akzeptabel sein. Basieren die Beschlüsse auf verbandlichen Vereinbarungen erhöht sich ihre juristische und politische Legitimität erheblich. Dies ist umso wichtiger, da aus dem Machtzuwachs auch umfassende Verantwortung resultiert. Im NTPA konnten die Energieverbände bzw. die Stromunternehmen für alles Negative verbal haftbar gemacht werden. Jetzt steht die BNetzA sowie mit ihr die Politik im Zentrum der Regulierung und damit auch in der politischen Rechenschaft.

Mit der Einführung des TPA ändert sich die Bestimmung der Netzentgelte grundlegend. In der „alten Ordnung“ bis 1998 wurden die Energiepreise einschließlich der Entgelte weitgehend politisch bestimmt. Gleichzeitig war durch die integrierte Produktionsstruktur eine separate Gewinnermittlung je Produktionsstufe oder gar je Produkt kaum möglich. Dazu kam, dass die Energieunternehmen eine hohe Fertigungstiefe aufwiesen. So installierten und warteten Stadtwerke die Netzanschlüsse mit ihren eigenen Abteilungen und besaßen, wie RWE, Baufirmen, die Trafostationen und Leitungen errichteten. Die Entgelte waren entsprechend keine Markt- sondern Verrechnungspreise. Dem folgten auch die Preiskontrollen, die nicht die Effizienz der Investitionen beurteilten, sondern sicherstellten, dass die angegebenen Kosten zum Geschäftsfeld gehörten und auch in derselben Höhe getätigt wurden. Die umfangreichen Quersubventionen auf kommunaler Ebene zeigten, dass es aber auch hier Interpretationsspielraum gab.

Mit der Liberalisierung wandelt sich die Situation. Einerseits musste der Netzbereich buchhalterisch separat erfasst werden (*unbundling*), was eine differenzierte Kostenträgerrechnung nötig machte. Gleichzeitig sinkt mit steigendem Effizienzdruck die Fertigungstiefe. Entsprechend bilden sich in immer mehr Bereichen Marktpreise. Im Kernbereich des Netzbetriebs bleibt aber das Monopol bestehen. Solange hier keine Kontrolle der Entgelte stattfindet, sind die Diskriminierung von anderen Anbietern sowie die Erwirtschaftung von Sonderrenditen jederzeit möglich. Da die Preiskontrollen nur die Rechtmäßigkeit der Kosten überprüfen, sind sie wirkungslos.

Die von den Unternehmen erstellten Verbändevertretungen sollten hier Abhilfe schaffen und faire Preisbildungen der Netzentgelte ermöglichen. Allerdings erlangen sie nie eine vollständige Durchsetzung bzw. ermöglichen eine Rechnungsführung, die keinen Effizienzdruck entfaltet. Gleichzeitig ziehen sich Überprüfungen der berechneten Netzentgelte über Jahre hin. Einem 2001 durchgeführten Musterentscheid des Bundeskartellamtes, die Gebühren der Stadtwerke Mainz um

20 % zu senken, wurde erst 2005 vom Bundesverfassungsgericht Recht gegeben.⁵⁰ Diesen Zustand versuchte der Gesetzgeber mit dem neuen Regulierungsmodell zu beseitigen. Zeitgleich mit der Kompetenzerweiterung der BNetzA wurden die Netzentgeltverordnungen für Strom und Gas erlassen. Darin enthalten sind detaillierte Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Netzentgelte einschließlich der Gestaltung von Abschreibungen und der Verrechnung von kalkulatorischen Kosten.

Aufgabe der BNetzA ist es jetzt, dieses Regelwerk auf die Unternehmen anzuwenden.⁵¹ Dabei untersteht ihr aber nur ein Teil der Netzbetreiber. Bei Unternehmen, die nur in einem Bundesland operieren und weniger als 100.000 Kunden haben, obliegt die Umsetzung gleichartigen Länderbehörden. Entsprechend etablierten sich unterschiedliche Regulierungsstandards in den Bundesländern. Da die Preisanordnungen sofort vollstreckt werden, ist ihnen kaum gerichtlich zu begegnen. Hier wird politischer Einfluss ermöglicht. Industrieorientierte Länder wie NRW versuchen, möglichst hohe Senkungen der Entgelte zu erreichen. Andere wie das Saarland schützen eher die kommunalen Einnahmen. Es deutet sich an, dass dort, wo die Länder „hart“ regulieren bzw. ihre Kompetenzen an die BNetzA übertragen, die alten Fronten zwischen Kommunen und EVU schneller erodieren als in anderen Ländern. Ein gemeinsamer „Gegner“ entsteht: die Netzregulierungsbehörde. In anderen Bundesländern hingegen stabilisiert der aus wirtschafts- und sozialpolitischen Interessen verfolgte Schutz der Stadtwerke die sektoralen Gegensätze.⁵²

Da die gekürzten Netzentgelte sich kaum in sinkenden Endpreisen niederschlagen, erhöhen insbesondere die Bundesregierung und die EU-Kommission den politischen Druck.⁵³ Die geforderten Maßnahmen gewinnen an Schärfe, je länger entscheidende Punkte im Ordnungsrahmen nicht geklärt sind. In diesem Zusammenhang ist auch die Anreizregulierung zu sehen. Sie bedeutet zwar eine erhebliche Kontrolle der Stromnetze durch die BNetzA, schafft aber auch Rechtssicherheit für mehrere Jahre. Gleichzeitig sucht die Energiewirtschaft zunehmend die Nähe der Politik. So fanden 2006 zwei Energiegipfel statt, die einen neuen Energiekonsens für die nächsten Jahrzehnte aufzeigen. Insgesamt zeigen die jüngsten Entwicklungen, dass die aktuelle Phase der Energiemarktregulierung sich in einem Übergangsstadium befindet. Eine neue Ordnung wird sich erst mit der Anreizregulierung 2009 durchsetzen.

50 Vgl. Grashof 2007, S. 34.

51 Zum problematischen Verlauf dieser Umsetzung, vgl. Kap. 2.2.2.

52 Zu den unterschiedlichen Gestaltungen der Entgeltregulierung in den Ländern, vgl.: Grashof 2006, S. 41 ff.

53 Zu den alternativen Regulierungsansätzen, vgl. Kap. 2.2.4; zur Position der EU, vgl. Anlage 3.

1.6 Zusammenfassung

Die Regulierung des Energiemarktes in Deutschland setzt im Wesentlichen mit dem Ersten Weltkrieg ein. Bis Mitte der 1930er Jahre bildete sich eine strukturelle Verflechtung zwischen Bundesregierung, Ländern, Kommunen, Energiekonzernen und Großabnehmern heraus. Dieses „eiserne Pentagramm“ hielt bis zum Ende der 1990er Jahre. Es wird durch wirtschaftliche und finanzielle Verflechtungen, personelle Überschneidungen, bürokratische Hierarchien sowie politische Massenorganisationen zusammengehalten. Die Politik kann ihre Ziele weitgehend umsetzen und partizipiert an den Monopolgewinnen. Die Energiewirtschaft erhält dafür sichere Einnahmen und ist gegenüber ausländischen Konkurrenten geschützt.

Ab den 1980er Jahren beginnt der innere Zusammenhalt zu erodieren. Gründe sind vor allem das Vordringen des neoliberalen Denkens, die Europäisierung der Gesellschaft sowie ein stagnierender Stromverbrauch. In diesem Umfeld wird die Integration der ostdeutschen Energiewirtschaft ab 1990 zum wesentlichen Katalysator des Umbruchsprozesses. Es beginnen nationale Versuche, die Energiewirtschaft wettbewerbsfähig zu gestalten. Aber erst mit einem Erstarken der EU kann 1998 eine Marktöffnung realisiert werden. Deutschland ist das einzige europäische Land, das dabei einen verhandelten Netzzugang einführt. Wesentliche politische Ziele können mit ihm nicht erreicht werden. Als der Druck von europäischer Seite zunimmt, werden 2005 die Kompetenzen der BNetzA auf den Strombereich ausgedehnt. Noch im selben Jahr beginnt die bis heute andauernde Kostenregulierung.

Die BNetzA strebte von Beginn an danach, die Kostenregulierung möglichst zügig durch eine Anreizregulierung zu ersetzen. Hintergrund war die sehr schnell deutlich werdende Inkonsistenz der Entgeltbescheide sowie die engen personellen Kapazitäten der Behörde.

2 Nationale und internationale Regulierung

2.1 Theoretische Aspekte der staatlichen Steuerung

Steuern meint ein zielgerichtetes Handeln⁵⁴, dass die inneren Prozesse und Entwicklungen eines Steuerungsobjektes beeinflussen soll. Staatliche Steuerungsobjekte sind dabei eigenständige (Teil-) Systeme der Gesellschaft, im Folgenden als Regelsysteme bezeichnet. Aus Sicht der Governance-Theorie unterteilt sich eine moderne Gesellschaft in zahlreiche dieser Regelsysteme.⁵⁵ Der Verwendung des Begriffs „Sektors“ in der vorliegenden Arbeit liegt diese Sichtweise zu Grunde. Der Autor bezeichnet mit dem Begriff „Sektor“ das Regelsystem Stromwirtschaft. Dieses umfasst in der hier verwendeten Definition keine staatlichen Institutionen, sondern Unternehmen, die sich mit der Erzeugung, dem Transport und dem Verkauf von Strom befassen. Förderunternehmen von Energierohstoffen sowie Hersteller energiewirtschaftlicher Produktionsmittel (Kraftwerke, Leitungen etc.) sind ebenfalls nicht Teil dieses Sektors.

Regelsysteme stellen einen Verbund sich gegenseitig beeinflussender Regeln dar, u. a. in Bezug auf die normative Basis der Mitgliedschaft sowie die Art und Weise von Konfliktregelungen.⁵⁶ So müssen Staatsangestellte staatliche Abschlüsse besitzen, und bei einem Konflikt, z. B. über die Umsetzung eines Verwaltungsvorganges, entscheidet meist der Vorgesetzte. Die Regeln erfassen nicht nur Gesetze, Verwaltungsvorschriften und Durchführungsbestimmungen, sondern fußen auch auf gemeinsamen Werten. Bei Verstößen erfolgen Strafen, die direkte Sanktionen, z. B. Geldzahlungen, oder auch indirekte Formen, wie soziale Ausgrenzung, umfassen. Die Kombination aus gemeinsamer Identität und möglichen Strafen veranlasst die meisten Akteure eines Regelsystems, die Regeln zu befolgen.

Folgt man der dargestellten Argumentation, dann ist der Staat allerdings selbst ein eigenständiges Regelsystem. Wie alle derartigen Systeme besteht er aus zumindest drei Akteuren bzw. Akteursgruppen – Bund, Länder und Kommunen. Es sind also Regelsysteme, die, mit von internen Akteurskonstellationen gestalteten Steuerungsinstrumenten, andere Regelsysteme beeinflussen. Durch diese Vernetzung haben Prozesse und Entscheidungen in einem System

54 Vgl. Mayntz 2006, S. 12.

55 Vgl. Benz 2004, S. 20.

56 Vgl. Luetz 2004, S. 152.

Auswirkungen auf andere, die dann wieder auf das Ursprungssystem zurückwirken. Im Zentrum der Governance-Theorie stehen dynamische (Verflechtungs-)Prozesse. Entsprechend wird „politische Steuerung [...] als Prozess darstellt, der zwischen korporativen Akteuren bzw. Gruppen korporativer Akteure (d. h. in Netzwerken) stattfindet“.⁵⁷ Die Bandbreite dieser Netzwerke reicht dabei von abgeschotteten Insidernetzwerken mit stabiler Akteursstruktur (z. B. „Eisernes Pentagramm“) bis hin zu weitgehend offenen Gemeinschaften (universitäre Forschung) mit wechselnden Beteiligten und damit instabilen Akteursstrukturen.

Unter korporativen Akteuren versteht Prittwitz⁵⁸ Organisationen, die zum Zweck der gemeinsamen Interessendurchsetzung, wie der Willensrepräsentation von individuellen Akteuren mit gleichen Interessen, gegründet wurden, z. B. Branchenverbände. Diese Akteure handeln also meist „als Repräsentanten und damit nicht als individuelle Akteure im eigentlichen Sinn“.⁵⁹ Auch in der vorliegenden Arbeit werden die Verbände nicht als selbständiges Regelsystem, sondern als Koordinierungsinstrument – als Transmissionsriemen zwischen den Akteuren des Energiesektors bzw. zwischen dem Energiesektor und den staatlichen Strukturen betrachtet. Verbandspositionen spiegeln damit „nur“ die Macht- und Interessenkonstellationen der dominierenden Akteure des Energiesektors wider.

Entsprechend finden innerverbandliche Prozesse kaum Berücksichtigung. Dieser Vorteil beinhaltet aber auch Nachteiliges, da die Verbände selbst zu Akteuren werden können. Sie sind in der Lage, selbstständig Kompromisse zu erreichen und in Verhandlungen durchzusetzen, wie z. B. bei der Umsetzung des gerichtlichen Kompromisses zu den Stromverträgen.⁶⁰ Mit der Beschränkung auf ein reines Koordinationsinstrument lässt sich dieses Agieren nicht erfassen. Da allerdings die Phasen der Selbstständigkeit immer mit der Unterstützung wichtiger Akteure des Energiesektors einhergehen, kann davon ausgegangen werden, dass die Selbstständigkeit der Verbände nicht im Gegensatz zu den Interessen der Energiewirtschaft liegen.

Die Koordination der Akteure eines Systems kann dabei entweder durch eine hierarchische Koordination – vorgegeben durch andere Regelsysteme – erfolgen, oder durch horizontale Selbst-Koordination der Akteure.⁶¹ Im Zusammenspiel von Koordinierungsart sowie der Beschaffenheit

57 Burth 1999, S. 61.

58 Vgl. Prittwitz 1994, S. 14.

59 Vgl. Burth 1999, S. 61.

60 Vgl. Renz 2001, S. 76 ff.

61 Vgl. Burth 1999, S. 95.

des zu regulierenden und des staatlichen Regelsystems, insbesondere der Akteurskonstellationen und -interessen, entstehen so andere Steuerungsmechanismen. Diese bestehen aus den Steuerungsinstrumenten selbst und aus den von ihnen hervorgerufenen Rückkopplungen.

Die Gesamtheit der Verflechtungen zwischen dem Staat und dem zu steuernden Regelsystem ist der Ordnungsrahmen. Allerdings hat jeder gewählte Ordnungsrahmen spezifische Vor- und Nachteile. Vereinfacht lässt sich dieser Zusammenhang als Metapher der „zwei Boote“ (stellvertretend für die zwei Regelsysteme Staat und Energiesektor) beschreiben, die parallel zueinander flussabwärts fahren wollen (übergeordnetes Ziel). Es gibt mehrere Möglichkeiten, die Fahrt unter diesen Bedingungen zu meistern.

Variante 1: Ohne physikalische Verbindung zueinander versuchen sie, durch Sichtkontakt die Parallelität zu halten. Vorteil ist, dass jede Seite maximale Flexibilität beim Steuern und Navigieren hat. Die Parallelität wird aber kaum erreicht. Diese Variante bedeutet eine Unabhängigkeit beider Seiten. Bezogen auf das Verhältnis Staat-Energiesektor, war diese Situation aus staatlicher Sicht nur in der Zeit vor dem ersten Weltkrieg akzeptabel. Danach wurde die Versorgung mit Strom zu wichtig, um keinen Einfluss darauf zu haben.

Variante 2: Eine lockere Verbindung zwischen beiden Booten ermöglicht eine Abstimmung bei Geschwindigkeit, Bedienung der Segel etc. Aber die Boote sind nicht mehr unabhängig voneinander. Bei starken Kursänderungen des ersten muss das zweite folgen. Diese Variante entspricht dem deutschen Regulierungssystem bis in die 1980er Jahre – auch als gemischtwirtschaftliches Regime⁶² bezeichnet. Verbände, personelle und wirtschaftliche Verflechtungen stellen die Koordinierungen zwischen Staat und Energiewirtschaft sicher. Aber keines der Regelsysteme verlor seine Eigenständigkeit. Im Gegenteil, weite Teile des Energiesektors konnten in einer verbandlichen Selbststeuerung geregelt werden, weitgehend ohne staatliche Beteiligung.

Variante 3: Beide Boote sind fest miteinander verbunden und nur ein Kapitän hat das Kommando. Die Parallelität der Boote ist damit vollständig erfüllt. Allerdings kann nur noch ein Kurs eingeschlagen werden, dem beide Seiten mit dem Risiko des gemeinsamen Scheiterns folgen. Diese Variante entspricht den Systemen von Briten und Franzosen bis in die 1980er Jahre. Diese so genannten nationalisierten Energiesysteme ermöglichen eine umfassende politische Steuerung des Energiesektors. Staatliche Energieunternehmen kontrollieren den

62 Vgl. Eising, Kap. 2.2.

Markt. Verbände als Koordinatoren zwischen Staat und Energiewirtschaft sind nicht nötig. Aber der Staat steht damit auch in der Pflicht, für alle Folgen und Kosten aufzukommen.

Folgt man diesem Bild, wurde beim heutigen regulierten Netzzugang das Boot „Energiesektor“ in drei separate Boote (Produktion, Netzbetrieb und Vertrieb) zerlegt. Während Produktion und Vertrieb nur eine lockere Koordinierung eingehen, ist der Netzbetrieb eng an den Staat gekoppelt. Diese ist wesentlich stärker als in Variante 2, da keine verbandliche Selbststeuerung in diesem Bereich mehr existiert. Allerdings wäre eine feste Kopplung wie in Variante 3 erst bei einer Verstaatlichung der Energienetze erreicht.

Die Betonung der gegenseitigen Beeinflussung birgt aber die Gefahr der strukturellen Vernachlässigung des Faktors Macht. Die Akteure sind zwar miteinander vernetzt, aber nicht im gleichen Maße voneinander abhängig. Daraus resultiert ein asymmetrischer Einfluss auf den Politikprozess. Die Macht eines Akteurs bemisst sich dabei nach seinen Droh-, Anreiz- und Orientierungspotenzialen.⁶³ Wie bedeutsam Verschiebungen der relativen Machtpotentiale zwischen den Akteuren sind, kann eindrucksvoll am Aufstieg der ökologischen Anbieter sowie der EU nachvollzogen werden.⁶⁴ Wird der Vernachlässigung der Kategorie Macht also nicht durch eine Analyse der Potentiale und der Interessen der Akteure begegnet, besteht die Gefahr der Überbetonung von organisatorischen Strukturen. Relevante Prozesse, die auf einer Veränderung von Macht und Interessen beruhen, könnten so kaum erfasst werden.

Gleichzeitig muss bei der Vielzahl der Regelsysteme und der systemimmanenten Akteure, die sich, wie der Akteur „Bundesland“, letztlich wieder als eigene Regelsysteme darstellen lassen, eine Begrenzung der betrachteten Systeme und Steuerungsmechanismen vorgenommen werden. Ansonsten droht die Forschung in die „Unendlichkeit“ abzugleiten, da sich immer weitere Rückkopplungen mit immer weiteren Systemen analysieren lassen. In der vorliegenden Arbeit wird diesen Herausforderungen durch eine Eingrenzung der betrachteten Regelsysteme begegnet.

63 Zur ausführlichen Darstellung, vgl. Grashof 2007, S. 24 ff.

64 Vgl. Anlagen 2 und 3.

2.2 Wettbewerbskonforme Regulierungsinstrumente in Deutschland

2.2.1 Politische Erwartungen an die neuen Steuerungsinstrumente

Die deutsche Energiepolitik steht seit dem Beginn des 20. Jahrhunderts in einem Spannungsfeld von vier Zielen, die sich wechselseitig beeinflussen: gesicherte Stromversorgung, niedrige Energiekosten, wirtschaftspolitische Verteilungspolitik sowie Umwelt- und Ressourcenschutz.⁶⁵ Die vier Ziele sind von unterschiedlicher Bedeutung. Sowohl die Prioritätensetzungen als auch die inhaltliche Ausgestaltung änderten sich. So bedeutet z. B. eine Umverteilungspolitik im Energiebereich oftmals höhere Endkundenpreise. Aber auch positive Korrelationen sind möglich. Ein hohes Sicherheitsniveau kann zu sinkenden Realpreisen führen, da Kunden keine Notstromsysteme mehr vorhalten.

Energiekosten: Gestaltung und Höhe des Endkundenpreises inklusive Steuern und Abgaben; Effizienzpolitik im Energiesektor.

Stromversorgung (Daseinsvorsorge): Stromlieferung in genügender Quantität und Qualität sowie allerorts für die Wirtschaft und die Bevölkerung.

Verteilungspolitik: Subventionierung von Arbeitsplätzen oder sozialen Angeboten mit Einnahmen aus der Strombranche bzw. Ausrichtung der Branche an den Erfordernissen anderer Wirtschaftssektoren.

Ökologie: Berücksichtigung externer Effekte im ökologischen Bereich (von der Verhinderung von Umweltschäden bis hin zur vollständigen Internalisierung).

In der *alten Ordnung der 1930er bis 1960er Jahre* lag die Priorität der staatlichen Energiepolitik auf der Stromversorgung sowie der Verteilungspolitik. Der Stromverbrauch stieg mit hohen Wachstumsraten. Oberste Priorität hatte der Ausbau der Erzeugungskapazität. Die Sicherung von Arbeitsplätzen im Energiebereich und den damit verbundenen Sektoren (Kohle, Elektroindustrie etc.) sowie die Finanzierung sozialer Dienste waren flächendeckend praktizierte Instrumente. Ökologische Maßnahmen sollten nur negative Folgen, wie Schäden durch Stauwasser, begrenzen. Der Preis spielte lediglich bei (exportorientierten) Großverbrauchern eine zentrale Rolle. Die Einteilung in zwei Tarifgruppen stellte ein niedriges Preisniveau für diese sicher.

65 Zu den Zielen und ihrer Erklärung, vgl. Graichen 2002, S. 110f.

In der *Übergangsphase von den 1970er Jahren bis in die 1990er Jahre* erfolgte eine Schwerpunktverschiebung. Niedrige Kosten sowie Umwelt- und Ressourcenschutz gewinnen gegenüber der Verteilungspolitik und der Stromversorgung an Bedeutung. Quantitative und qualitative Probleme bei der Stromversorgung sind minimal. Eine Stabilisierung der hohen Standards wird gesichert. Zwei neue politische Strömungen – Neoliberalismus und Umweltbewegung – tragen zur Entstehung des neuen Zielsystems bei.

Eine Kernannahme des ökonomischen Neoliberalismus ist, dass nicht nur einzelne Wirtschaftssektoren im internationalen Wettbewerb stehen, sondern ganze Volkswirtschaften.⁶⁶ Niedrige Energiepreise sind ein Schlüsselfaktor für die Wettbewerbsfähigkeit eines Landes. Daraus entwickelt sich die Konzeption eines Energiedienstleistungsmarktes. In diesem bieten die Unternehmen neben der Bereitstellung von Energie weitere Dienstleistungen an. Damit sollen neue Arbeitsplätze entstehen und die Konsumenten von der gesteigerten Effizienz profitieren, insbesondere in Form sinkender Preise. Mit der Betonung niedriger Energiepreise verliert die Umverteilung an Priorität. Statt einer allgemeinen Förderung, z. B. des ÖPNV, wurde versucht, gezielt Arbeitsplätze in einzelnen Branchen bzw. abgrenzbaren Gebieten zu fördern. Diese Maßnahmen sind vorrangig als Standort- denn als Sozialpolitik zu bewerten. So führte die Schwächung des Stadt-Land-Verbundes ab den 1980er Jahren in Wirtschaftszentren zu sinkenden Energiepreisen, auf Kosten peripherer Gebiete.

Gleichzeitig wandelt sich die Umweltpolitik von einer Elitenpolitik zu einer Massenwahrnehmung.⁶⁷ Beide Prozesse – der wachsende wirtschaftliche Neoliberalismus und die zunehmend wirkungsvolle Umweltpolitik – erhalten durch die Europäisierung starke Impulse.⁶⁸ Die Wettbewerbslogik lässt eine Begrenzung auf nationale Märkte nicht zu, und eine nachhaltige Gesellschaft ist nur durch eine internationale Kopplung ökologischer Energieträger aufzubauen. Entsprechend erfordern beide Entwicklungen die Etablierung europaweiter Ordnungssysteme. In den 1970er Jahren unterschieden sich die bevorzugten Steuerungsinstrumente erheblich. Erst nach Aufgabe radikaler Positionen konnte sich ein „Bündnis“ etablieren. So erkannten Teile der Umweltbewegung den konservierenden Charakter bisheriger staatlicher Programme sowie die Notwendigkeit privater Finanzen und Ideen, um die eigenen Ziele zu erreichen. Gleichzeitig betonten

66 Vgl. Eising 2000, S. 29.

67 Zur Entwicklung der deutschen Umweltpolitik, vgl. Simon 1995, S. 78.

68 Vgl. Eising 2000, S. 26 ff.

Neoliberale verstärkt die Bedeutung eines staatlichen Ordnungsrahmens sowie (selektiver) politischer Eingriffe in den Markt, um diesen in gesellschaftlich gewünschte Richtungen zu lenken.⁶⁹

Ab den 1980er Jahren bildete sich eine heute dominierende Synthese aus den ursprünglich gegensätzlichen Strömungen heraus. Ein heute weitgehend akzeptiertes Zielsystem nimmt Gestalt an. Es lässt sich als „europäisch-ökologischer Dienstleistungsmarkt“ beschreiben.⁷⁰ Die Akzeptanz der Anreizregulierung ist nicht nur Ausdruck des veränderten Zielsystems; sie wirkt gleichzeitig auf die konkrete Ausgestaltung der Regulierungsinstrumente ein.

Erstens muss die „europäische Passform“ garantiert sein. Dies bedeutet eine Befolgung europäischer Verträge und damit auch des europäischen Rechtsbestandes. Gleichzeitig muss eine Mindest-Kompatibilität der Regularien und Ergebnisse zu anderen europäischen Regulierungssystemen eingehalten werden. Beides erwächst aus der zunehmend europäischen Dimension der Netzregulierung. Beispielhaft dafür steht die aktuelle Diskussion um den Ausbau der europäischen Infrastruktur.

Zweitens bleibt der politische Druck in Richtung sinkender Energiepreise bestehen. Die BNetzA wird von weiten Teilen der Gesellschaft daran gemessen, wie hoch die Senkungen der Durchleitungsentgelte ausfallen. Dabei sollen aber weitgehend marktkonforme Instrumente Anwendung finden. Befürworter einer neuen Verstaatlichung haben noch keine Mehrheiten.

Drittens wächst die Bedeutung des wirtschaftspolitischen Ziels, eine exportfähige ökologische Energieindustrie aufzubauen. Der Netzbereich soll die entsprechende Infrastruktur dafür bereitstellen. Ziel ist, durch schnelle und preiswerte Anschlüsse ökologische Energieträger zu fördern.

2.2.2 Kostenregulierung im Vergleich zur Anreizregulierung

Die Festlegung der Netzentgelte kann durch eine Kostenkontrolle („*cost-plus*“) oder durch Vergleichsverfahren erfolgen. Die Kostenkontrolle ist im Kern, wie früher die Endpreiskontrolle, eine Bewertung, ob die (Einzel-)Ausgaben des Unternehmens korrekt sind. Dabei wird den Unternehmen eine verbindliche Richtschnur für die Preisgestaltung sowie die Bilanzierung – in Deutschland die NEV – vorgegeben, und

69 So waren es die Grünen, die als erste einen regulierten Netzzugang forderten.

70 Zur Erklärung des Leitbildes, vgl. Töpfer 1989.

die Umsetzung dann kontrolliert. Es hängt von der Regulierungsform ab, ob wirklich jede Ausgabe geprüft oder sich, wie hier zu Lande, auf bestimmte Kostenarten bzw. Kostenblöcke konzentriert wird.

Aus politischer Sicht bedeutet dieses Modell einen geringen gesetzgeberischen Aufwand. Die etablierten Preiskontrollen können modifiziert beibehalten und es müssen keine systematischen, in sich logischen Vergleichsverfahren erarbeitet werden. Ebenfalls liegen nach den Genehmigungsrounds umfassende Datensätze über Kosten, Anlagenbestände, Kundenstruktur und Absatzmengen aller Unternehmen vor. Auf dieser transparenten Datenbasis sind leistungsfähigere Verfahren leichter implementierbar. Gleichzeitig kann der Regulator – politische Unterstützung vorausgesetzt – innerhalb weniger Jahre unerwünschte Ausgabenstrukturen, wie Quersubventionierungen und Monopolgewinne, weitgehend beseitigen, indem er solche „Kosten“ schlicht nicht genehmigt. Auch wird argumentiert, dass durch harte Kürzungen der Widerstand der Netzbetreiber gegen alternative Regulierungsverfahren gebrochen werden könne. Als Beispiel wird hier oft Österreich genannt.⁷¹

Allerdings sind die Nachteile erheblich. Bei dieser Form der Regulierung erfolgt keine Hinführung zu effizienten Strukturen. Da die Kürzungen ohne Systematik erfolgen, wird die Kommunikation zwischen Regulator und Unternehmen nachhaltig gestört. Aus Unternehmenssicht liegen kaum Anreize zur Kooperation vor, da letztlich nicht betriebswirtschaftliche Argumente, sondern die politische Aufgabenstellung einer schnellen Senkung der Netzpreise dominiert. Gleichzeitig führt ein Kostendruck ohne Vergleichsmaßstäbe mittelfristig zu Kürzungen auf Kosten der Unternehmenssubstanz bzw. der Netzqualität. Letzteres wird wahrscheinlich, da die Steuerungsfähigkeit des Regulators auf monetäre Größen beschränkt ist. Mit Bilanzprüfungen sind Faktoren wie Umweltfreundlichkeit oder technische Leistungsfähigkeit nicht regulierbar.

Die beschriebenen Prozesse kann man auch bei der Regulierung in Deutschland verfolgen. Aufgrund des politischen Ziels der Kostensenkung erkannte die BNetzA einzelne Kosten bzw. Kostenblöcke nicht in voller Höhe an. Dazu war sie nach der NEV durchaus berechtigt, sollten die „Kosten [... doch] einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber entsprechen“.⁷² Im Durchschnitt erfolgte eine Senkung der Netzentgelte um ca. 13 % seit 2005 auf der Ebene der BNetzA. Diese Zahl bezieht sich auf die Kürzung der eingereichten

71 Vortrag Berliner Energietage, Udo Leuschner.

72 Vgl. Netzentgeltverordnung, § 4 Abs 1.

Kosten. Viele Unternehmen bauten diese aber bereits vorher ab, um nicht mit hohen Kürzungen in der Presse zu erscheinen. Unternehmen mit niedrigen Kosten versuchten hingegen, diese buchhalterisch nach oben zu treiben, um leicht kürzbare Kostenpositionen zu erhalten. Ein weiteres Problem ist die Starrheit der Gesetzgebung. Welche Netzentgelte gültig sind bzw. wie die Entgeltregulierung durchgeführt wird, wenn z. B. ein Stadtwerk seine Netze verpachtet oder es während einer Regulierungsperiode zum Verkauf kommt, ist gesetzlich nicht geklärt. Insgesamt sind die Kürzungen damit kaum begründbar. Letztlich entschied oft politischer Druck bzw. Verhandlungsgeschick darüber, wie hoch die Kürzungen ausfielen. Hinzu trat hier die unterschiedliche Regulierung von Bund und Ländern.

Inoffiziell setzten sich natürlich Standards durch. So ist erkennbar, dass die BNetzA in der ersten Regulierungsperiode stark bei den kalkulatorischen Kosten, wie Rückstellungen und der Länge der Abschreibungen, ansetzte. So wurde eine Einpreisung der Kosten erst in der anfallenden Periode angestrebt – preistreibende Rückstellungen sollten möglichst gering sein. Gleichzeitig führte die Verlängerung der Abschreibungsdauer – prominentes Beispiel ist hier Vattenfall – zu einer Absenkung der jährlichen Abschreibungshöhen. Die Energiewirtschaft erwartet, dass die BNetzA sich in der zweiten Kalkulationsrunde auf die operativen Kosten konzentriert.⁷³ Intern etabliert sich damit auch eine Art Vergleichsverfahren. Die Mitarbeiter vergessen ihre Maßnahmen bei einem Unternehmen ja nicht, sobald sie das nächste regulieren.

Die strukturellen Nachteile zeigen, dass die reine Kostenregulierung nur einen Übergang darstellen kann. Entsprechend wird die Kostenregulierung durch Effizienzvergleiche zwischen Unternehmen ersetzt. Ein Prozess der in allen Ländern der EU außer Deutschland weitgehend abgeschlossen ist. Diese Methoden werden in Deutschland allgemein als „Anreizregulierung“ bezeichnet. Hinter diesem Begriff stehen verschiedene Regulierungsansätze, die miteinander kombinierbar sind. Gemeinsam ist ihnen, dass Unternehmen nach verschiedenen Kriterien miteinander verglichen werden. Die besten Unternehmen, die mit der höchsten Effizienz, erhalten den höchsten Gewinn. Die Wertung muss sich nicht nur auf ein Kosten-Umsatz-Verhältnis beschränken, sondern kann auch Servicequalität oder ökologische Komponenten beinhalten. Der Vergleich zwischen den Unternehmen soll einen Marktmechanismus simulieren und somit „Anreize“ zur möglichst effizienten Gestaltung des Netzbereiches setzen.

73 Vgl. Vortrag von Herrn Kieskämper auf den BGW-Kongress zur Anreizregulierung am 15. Februar 2007.

Die scharfe Trennung beider Methoden verschwimmt allerdings zunehmend, da bereits die Kostenregulierung sowohl durch Begrenzungen der Gewinne als auch durch Kürzungen der Netzentgelte Effizianzanreize setzt. In Finnland wurde darauf aufbauend sogar ein spezifisches Modell entwickelt: Kostenregulierung mit Benchmarking. Damit wird die Grenze zwischen Anreiz- und Kostenregulierung aufgelöst. Beispielhaft für die Entwicklung stehen in der Wissenschaft die Studien von Prof. Leprich, der diese speziellen Ausformungen der Kostenregulierung als „*Rate-of-Return-Modell*“ und damit als eine Variante der Anreizregulierung beschreibt.

	Einzelkostenregulierung	individuelle Kostentreiber	standardisierte Kostentreiber
Kostenregulierung	ja	nein	nein
Anreizregulierung	nein	ja	ja
Yard-Stick-Competition	nein	nein	ja

Tab. 1: Übersicht über die Kostenermittlung der methodischen Ansätze

2.2.3 Aufbau und Instrumente der Anreizregulierung

Die neuere Regulierungstheorie unterteilt die Anreizregulierung neben speziellen Varianten der Kostenregulierung in zwei Methoden, die sich nach den Regulierungsansätzen unterscheiden.

Erstens, zwei Regulierungsansätze mit rein monetären Größen. Beide Ansätze zielen darauf ab, maximale Obergrenzen der Einnahmen festzulegen. Diese sollten sowohl die Kosten des Unternehmens decken als auch einen vorher bestimmten Gewinn, meist eine bestimmte Kapitalverzinsung, ermöglichen. Die Begrenzung oder, mehr an die englische Begrifflichkeit angelehnt, Kappung des Gewinns bzw. des Stückpreises verleiht diesen Ansätzen ihre Bezeichnungen: Kappung des Gewinns (*Revenue-Cap*) bzw. des (Stück-)Preises (*Price-Cap*).⁷⁴

Beide Regulierungsvarianten setzen unterschiedliche Schwerpunkte. Bei der Preiskappung liegt das Augenmerk auf der Regulierung der Einzelpreise. Die Preise für die einzelnen Produkte multipliziert mit den abgesetzten Mengen ergibt dann den Gesamterlös. Da die (Einzel-)Preise kontinuierlich untersucht werden, können diese schnell den Absatzänderungen angepasst werden, um den angestrebten sektoralen Umsatz- bzw. Gewinnverlauf zu erhalten. Bei der Erlösregulierung

74 Zur Unterscheidung beider Ansätze, vgl. Franz 2005, Kap. 3.2 bis 3.5.

wird, genau andersherum, von einem erlaubten Umsatz auf einzelne Preise geschlussfolgert. Es erfolgt aber keine detaillierte Preisvorgabe mehr. Stattdessen gibt der Regulator allgemeine Regeln vor, wie die Erlöse auf die einzelnen Produkte zu verteilen sind.⁷⁵ Allerdings müssen dafür exakte Instrumente bei der Schätzung der Absatzmengen verwendet werden, denn Mengenänderungen kann kaum noch durch einen Eingriff in das Preisgefüge begegnet werden. Entsprechend geht die Erlösregulierung meist auch mit der Entwicklung sehr differenzierter Erweiterungsfaktoren einher.

Beide Ansätze beruhen auf den gleichen Mechanismen und führen zu gleichwertigen Resultaten. Da aber beim Preisansatz eine viel höhere Kontrolle der einzelnen Produkte notwendig ist, beschränkt sich dieser Ansatz eher auf die Regulierung von Branchen mit wenigen Unternehmen, die weitgehend homogene Produkte vertreiben und durch ihr Verhalten kaum den Absatz beeinflussen können. Beispielhaft dafür steht das Briefmonopol der Deutschen Post.⁷⁶ Für die Energiebranche mit ihren vielfältigen Anbietern und differenzierten Preis- und Produktstrukturen wird international der Erlösansatz bevorzugt. Ausnahmen sind dabei Volkswirtschaften, die nur wenige Anbieter mit klar abgrenzbaren Liefergebieten regulieren müssen, wie in England.

Ein Argument aus politischer Sicht ist, dass die Gewinnkappung sich direkter der zentralen Herausforderung einer „gerechten“ Verteilung zwischen (Unternehmens-)Gewinnen und (niedrigen) Preisen stellt. Bei der Preiskappung war ursprünglich kein maximaler Gewinn vorgegeben. Wenn es dem Unternehmen gelingt, den Absatz zu steigern, könnte der Gewinn unendlich hoch werden. In der Praxis existiert allerdings kein Regulierungssystem mit Preiskappung ohne vorgegebene maximale Gewinnrendite. Ist ein reguliertes Unternehmen profitabler als gewünscht, wird der Preis entsprechend gesenkt. Dadurch verschwimmt letztlich die Trennung der beiden Ansätze.

Zweitens sind auch Regulierungssysteme mit nicht-monetären Zielgrößen, z. B. Kundenzahl (*Revenue-per-Customer-Cap*) oder Kombinationen aus mehreren Indikatoren wie Netzlängen und Höchstlast (*Multiple-Driver-Target*) möglich. Diese Systeme sind aber unüblich, da sie eine hohe Datenqualität voraussetzen und teilweise fragwürdige Anreize setzen.⁷⁷ Insbesondere bei der Konzentration auf die Kundenzahl wird eine Unterversorgung befürchtet.

75 In Deutschland geschieht dies durch die Netzentgeltverordnung (NEV). Zur aktuellen Version, vgl. Internetquelle 8.

76 Das Briefmonopol (< 50g) wird von der BNetzA mithilfe einer solchen Regulierung überwacht. Vgl. Internetquelle 9.

77 Entsprechend wird auf diese Ansätze hier nicht weiter eingegangen. Zur Vertiefung, vgl. Irrek 2001.

Die *Formel der Anreizregulierung* besteht aus fünf Elementen, deren Ermittlung und Ausprägung zu unterschiedlichen Resultaten führen.

Erstens ist die Grundlage der Anreizregulierung die Ermittlung der *Kostenbasis*, da nur bei einer einheitlichen Erfassung Unternehmensvergleiche möglich sind.⁷⁸ Allerdings ist die Datenerfassung sehr aufwendig. Bei deutschlandweit 900 Netzbetreibern braucht diese viel Zeit, insbesondere wenn viele Details nicht geklärt sind und die Teilnehmer noch keine Routinen entwickelt haben. Hinzu kommt, dass bei Vergleichsverfahren alle Daten gleichzeitig erhoben werden müssen. Eine zeitliche Streckung ist – soll die Vergleichbarkeit gewahrt bleiben – nicht möglich. Enge personelle und technische Kapazitäten vergrößern, wie bei der jetzigen Kostenregulierung, die Herausforderung zusätzlich. Aufgrund der zurzeit langen Erhebungsdauer sind die Daten zum Beginn der Regulierung veraltet und müssen auf das jeweilige Jahr hochgerechnet werden.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob zur Ermittlung der Kostenbasis ein einzelnes Geschäftsjahr herangezogen oder die Durchschnittskosten mehrerer Jahre verwendet werden? Bei Letzterem ist der Verwaltungsaufwand höher, aber die Möglichkeiten einer strategischen Kostenpolitik von Seiten der Unternehmen geringer. Wird nur ein Basisjahr verwendet, könnten diese die Kosten des betreffenden Geschäftsjahres entsprechend zu ihrem Vorteil gestalten.

Fraglich ist auch, ob alle Kosten in das Vergleichsverfahren einfließen oder einzelne Kostenblöcke ausgeschlossen werden sollen? So genannte „nicht-beeinflussbare“ Kosten werden aus den Gesamtkosten herausgerechnet, da sie von den Unternehmen, wie der Name schon sagt, nicht beeinflussbar sind. Klassische Beispiele sind Steuern und Abgaben, Kosten vorgelagerter Produktionsstufen und politische Auflagen, wie die Verwendung von Erdkabeln. Die Zurechnung schafft allerdings zahlreiche Konfliktfelder. So fordert die Gewerkschaft Verdi, dass Tarifverträge zu den nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen gehören sollen und so von den Effizienzvorgaben der Anreizregulierung befreit sind.⁷⁹

Zweitens müssen *Preisveränderungen* berücksichtigt werden. Die genehmigten Preise steigen jedes Jahr in Höhe der vorjährigen Inflationsrate. Dabei stehen verschiedene Ansätze zur Auswahl; so kann ein Verbraucherpreisindex oder eine Mischung unterschiedlicher Indizes, z. B. für Baukosten, Anwendung finden. Der angewendete Indikator

78 Zur Darstellung der Kostenbasis, vgl. Vortrag von Frau Dr. Worm auf den BGW-Kongress am 15. Februar 2007.

79 Vgl. Positionen von Verdi 2007, S. 2f.

sollte einfach zu handhaben und gleichzeitig die „reale“ Kostenentwicklung widerspiegeln.

Drittens sind das Herzstück der Anreizregulierung die *Produktivitätsfortschritte*. Diese vom Regulator festgelegten Größen kürzen jedes Jahr den genehmigten Gewinn in einer bestimmten prozentualen Höhe. Will das Unternehmen die Gewinnrendite halten, muss es die Kosten in entsprechender Höhe senken. Man unterscheidet hierbei zwischen generellen und individuellen Produktionsfortschritten.

Allgemeine Produktivitätsfortschritte werden für alle Unternehmen in gleicher Höhe veranschlagt. Ihr Wert soll die allgemeine Produktivitätsentwicklung der Branche widerspiegeln und auch führende Unternehmen zu immer weiteren Verbesserungen zwingen. Die Ermittlung der realen Höhe stößt auf große Hindernisse. Je nach Gutachten schwanken die Werte für Deutschland zwischen -1,64 und 2,54 % Produktivitätszuwachs pro Jahr über die letzten 20 Jahre. Für andere OECD-Staaten ergeben sich Werte zwischen 0 und 6 % p. a.⁸⁰

Hauptprobleme bei der Berechnung des Produktivitätsfortschrittes sind die in der Vergangenheit praktizierte Ausschaltung des Wettbewerbs bei gleichzeitiger Politisierung des Sektors. Beide Effekte überlagern die Produktivitätsentwicklung, da Effizienzen nur selektiv realisiert bzw. durch politische Projekte überdeckt wurden. Schwer wiegt dabei auch die Langlebigkeit der Anlagen, die eine durchschnittliche Lebenszeit von 40 Jahren haben. Berechnungen sind so zwar möglich, allerdings ist die Übertragbarkeit der Erkenntnisse, insbesondere auf andere nationale Märkte, kaum gegeben. Insgesamt führt die Ermittlung des allgemeinen Produktivitätsfortschritts in Netzsektoren an die Grenzen der heutigen Wissenschaft. Folge ist, dass der Indikator politisch ausgehandelt werden muss.⁸¹ International durchgesetzt haben sich Beträge in der Größenordnung von 1,5 bis 2 %. Also ungefähr in Höhe der jährlichen Inflationsraten der 1990er Jahre in den OECD-Staaten. Zugespitzt formuliert dient der allgemeine Produktivitätsfortschritt aus Sicht des Regulators dazu, bei niedrigen Inflationsraten die Netzentgelte stabil zu halten.

Der individuelle *Produktivitätsfortschritt* senkt wie sein Pendant den jährlichen Erlös. Allerdings variiert seine Größe von Unternehmen zu Unternehmen – er ist individuell. Errechnet durch einen branchenweiten Leistungsvergleich (Benchmarking) am Beginn der

80 Für deutsche Werte, vgl. Kiespämpers Vortrag auf dem BGW-Kongress am 15. Februar 2007; für internationale Werte, vgl. Sillaber 2006, S. 25.

81 Zur Diskussion, dem Aufbau und den Problemen des allgemeinen Produktivitätsfortschritts, vgl. Stronzik 2006.

Regulierungsperiode drückt der individuelle Produktivitätsfortschritt die Produktivitätsunterschiede der Unternehmen aus. Der Differenzbetrag zum Maximum geteilt durch die Jahre einer Regulierungsperiode (3 bis 5 Jahre) ergibt den individuellen Betrag.

Beispiel: Die Unternehmen A und B haben bei gleicher Netzlänge Kosten von 100 bzw. 75 €. Unternehmen B ist damit maximal effizient, der individuelle Produktivitätsfortschritt beträgt 0 %. Unternehmen A hat einen Effizienzgrad von 75 %, also 25 % höhere Kosten als B. Dauert die Regulierungsperiode 5 Jahre müssen die Kosten von Unternehmen A jedes Jahr um durchschnittlich 5 % zum Ausgangswert sinken, um das Niveau von B zu erreichen. Der individuelle Produktivitätsfortschritt von A beträgt also 5 %.

Der Leistungsvergleich zwischen Unternehmen wird mithilfe von Effizienzmethoden durchgeführt.⁸² Dafür gibt es zwei grundlegende Ansätze. Ingenieur-wissenschaftliche Methoden versuchen durch modellierte Stromnetze ideale Kostenstrukturen zu ermitteln, an denen die Unternehmen gemessen werden. Mathematische Modelle setzen hingegen auf einen rechnerischen Vergleich zwischen den Unternehmen mithilfe von Kostentreibern – Indikatoren zur Prognose von Unternehmenskosten – wie Netzlänge und Anschlussdichte (Kunden pro km²). Die Schwierigkeit besteht dabei in der Vielzahl der Kostentreiber. Je mehr verwendet werden, umso realitätsnäher ist zwar das ermittelte Ergebnis, aber desto komplizierter auch der Vergleich.⁸³

Beispiel: Die Unternehmen A und B haben bei gleicher Netzlänge Kosten von 100 bzw. 75 €. Zählt nur der Kostentreiber Netzlänge würde Unternehmen B das effizientere sein. Bei der Integration eines weiteren Kostentreibers wie der Anschlussdichte kann sich das Bild hingegen wandeln. Hat Unternehmen B nur einen mittelständischen Betrieb und Unternehmen A hunderte private Haushalte als Netzendverbraucher, liegen der organisatorische Aufwand bzw. die Kosten bei Unternehmen A höher. Um wie viel höher diese sein dürften, lässt sich hier nicht ermitteln. Dafür müssten weitere Unternehmen mit A und B verglichen werden.

82 Für eine detaillierte Darstellung der Effizienzmethoden, vgl. Plaut Economics 2006.

83 Zur Erläuterung des Einbaus von (geographischen) Sonderfaktoren, vgl. Filippini 2002.

Die *ingenieurwissenschaftlichen Methoden*⁸⁴ stellen eine sehr hohe Anforderung an die Datenqualität und -quantität, insbesondere bei Systemen mit vielen Betreibern und heterogenen Netzstrukturen. Gleichzeitig sind Entscheidungen der Vergangenheit (Leitungen, die zu stillgelegten Fabriken führen) sowie eigentumsrechtliche Trennungen zusammenhängender Netzgebiete nur schwer in den Modellen darstellbar. Auch lassen sich mit diesen Modellen kaum Aussagen zu nicht-technischen Größen, wie Servicequalität, treffen. Entsprechend haben sich diese Modelle nur als Indikator bei technischen Fragen sowie, da die mathematischen Modelle erst ab 30 bis 50 Teilnehmern funktionieren, bei der Regulierung von Branchen mit nur wenigen Anbietern durchgesetzt.⁸⁵

Die *mathematischen Methoden* werden zwischen den parametrischen und den nicht-parametrischen Modellen unterschieden. Ihnen gemeinsam ist die Ermittlung einer Effizienzgrenze, definiert von den produktivsten Unternehmen. Diese Ansätze, auch als Grenzmethoden (*Frontier-Methods*) bezeichnet, etablieren ein dynamisches System. Steigern einzelne Unternehmen ihre Produktivität über das bisherige maximale Effizienzniveau hinaus, kommt es zur dauerhaften Steigerung der Anforderungen (*Frontier-shift*). Erfolgreiche Reaktion anderer Unternehmen erhöhen wiederum die Anforderungen.

Bei den *parametrischen Ansätzen* werden vor allem die Grenzwahrscheinlichkeits-Analyse (*Stochastic-Frontier-Analysis*, SFA) sowie Unterarten der Kleinsten-Quadrat-Methode (*Ordinary-Least-Square-Method*, OLS) verwendet. Beiden gemeinsam ist die Nachbildung idealer Kostenkurven mithilfe des Benchmarking. Dafür werden die Kosten-Umsatz-Verhältnisse der Netzbetreiber in einem Diagramm abgebildet. Durch die entstehenden Punktwolken wird eine Kostenkurve gelegt, die den Abstand zu den effizientesten Netzbetreibern minimiert. Die entstandene (meist lineare) Kostenkurve wird durch eine Formel nachgebildet. In diese fließen die gewählten Kostentreiber als Parameter mit ein.⁸⁶ Beispiel einer möglichen Formel wäre:

$$f(\text{Kosten}) = 2000 \times \text{Netzlänge} - 5 \times \text{Anschlussdichte}$$

Die Vorteile beider Methoden sind ihre einfache Überprüf- und Modifizierbarkeit. Gleichzeitig lassen sich Unternehmen mit gleichen

84 Zur Erläuterung der ingenieurwissenschaftlichen Effizienzmethoden, vgl. Riechmann 2006, S. 209.

85 So ermittelt die BNetzA die Kosten für das deutsche Telefonfestnetz mit solchen Methoden, vgl. Internetquelle 29.

86 Zu den Parametrischen Modellen, vgl. Schaefer 2006, S. 177 f.

Merkmale leicht identifizieren, da sie entweder Punktwolken (gleicher Umsatz) oder, bei unterschiedlichen Umsatzgrößen, Parallelen zur idealen Kostenkurve bilden (z. B. alle Unternehmen mit höheren Baukosten wegen Sumpfgelände). Dadurch lassen sich Sonderfaktoren wie „sumpfiges Baugelände“ leicht erkennen und berücksichtigen. Nachteile sind allerdings die weitgehende Beschränkung auf eine Kostenanalyse und die damit einhergehende Schwierigkeit nicht-monetäre Faktoren wie Umweltschutz oder Servicequalität zu integrieren.

Nicht-parametrische Methoden wie die Datenumhüllungs-Analyse (*Data-Envelopment Analysis*, DEA) erstellen einen „Quotienten aus gewichteten Inputs und gewichteten Outputs für jedes berücksichtigte Untersuchungsobjekt“.⁸⁷ Unternehmen mit einem hohen Quotienten bilden den äußeren oberen Rand des Streudiagramms und damit die Effizienzgrenze.⁸⁸ Vorteil der Methode sind die guten Möglichkeiten mehrere Outputs, zum Beispiel Kosten und Ausfallzeiten, sowie eine Vielzahl von Inputs abzubilden. Der Vergleich kann damit komplexer gestaltet werden. Gleichzeitig wird zwischen In- und Output kein funktionaler Zusammenhang in Form einer Produktionsfunktion unterstellt. Entsprechend sind auch „weiche“ Faktoren, wie Servicequalität erfassbar, die kaum aus „mechanischen“ Beziehungen zwischen Produktionsfaktoren herleitbar sind. Allerdings fällt es schwer Datenfehler sowie zufällige Schwankungen zu identifizieren, da man auch bei unstimmgigen Daten und falschen Annahmen immer ein Ergebnis erhält. Anwendung und Überprüfung ist dadurch komplizierter als bei den parametrischen Alternativen.

Viertens ist es üblich, *Qualitätszuschläge* einzuführen. Diese können entweder als Term in der Formel erscheinen oder verdeckt als Pönalen. Auch Kombinationen beider Elemente sind möglich. Während der Term den maximal möglichen Gewinn erhöht, senken Pönale die realen Einnahmen im Geschäftsjahr. Sie müssen von den Kunden selbst über ein Beschwerdesystem eingefordert werden. Entsprechende Systeme müssen allerdings vorher von den Unternehmen aufgebaut werden. Hingegen kontrolliert die BNetzA bei einem festen Term die Einhaltung anhand fester Indikatoren. Ziel ist, die Unternehmen auch auf die Einhaltung qualitativer Standards zu verpflichten.⁸⁹

87 Vgl. Kemkes 2006, S. 2.

88 Zu den nicht-parametrischen Modellen, vgl. Schaefer 2006, S. 178.

89 Zu Qualitätsindikatoren sowie ökologischen Faktoren, vgl. Leprich 2006.

2.2.4 Alternative Regulierungsansätze

Gegen die Regulierung der Netze mit Anreizsystemen werden drei zentrale *Kritiken* vorgebracht und, darauf begründet, alternative Regulierungen eingefordert.

Erstens kritisieren Wirtschaftswissenschaftler die systembedingten Fehler der Anreizregulierung bei der Erfassung und Standardisierung der buchhalterischen sowie technischen Daten. Die Ursache wird in der Berücksichtigung der individuellen Situation bei der Heranführung an das betriebswirtschaftliche Optimum gesehen. Die Anwendung eines reinen Leistungsvergleichs (*Yard-Stick-Competition*⁹⁰) ohne die Berücksichtigung unternehmensinterner Kosten- und Anlagenstrukturen soll diese Probleme beseitigen. Der Regulator errechnet die erlaubten Gewinne dann nur noch anhand leicht zu erfassender Kostentreiber. Damit verbunden ist auch die Hoffnung, eines geringeren Verwaltungsaufwands sowie einer schnelleren Wiederholbarkeit des Leistungsvergleichs. Entsprechend strebt auch die BNetzA für die dritte Regulierungsperiode dieses Modell an. Bisher existiert weltweit nur in Norwegen ein solcher Leistungsvergleich, da die Loslösung von den individuellen Kosten nur bei effizienten Marktstrukturen funktioniert. Ebenfalls müssen sehr verlässliche Erweiterungsfaktoren und Qualitätsindikatoren zur Verfügung stehen. Nachträgliche Korrekturen an der Regulierungsformel sind kaum ohne Rückgriff auf die individuellen Kosten möglich. Solche Rückgriffe stellen aber die Frage nach der Sinnhaftigkeit des reinen Benchmarking. Die bisher ungelösten Probleme lassen die Einführung eines solchen Systems in den nächsten Jahren unwahrscheinlich erscheinen.

Zweitens fordert die EU-Kommission⁹¹ eine Verstaatlichung der Übertragungs- und Transportnetze. Da Kraftwerke meist in diesen Ebenen angeschlossen werden, bedeutet eine Kontrolle der Übertragungsnetze einen wesentlichen Einfluss auf die Gestaltung des Kraftwerksparks. Unternehmen, die sowohl in der Produktion als auch der Übertragung aktiv sind, könnten, so die Argumentation, ihre eigenen Anlagen zu Gunsten anderer Anbieter bevorzugen. Hier versagt die staatliche Aufsicht, da in diesen Spannungsebenen keine national vergleichbaren Netzstrukturen existieren, um Leistungsvergleiche durchzuführen. In vielen Staaten wie England, Norwegen oder Australien wird diesem Problem durch die Verstaatlichung der Netzebenen und erweiterte Kontroll- bzw. Eingriffsrechte der

90 Zur Erläuterung einer *Yard-Stick-Competition*, vgl. Ajodhia 1996, S. 4f.

91 Zur Rolle und dem Einfluss der EU, vgl. Anlage 3.

Regulierungsbehörden begegnet. Ein Weg, den auch die EU-Kommission einschlagen möchte. Allerdings konnte sie nie darstellen, wie die jetzigen Netzbesitzer entschädigt werden sollen. Entsprechend scheiterte der Vorstoß der EU-Kommission. Ein modifizierter Vorschlag ist die Installation von unabhängigen Betreibern. Die alten Besitzer behalten zwar ihr Eigentum und ihre Gewinne, haben aber keine Eingriffsbefugnisse mehr. Auf diesen Vorstoß reagierten am 6. März 2007 die großen Energieunternehmen Zentraleuropas.⁹² Sie schlugen die Schaffung eines europäischen Betreibers vor, der die Stromnetze Frankreichs, der Alpenländer, Deutschlands sowie der BeNeLux-Staaten integriert. Auch wenn dieser Vorschlag nicht umgesetzt wird, zeigt er eine interessante Entwicklungsmöglichkeit der Regulierung auf.

Drittens befürchten Verbraucherverbände, Gewerkschaften und alternative politische Strömungen große Absenkungen der Qualität, wenn Unternehmen Investitionen hinauszögern, um die Renditerwartungen der Kapitalmärkte zu erfüllen bzw. der Kostendruck des Regulators zu hoch ist. Auch wächst die Befürchtung, dass sich in solchen Situationen unerwünschte ausländische Unternehmen einkaufen könnten.⁹³ Im Kern fordern beide Seiten eine höhere Priorität nicht-monetärer Ziele. Auch wenn die vorgetragenen Lösungen teilweise wie eine Rückkehr in Monopolzeiten anmuten, rührt die Kritik doch an den bisher nicht erfüllten Versprechen der Regulierungsansätze. Die Störfälle in schwedischen Atomanlagen aufgrund eingesparter Kontrollen sowie die anhaltenden Qualitätsprobleme der Stromversorgung in England und Italien zeigen, dass es bisher nicht ausreichend gelungen ist, eine Balance zwischen Qualität und Preis zu finden. Ebenfalls ist der Versuch gescheitert, marktwirtschaftliche Strukturen in Energielieferländern außerhalb der EU, z. B. in Russland, mithilfe der Energiecharta zu etablieren. Die Diskussion strategischer Alternativen wird Rückwirkungen auf die Regulierung der inländischen Energienetze haben.

92 Vgl. Internetquelle 24.

93 Beispielhaft steht dafür die Diskussion um einen möglichen Kauf von RWE durch Gazprom. Vgl. Internetquelle 30.

2.3 Internationale Erfahrungen (Fallbeispiele)

2.3.1 England und Wales

Die Reform des Energiesektors in Großbritannien begann in den 1980er Jahren, ausgehend von einer nationalisierten Marktstruktur. Der öffentliche Energiemonopolist *British Electricity Authority* kontrollierte damals die *Central Authority* – zuständig für Übertragungsnetz und Energieproduktion – sowie 14 *Area Boards*, die die Verteilnetze betrieben. Mit dem *Electricity Act* von 1989 erfolgte eine Privatisierung entlang dieser Organisationsstruktur. Es entstanden ein Übertragungsnetzbetreiber – die *National Grid* – und 14 regionale Verteiler.⁹⁴

Parallel zur Privatisierung gab es ab 1990 einen Wettbewerb in der Produktion und dem Vertrieb, allerdings nur für Großkunden mit einem Abnahmevermögen von einem Megawatt. 1994 erfolgte eine Senkung dieser Schwelle auf 100 kW und ab 1998 konnten alle Abnehmer ihre Lieferunternehmen frei wählen. Ein „Pool-Modell“ stellt bis heute die Koordinierung zwischen Erzeugung und Verbrauch sicher. Die Erzeuger verkaufen dabei ihre Kapazitäten an einen vom *National Grid* betriebenen Pool, der in halbstündigen Versteigerungen den Strompreis bestimmt. Die Vertriebsgesellschaften decken auf diesem Markt ihren Strombedarf. Um die hohen Preisschwankungen zu unterbinden, wurden einerseits ab 1994 langfristige Lieferverträge für ausgewählte Akteure zwischen unabhängigen Erzeugern und Verteilnetzbetreibern legitimiert. Andererseits nähert sich das Modell mit dem *New Electricity Trading Arrangement* seit 2001 immer stärker klassischen Börsenstrukturen an.⁹⁵

Der Netzbetrieb unterliegt ab 1990 einer Anreizregulierung in Form einer Preiskappung durch das *Office of Electricity Regulation* bzw. ab 2000 durch das *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM). Die Regulierungsbehörde verfügt über 300 Mitarbeiter von denen 33 im Bereich für Festlegung und Überprüfung der Netzentgelte arbeiten.⁹⁶ Aufgrund der nur begrenzten Anzahl von Netzbetreibern kann die Regulierung weitgehend durch Verhandlungen erfolgen. Charakteristisch für die britische Regulierung ist die Unterscheidung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den 14 Verteilern. Für ersteren gilt eine Regulierungsperiode von drei, statt fünf Jahren. Entsprechend

94 Vgl. Eising 2000, S. 95.

95 Zur inneren Struktur des Strommarktes, vgl. Internetquelle 16, S. 28 ff.

96 Vgl. Internetquelle 15, S. 19.

wurden die meisten Neuerungen erst bei der *National Grid* eingeführt und später auf die Verteilnetzbetreiber übertragen, wie beispielsweise bei der Qualitätsregulierung.

In der *ersten Periode* (1990 - 1995) unterlagen Qualitätsstandards sowie Investitionen keiner formalen Regulierung, sondern wurden durch Verhandlungen festgelegt. Um den hohen Gewinnsteigerungen entgegenzuwirken, unterbrach die Behörde 1996 und 2001 die Anreizregulierung und setzte durchschnittliche Senkungen des Preisniveaus um 25 % bzw. 17 % durch. Die Leistungsvergleiche werden vom OFGEM bis heute ausschließlich auf die Betriebskosten (OPEX) angewendet. Wobei die Effizienzbewertung und Verzinsung der Kapitalkosten stetig weiterentwickelt wurde.⁹⁷ Zur Verzinsung in der *zweiten Periode* (1995 - 2000) erfolgte eine Ergänzung des Benchmarks durch ein DEA-Modell. Gleichzeitig wurde ein formeller Gewichtungsfaktor für Mengenänderungen in die Regulierungsformel eingeführt. Eine eigene Qualitätsregulierung in Zu- und Abschlägen auf den Erlös fand ab der *dritten Periode* (2000 - 2005) statt. Erst mit der *vierten Periode* (2005 - 2010) integrierte OFGEM die Qualitätsregulierung in die Anreizregulierung.⁹⁸ Gleichzeitig wurde für die Festlegung des Investitionsverhaltens ein *sliding-scale*-Modell angewendet.⁹⁹ Jede Investitionshöhe bekommt darin in Abhängigkeit vom Leistungsvergleich eine spezifische Verzinsung zugeordnet, die aus Sicht von OFGEM ideal ist. Der Netzbetreiber kann jetzt aus diesem „Menü“ seine bevorzugte Investitionsstrategie und damit auch die Verzinsung wählen.

Seit Anfang der 1990er Jahre bis 2005 fand eine Senkung der Netzentgelte um durchschnittlich 50 % statt. In der aktuellen Periode steigen allerdings die Entgelte wieder leicht an. Hintergrund waren die zu hohen Senkungen in der Vergangenheit, die zu einem starken Rückgang der Investitionen geführt haben.¹⁰⁰

2.3.2 Norwegen

Norwegen begann bereits 1991 seinen Strommarkt zu öffnen und etablierte bis 1995 einen alle Kundengruppen umfassenden Wettbewerb. Da die Regulierung immer wieder reformiert wurde, gilt sie heute als eine der fortschrittlichsten weltweit. Eine wesentliche Ursache

97 Zum aktuellen Stand der Kapitalkostenregulierung, vgl. Frontier Economics (Hrsg.) 2001, S. 20 f.

98 Zur Entwicklung und Ausgestaltung der Qualitätsregulierung, vgl. Cohen 2005, S. 1 ff.

99 Zur Erklärung des *sliding-scale*-Modells, vgl. BNetzA 2006, S. 111.

100 Zum Verlauf der Entgelte, vgl. Vortrag von Herrn Dr. Autenrieth auf dem BGW-Kongress vom 15. Februar 2007.

ist sicherlich die in den 1970er Jahren beginnende Verflechtung der Energienetze mit den anderen skandinavischen Ländern Schweden, Finnland und Dänemark. Die Staaten sind nicht nur über die gemeinsame Übertragungsnetzorganisation NORDEL miteinander verbunden, sondern betreiben zusammen auch die Strombörse Nordpool.¹⁰¹ Im Gegensatz zur stark zentralisierten Stromerzeugung ist der Netzbetrieb durch eine Vielzahl von Betreibern geprägt. Das Übertragungsnetz wird dabei weitgehend vom staatlichen Unternehmen Statnett betrieben. Allerdings sind Teile des Übertragungsnetzes an ca. 40 Betreiber verpachtet und etwa 60 Unternehmen betreiben kleine regionale Übertragungsnetze. Unternehmen beider Gruppen sind primär im öffentlichen Besitz und betreiben auch die regionale Verteilung. Daneben operieren auf lokaler Ebene ca. 200 kleine kommunale Unternehmen mit durchschnittlich 5.000 Kunden.¹⁰²

Das *Norwegian Water Resources and Energy Directorate* (NVE), eine sektorspezifische Regulierungsbehörde, die dem Energieministerium untersteht, führte direkt nach der Marktöffnung eine Kostenregulierung der Netzentgelte ein. Primäres Ziel des norwegischen Regulierungssystems war und ist die Sicherung des Qualitätsniveaus sowie die finanzielle Absicherung des Ausbaus der Stromnetze, nicht eine kontinuierliche Absenkung der Preise. Ein wesentlicher Grund dafür sind die niedrigen Energiekosten. Der Wasserkraftanteil von über 90% an der Stromerzeugung macht Norwegen weitgehend unabhängig von Preisschwankungen für Energierohstoffe. Gleichzeitig binden Stauanlagen bei der Errichtung zwar enorme Finanzmittel, sind im laufenden Betrieb aber sehr effizient.¹⁰³

Die Einführung der Anreizregulierung in Form einer Erlöskappung übte in der *ersten Regulierungsperiode* (1996-2000) nur einen moderaten Druck auf die Netzentgelte aus. Der Effizienzvergleich mithilfe eines DEA-Modells ermittelte einen durchschnittlichen individuellen Produktivitätsfortschritt von 1,5%. Dieser verhältnismäßig niedrige Wert ergab sich vor allem aus dem eher langfristig angestrebten Effizienzabbau von 15 Jahren über drei Regulierungsperioden. Das NVE strebte eine branchenweite Rendite von 8,3% an. Die Anfangs auf 15,3% begrenzte Maximalrendite wurde später auf 20% erhöht. Parallel dazu wurde ein einfacher Erweiterungsfaktor von 50% eingeführt. Über die erlaubte Menge hinaus gelieferte Energie, kann nur mit der Hälfte der normalen Kosten angesetzt werden.¹⁰⁴

101 Zur inneren Struktur des skandinavischen Strommarktes, vgl. Internetquelle 16, S. 31 ff.

102 Zur Strukturierung der norwegischen Energiewirtschaft, vgl. DIW 2006, S. 49.

103 Vgl. Dugstad 2003, S. 83 f.

104 Zur detaillierten Entwicklung des norwegischen Regulierungssystems, vgl. DIW 2006, S. 51 ff.

Entsprechend der politisch gewollten Qualitätsstrategie erhob die NVE mit der *zweiten Regulierungsperiode* (2001-2006). Qualitätsindikatoren, um mit den Netzbetreibern individuelle Qualitätsziele zu vereinbaren. Bei einer Nichtumsetzung der Vorgaben erfolge eine Senkung der erlaubten Erlöse. Zentraler Indikator war die Häufigkeit der Netzunterbrechung. Den pauschalen Erweiterungsfaktor entwickelte die Regulierungsbehörde zu einem „Justierungsparameter“ mit unterschiedlichen Kostensteigerungen je nach errichtenden Gebäudetyp bzw. erhöhter Nachfrage von Kundengruppen weiter.¹⁰⁵

In der *dritten Regulierungsperiode* (2007-2011) wurde international einmalig eine reine Vergleichsrechnung (*Yard-Stick-Competition*) eingeführt. Es existiert damit nur noch ein individuellen Produktivitätsfortschritt. Sowohl ein allgemeiner Produktivitätsfortschritt als auch ein Erweiterungsfaktor sind nicht mehr nötig. Die pauschale Berücksichtigung von Mengenänderungen wird durch mathematische Bestimmung des neuen Kostenniveaus im Rahmen eines jederzeit wiederholbaren Benchmarking ersetzt.¹⁰⁶

2.3.3 Australien

Ab 1995 ermöglichten australische Bundesgesetze eine Liberalisierung der Energiemärkte in allen Bundesstaaten. Aufgrund der nur geringen Stärke der Bundesebene als auch der großen Differenzen in der Wirtschaftsstruktur und -kraft in den Gliedstaaten bildeten sich unterschiedliche Regulierungssysteme heraus. Im Bundesstaat New South Wales (NSW) etablierte sich eine sehr offene Regulierungskultur, die bis heute auf hohe Transparenz insbesondere bei wissenschaftlichen Analysen setzt. Damit einher ging eine völlige Marktöffnung bei gleichzeitiger Aufgeschlossenheit gegenüber neuen Steuerungsinstrumenten. Entsprechend gilt „das Regulierungsverfahren in NSW weltweit als eines der profiliertesten und ausgereiftesten“.¹⁰⁷ Besonders werden die differenzierte Qualitätsregulierung, die umfangreiche Einbeziehung von Erweiterungsfaktoren sowie die gelungene Stabilisierung der Preisentwicklung hervorgehoben.

Zentrale Regulierungsinstanz der Energienetze in NSW ist das ursprünglich 1990 zur allgemeinen Überwachung öffentlicher Dienstleistungen gegründete *Pricing and Regulatory Tribunal* (IPART).

¹⁰⁵ Zum Aufbau des „alten“ Erweiterungsfaktors als auch des „neuen“ Justierungsparameters, vgl. BNetzA 2006, S. 116 f.

¹⁰⁶ Zur Regulierung ab 2007, vgl. BNetzA 2006, S. 118.

¹⁰⁷ DIW 2006, S. 67.

Allerdings bezieht sich die Regulierungskompetenz primär auf die Verteilernetze. Die *National Grid*, verantwortlich für den landesweiten Betrieb der Übertragungsnetze, unterliegt nur teilweise der Regulierungskompetenz der IPART. Da weder die Legislative noch übergeordnete Behörden Entscheidungen der IPART beeinflussen können, agiert diese weitgehend unabhängig.¹⁰⁸

Ab Herbst 1996 erfolgte eine stufenweise Marktöffnung ausgehend von einem Abnahmeniveau von 40 GW. Erst seit Beginn des Jahres 2002 können alle Kunden ihren Anbieter frei wählen. Interessanterweise ging in New South Wales mit der Liberalisierung keine Privatisierung der Energieunternehmen einher. Alle sechs regionalen Verteilnetzbetreiber blieben im Besitz der öffentlichen Hand. Parallel zur Marktöffnung wurde das Regulierungssystem schrittweise ausgebaut. Ausgangsbasis war eine ab 1997 geltende *performance based*-Regulierung, die Erlöse und Preise anhand von Qualitäts- und Mengenindikatoren festlegte.

Erst im Jahre 2000 führte die IPART eine Anreizregulierung in Form einer Erlös-Kappung ein.¹⁰⁹ Dabei wurden zunächst nur die laufenden Betriebskosten (OPEX) in die Effizienzbetrachtung einbezogen. Die Auflagen sowie die Entwicklung der Investitionen wurden bzw. werden aufgrund der geringen Teilnehmerzahl, von der IPART geschätzt und mit den Netzbetreibern ausgehandelt. Das betriebsnotwendige Vermögen wurde in der fünfjährigen Regulierungsperiode mit 7,5 % pro Jahr vor Steuern verzinst. Gewinn- und Preissteigerungskapungen, insbesondere im Segment der privaten Haushalte, dämmten Preisschwankungen und erzwangen die Weiterreichung von Rationalisierungsgewinnen. Mit der zweiten Regulierungsperiode 2005 bis 2009 wurde die Erlös- in eine Preisregulierung umgewandelt, wobei für alle Preise Erhöhungsobergrenzen von 4,5 % plus Inflationsrate pro Jahr gelten. Gleichzeitig erfolgte eine Integration von Qualitätsindikatoren sowie Erweiterungsfaktoren in die Anreizregulierung. Letzterer soll zur Steuerung der notwendigen Netzerweiterungen dienen, nachdem der Stromverbrauch in den letzten zehn Jahren um 30 % gestiegen war. Nach Senkungen des Strompreises in der ersten Periode um durchschnittlich 10 % ist das jetzige Qualitätsniveau aus Sicht der IPART nur durch zusätzliche Investitionsmittel zu halten, also durch Erhöhungen der Strompreise um 2-3 % pro Jahr.¹¹⁰

108 Zum Aufbau der Regulierungsstruktur, vgl. DIW 2006, S. 64.

109 Zu Aufbau und den wesentlichen Eigenschaften, insbesondere des Regulierungskontos, vgl. BNetzA 2006, S. 122 f.

110 Zu den Reformen der vergangenen Jahre sowie der erwarteten Entwicklung, vgl.: DIW 2006, S. 65 f.

In NSW konnte eine Vielzahl von Instrumenten erfolgreich eingeführt werden. Entsprechend orientieren sich andere Staaten bei der Gestaltung der Regulierungskonten an diesem Modell, wie bspw. die BNetzA. Natürlich spielt in NSW auch die günstige Struktur eine Rolle, da nur sechs Verteilnetzbetreiber zu regulieren sind. Diese operieren in relativ autonomen Gebieten, da NSW trotz seiner Größe – circa doppelt so groß wie Deutschland – nur 7 Mio. Einwohner hat, die hauptsächlich in den Städten leben. Allein Sydney beherbergt 60 % aller Bewohner.¹¹¹ Die „deutsche“ Herausforderung, eine Vielzahl von Netzbetreibern mit überschneidenden Liefergebieten und damit einhergehenden wirtschaftlichen Interdependenzen zu regulieren, ist hier nicht existent.

2.3.4 Niederlande

In den Niederlanden bestand Mitte der 1990er Jahre ein gemischtwirtschaftliches System, wobei die Mehrheit der Anteile an den 24 Netzbetreibern von den Bundesstaaten und den Regionen gehalten wurde. Die Netzbetreiber sind dabei auf allen Spannungsebenen aktiv, betreiben Endkundengeschäfte und besitzen eigene Produktionsanlagen.¹¹² Eine Öffnung des Sektors erfolgte ab 1998 in mehreren Schritten bis zum Jahre 2002. Damit einher ging auch eine weitgehende Entflechtung der integrierten Unternehmensstrukturen, einer der Hauptgründe für die sehr positiven Einschätzungen des niederländischen Energiemarktes von Seiten der EU.

Die 1998 gegründete Regulierungsbehörde begann mit der Kontrolle der Netzentgelte erst im Jahre 2001. Dabei verzichtete sie auf eine Phase der Kostenregulierung und begann sofort eine Anreizregulierung aufzubauen. Allerdings konnte sich die Regulierungsbehörde mit ihren Vorstellungen nicht durchsetzen. Der Effizienzvergleich zur Bestimmung des individuellen Produktivitätsfaktors wurde vor Gericht für ungültig erklärt, nachdem die Energieunternehmen geklagt hatten. Um überhaupt eine Regulierung der Netzentgelte zu erreichen, einigten sich die Akteure auf einen allgemeinen Produktivitätsfaktor von 3,2 %. Einen individuellen Produktionsfaktor gab es in der ersten Regulierungsperiode nicht.¹¹³

111 Für demographische Daten, vgl. Baratta 1999, S. 93 ff.

112 Zur Eigentumsstruktur in der niederländischen Energiewirtschaft, vgl. Sustelnet 2003, S. 8.

113 Zum Verlauf der Regulierungsentwicklung, vgl. Damme 2005, S. 14 ff. und BNetzA 2006, S. 113 ff.

Erst mit der zweiten Regulierungsperiode (2004-2006) konnte ein vereinfachter Effizienzvergleich angewendet und die Netzentgelte um durchschnittlich 2,6% gekürzt werden. Parallel dazu wurde eine integrierte Qualitätsregulierung etabliert, die vor allem auf eine Verringerung der Ausfallzeiten abzielt. Trotz des moderaten Preisdruckes fand in den Niederlanden eine beispiellose Unternehmenskonzentration statt. Durch die diesjährige Fusion von Nuon und Essent liegen ca. 80% des Endkundengeschäftes in der Hand eines einzigen Konzerns, ohne nennenswerte staatliche Beteiligung.¹¹⁴

2.3.5 Österreich

In Österreich hatte sich nach dem Zweiten Weltkrieg ein gemischt-wirtschaftliches System mit 134 Netzbetreibern herausgebildet. Im Unterschied zu Deutschland fanden allerdings nie umfassende Privatisierungen statt. Im Gegenteil, die öffentliche Hand schirmte die Netzbetreiber gezielt vor einer ausländischen Beherrschung ab. Dabei bildete sich eine klare hierarchische Gliederung der Eigentumsverhältnisse. Das Übertragungsnetz ist weitgehend in Besitz der *Austrian Power Grid*, einer Tochterfirma des größten österreichischen Energieunternehmens – der Verbundgesellschaft. Haupteigentümer ist der Bund. Eine Versorgung der Fläche sowie der Betriebe des Übertragungsnetzes in den drei Regelzonen übernehmen die kantoneigenen Verteilnetzbetreiber. Zusammen mit der Verbundgesellschaft decken sie ca. 85% des Endkundengeschäftes ab. Die kommunalen Unternehmen sichern den lokalen Netzbetrieb.

Mit der Marktöffnung im Jahre 2001 wurde ein sofortiger und vollständiger Wettbewerb um Endkunden zugelassen. Obwohl bei der Ausgestaltung der Energiemarktregulierung eine konkurrierende Gesetzgebung zwischen Bund und Kantonen gilt, konnte sich ein verhandelter Netzzugang wie in Deutschland nicht durchsetzen. Das Ziel sinkender Energiepreise war bzw. ist dominierend.

Zur Kontrolle der Energiewirtschaft wurde im Jahr 2000 die *E-Control* gebildet.¹¹⁵ Ihre Kompetenzen sind vergleichbar der deutschen BNetzA. Die ersten zwei Jahre waren, analog zum deutschen Prozess, durch eine systematische Etablierung von Regeln und der Erstellung eines konsistenten Ordnungsrahmens geprägt. Die darauf

¹¹⁴ Vgl. Internetquelle 19.

¹¹⁵ Zum Verlauf sowie dem aktuellen Stand, vgl. Ziehengrassers Vortrag auf dem BGW-Kongress vom 15. Februar 2007.

ab 2003 aufbauende Kostenregulierung bedeutete eine Kürzung der Netzentgelte von ca. 25 % bis 2006. Allerdings schwankten die individuellen Kürzungen wie in Deutschland erheblich. Die Unsystematik und geringe Kalkulierbarkeit der Kostenregulierung sowie die erheblichen Kürzungen ließen den Widerstand der Energiewirtschaft gegen die Anreizregulierung schwinden. Aus Sicht des Regulierers war auch entscheidend, dass eine effektive Wahrnehmung der Aufgaben mit dem geringen Personalbestand von 65 Mitarbeitern zunehmend nicht mehr zu schaffen war. Eine Anreizregulierung versprach hier mehr Freiräume, um auch Spezialfragen zu bearbeiten.

Seit 2006 bis 2009 gilt eine Anreizregulierung in Form einer Preiskappung. Dabei wurden einige interessante internationale Besonderheiten eingeführt. Neben der Gewichtung von zwei DEA-Modellen und einem MOL-Modell beim Effizienzvergleich wurden, um den personellen Aufwand zu verringern, nur die 20 größten Unternehmen ins Benchmarking einbezogen. Die übrigen Netzbetreiber leiten ihre Netzentgelte von den ihnen zugeordneten Vergleichsunternehmen ab.¹¹⁶ Abgefedert wurde die juristisch problematische Entscheidung durch eine Mindesteffizienz von 74,76 % sowie eine Zeitspanne von zwei Regulierungsperioden bzw. acht Jahren zur Erreichung der geforderten Effizienzen. Entsprechend ergibt sich ein maximales individuelles Kürzungsvolumen von rund 3,1 % pro Jahr.¹¹⁷

Eine weitere Abfederung dürfte durch den „Netzbetreiberpreisindex“ erfolgen. Dieser spezielle Preisindex setzt sich zu 40 % aus dem Tariflohnindex und zu je 30 % aus dem Bau- sowie dem Verbraucherpreisindex zusammen. Er dürfte damit über dem einfachen Verbraucherpreisindex liegen und könnte die 1,94 % allgemeinen Produktivitätsfortschritts möglicherweise sogar überkompensieren. Weiterhin wurde auf integrierte Prognoseinstrumente weitgehend verzichtet. Bei Mengensteigerungen können die Energieunternehmen pauschal eine Steigerung der Kosten von 50 % der genehmigten Kosten pro Einheit geltend machen. Ausgangsmenge ist der Absatz des Jahres 2004. Eine integrierte Qualitätsregulierung ist erst in der zweiten Regulierungsperiode geplant.

Insgesamt zeigt die österreichische Regulierung einen pragmatischen Weg auf, auch bei begrenzten Personalkapazitäten und heterogener Energiewirtschaft eine tragfähige Regulierung zu etablieren. Entsprechend war die Einführung der Anreizregulierung in Österreich auch ein Impuls für die deutsche Diskussion.

¹¹⁶ Vgl. Sillaber 2006, S. 38.

¹¹⁷ Für eine sehr detaillierte Darstellung zum Aufbau der Anreizregulierung, vgl. BNetzA 2006, S. 118 ff.

2.4 Zusammenfassung

Zur Bestimmung der Netzentgelte haben sich in der liberalisierten Stromwirtschaft zwei Verfahren durchgesetzt – die Kostenregulierung und die Anreizregulierung. Wesentlicher Unterschied ist, dass bei der Anreizregulierung die Preis- bzw. Erlösgrenzen durch einen Leistungsvergleich mit anderen Wettbewerbern und nicht durch eine Kostenkontrolle bestimmt werden. Dominante Vorteile sind die langfristigere Kalkulierbarkeit und die Vermeidung betriebswirtschaftlicher Eingriffe des Regulators. Allerdings zeigt die internationale Praxis, dass mit einer Anreizregulierung keine schnellen Senkungen der Netzentgelte erreichbar sind. Darum ist es üblich, erst durch eine Kostenregulierung die Unternehmen nahe an die betriebswirtschaftliche Effizienz zu führen, und dieses Niveau dann durch die Anreizregulierung zu halten bzw. den nicht-monetären Zielen eine stärkere Gewichtung zu verschaffen.

Die Anreizregulierung kann als ökonometrische Formel dargestellt werden und setzt sich aus verschiedenen Termen zusammen. Es haben sich dabei Regulierungsansätze mit klaren monetären Zielgrößen etabliert, meist in Form einer Erlöskappung. Kernstück der Anreizregulierung sind die allgemeinen und individuellen Produktivitätsfortschritte. Sie geben die Höhe der jährlichen Absenkung der Netzentgelte an. Während Erstere für alle Unternehmen gleich ist, werden Letztere durch einen Leistungsvergleich ermittelt. Als mathematische Methoden haben sich Gewichtungen aus parametrischen und nicht-parametrischen Modellen durchgesetzt. Die ingenieurwissenschaftlichen Modelle werden meist nur für Spezialfragen verwendet, da sich mit ihnen die Realität nur sehr begrenzt abbilden lässt.

Kritiker bemängeln vor allem die hohen systematischen Fehler bisheriger Regulierungsmodelle, ihre geringe internationale Vergleichbarkeit sowie die strukturelle Vernachlässigung nicht-ökonomischer Ziele. So berechtigt die Kritiken auch sind, konnten bisher keine überzeugenden alternativen Lösungen aufgezeigt werden. Allerdings weist die kontrovers geführte Diskussion auf die zukünftige Dynamik in der Regulierung der Energiemärkte hin.

Bei der Betrachtung der internationalen Beispiele fällt die hohe Heterogenität der Regulierungssysteme auf. Zwar finden sich Beispiele von Übernahmen einzelner Steuerungselemente, aber letztlich entwickelte jedes Land sein eigenes Modell in Abhängigkeit von den technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen sowie den politischen Zielen der relevanten Akteure. Keines der untersuchten Länder bricht dabei mit seiner sektoralen historischen Entwicklung.

Insbesondere beim Zuschnitt der Betreibergebiete und der hierarchischen Gliederungen ist, zumindest vorerst, eine hohe Pfadkontinuität festzustellen.

Bei der Untersuchung zeigt sich, dass die neuen Formen der sektoralen Steuerung über einen längeren Zeitraum eingeführt und dabei auch kontinuierlich weiterentwickelt werden müssen. Eine Kostenregulierung konnte erst nach einer tragfähigen Etablierung eines geregelten Marktes geschaffen werden. In den untersuchten Ländern dauerte es danach durchschnittlich vier Jahre bis eine Anreizregulierung eingeführt werden konnte, die in der ersten Regulierungsperiode aber kaum komplexe Qualitäts- oder Erweiterungsindikatoren aufwies. Erst in späteren Perioden integrierte man diese Elemente in die Anreizregulierung bzw. verfeinerte ihre Anwendung. Versuche, diesen Prozess zu beschleunigen (Niederlande), scheiterten.

Bei allen untersuchten Ländern ist eine strukturelle Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen festzustellen. Das Übertragungsnetz ist meist in den Händen eines oder weniger Energieunternehmen. Für diese gelten gesonderte Regelungen bei der Anreizregulierung.

Interessanterweise ist in allen Ländern, außer Australien, eine zunehmende Unternehmenskonzentration auch im Netzbereich zu beobachten. Dies gilt auch für Systeme mit dominierenden staatlichen Beteiligungen wie Österreich, Norwegen und den Niederlanden.

3 Akteure der Regulierung

3.1 Staatliche Akteure

3.1.1 Bundesregierung

Die Bundesregierung ist der mächtigste Akteur bei der Gestaltung der Anreizregulierung. Nur auf dieser Ebene können die entsprechenden Rahmengesetze und Verordnungen erlassen werden. Gleichzeitig unterstehen ihr, als Spitze der Exekutive, das federführende Wirtschaftsministerium und damit auch die, diesem Geschäftsbereich zugeordnete, Bundesnetzagentur.¹¹⁸ Damit verbunden ist eine primäre Kontrollfunktion über die BNetzA, die bei ihren Geschäftsabläufen aber nicht weisungsgebunden ist. Wesentlichen Einfluss kann die Bundesregierung durch Personalentscheidungen nehmen. Beispielsweise wird der Vorsitzende der BNetzA direkt von der Bundesregierung bestimmt. Dabei ist sie nicht verpflichtet, der Empfehlung des Ministeriums bzw. der BNetzA zu folgen.

Aufgrund der Politikverflechtung zwischen Legislative und Exekutive in Deutschland ist es sehr schwierig, von außen eine Trennung zwischen den Zielen der ministerialen Verwaltung und den parteipolitisch geprägten Positionen der Minister zu ziehen. Einerseits sind zu Detailfragen nur Spezialisten der Ministerien bzw. Behörden aussagefähig, deren Empfehlungen die Minister und auch das Parlament weitgehend beachten. Andererseits folgen Ministerien und Behörden in Deutschland weitgehend der politischen Steuerung. Entsprechend setzen sich die Positionen der Bundesregierung aus zwei Teilen zusammen. Bei Grundsatzfragen und politischen Streitthemen prägt primär die Politik der Mehrheitsparteien des Parlaments die Interessenlagen und die möglichen Lösungen eines Problems. Mit der Detailtiefe wächst aufgrund des Informationsvorsprungs aber auch der ministeriale Einfluss.¹¹⁹

Betrachtet man die parteipolitischen Positionen, fällt der hohe Konsens der großen Koalition in fast allen wesentlichen Fragen des Energiebereichs auf. CDU/CSU und SPD halten an der wettbewerblichen Steuerung im Energiebereich fest. Entflechtungen und Verstaatlichungen werden nicht angestrebt. Beide Parteien sind für den Erhalt und selektiven Ausbau der bisherigen ökologischen Fördermaßnahmen, wie Ökosteur, CO₂-Zertifikatehandel und EEG. Bisher bekannt

¹¹⁸ Vgl. Internetquelle 11.

¹¹⁹ Die Detailpositionen des Ministeriums werden ausführlicher in Kap. 8.3 dargelegt.

gewordenen Details zum neuen Grundsatzprogramm der CDU lassen auf eine weitgehende Übernahme der Beschlüsse der Energiegipfel schließen.¹²⁰ Entsprechend dürften sich Positionen nach einer Kürzung von Windförderprogrammen kaum noch durchsetzen.

Die genannten Ziele werden sich auch in der Anreizregulierung widerspiegeln. Damit befindet sich die Bundesregierung aber in einem großen Interessenkonflikt. Der Druck aus den eigenen Reihen, der EU sowie von Lobbyverbänden, die Energiepreise zu senken, ist nur begrenzt mit den ökologischen bzw. wirtschaftspolitischen Zielen sowie dem angestrebten Ausbau der Energienetze vereinbar. Das aktionistisch wirkende Gesetz zur verstärkten Kontrolle des Börsenhandels, von dem ein Referentenentwurf vorliegt, zeigt den hohen Druck, unter dem die Regierung steht. Die mehrfachen Verschiebungen der Anreizregulierung sind Zeichen für die internen Auseinandersetzungen, sowohl um die Zielprioritäten als auch um die Ausgestaltung der Regulierungsinstrumente.

3.1.2 Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur ist eine weitgehend unabhängige Agentur (Fachbegriff), die ursprünglich zur Überwachung der Telefonnetze 1999 gegründet wurde. Es erfolgte eine gezielte Ausweitung der Kompetenzen auf den Postsektor, ab 2005 auf die Strom- und Gasnetze und seit 2006 kam auch der Bahnsektor hinzu. Kernaufgabe ist die Regulierung der Netze.¹²¹ Die Kompetenzen erhält die BNetzA im Energiebereich direkt aus dem EnWG sowie der NEV.

Die Aufgaben beinhalten die Überwachung bzw. Genehmigung der im Netzbereich anfallenden Gebühren (Netzentgelte) sowie Ausgestaltung bzw. Bepreisung der mit dem Betrieb und der Instandhaltung der Netze zusammenhängenden Dienstleistungen (Installation von Zählern, Baustrom etc.). Ebenfalls regelt die BNetzA die Gestaltung der Schnittstellen zwischen dem Transportbereich und vorgelagerten bzw. nachgelagerten Produktionsstufen. Für den Energiebereich bedeutet das insbesondere die Überwachung der *Unbundling*-Regelungen. Diese werden dabei zunehmend strenger ausgelegt. So zeigen die Entwicklungen des letzten Jahres, dass nicht nur Vertrieb, Produktion und Transport buchhalterisch und organisatorisch getrennt, sondern auch nicht sensible Dienstleistungen getrennt bezogen werden müssen.

120 Die CDU strebt angeblich bis 2020 einen Anteil der Erneuerbaren Energien von 20% sowie eine Einsparung von ca. 10% der Primärenergie an. Vgl. Internetquelle 25.

121 Zu Kompetenzen der BNetzA, vgl. Internetquelle 6.

	CDU/CSU	SPD	Grüne	PDS	FDP
Marktregulierung	Wettbewerb auf allen Produktionsstufen	Wettbewerb auf allen Produktionsstufen	Wettbewerb auf allen Produktionsstufen; Verstärkte Aufsicht im Netzbereich	Staatliche Strukturpolitik sowie Abgaben und Steuersystem; Ziel: regionale Energiekreisläufe	Wettbewerb auf allen Produktionsstufen; Entflechtung der Energiewirtschaft wenn nötig
Erneuerbare Energien	Anteil von mind. 12,5% am Strom angestrebt; Senkung der Subventionen für Sonne- und Windenergie	Ausbau Förderung, insb. von Biomasse	Anteil von 25% an Stromerzeugung und Kraftstoffen bis 2020; Leitbild des Energielandwirtes	Massiver Ausbau; Durchführung der solaren Revolution	Mengenförderung soll Geldförderung ersetzen; Abschaffung der Windsubventionen
Ökosteuern	Beibehalten	Beibehalten	Keine Erhöhung; weitestgehende Abschaffung der Ausnahmen	Langfristige Abschaffung; ersetzen durch Primärenergiesteuer	Keine Angaben
Wärmemarkt	Ausbau Gebäudesanierung; Förderung durch wettbewerbliches Anreizprogramm	Ausbau der Gebäudesanierung; Programm zur Sanierung von öffentlichen Gebäude	Fond zur Sanierung von öffentlichen Gebäuden; Förderung von KWK-Anlagen	Förderung von KWK-Anlagen	Alternative Wärmequellen ins EEG aufnehmen
Zertifikathandel / Emissionsziel (zu 1990)	„Kyoto-Plus“: Ausdehnung auf weitere Staaten	Beibehaltung Kyoto-Protokoll	Beibehaltung Kyoto-Protokolls; Bis 2020 CO ₂ -Senkung von 40%	Ausbau des Kyoto-Protokolls; bis 2010 CO ₂ -Senkung um 35% und bis 2050 um 95%	Anrechnung nationaler Projekte; europaweite CO ₂ -Senkung um 30%

Tab. 2: Positionen der Parteien zu ausgewählten Energiefragen (Quelle: Partei- bzw. Wahlkampfprogramme aus den Jahren 2003 bis 2005).

Beispielhaft dafür steht die Entscheidung der BNetzA im Herbst letzten Jahres, dass diese Bereiche unterschiedliche Rechtsabteilungen betreiben bzw. beauftragen müssen. Man fürchtet sonst verdeckte Informationsströme, die die Regulierung unterlaufen. Ihre Arbeit und die Entwicklung der regulierten Sektoren muss die BNetzA in einem Jahres- und in einem Monitoringbericht darstellen. Diese sind über die Homepage der BNetzA öffentlich einsehbar.

Eine weitere zentrale Funktion ist die Überwachung und Bewertung des Qualitätsniveaus im Energiesektor. Dafür darf die BNetzA Daten erheben, vergleichen und veröffentlichen. Von Seiten der BNetzA wird ein Ausbau dieser Kompetenzen angestrebt. In den vorgelegten Entwürfen sollen mit der Anreizregulierung umfangreiche Pönalsysteme und Qualitätsindikatoren eingeführt werden. Festlegung und Kontrolle dieser Standards werden von ihr selbst realisiert.

Die BNetzA hat ca. 2.400 Mitarbeiter.¹²² Es ist hierbei zu unterscheiden zwischen der Regulierungsarbeit am Hauptsitz in Bonn, wo die gesamte Verwaltung konzentriert ist sowie den bundesweiten Mess- und Kontrollstationen. Letztere sind für die Überwachung der Qualität zuständig. Die Verwaltungsstruktur gliedert sich in die regulierten Bereiche – die Abteilungen. Diese sind in einzelne Bereiche strukturiert, die sich Spezialfragen widmen. Dazu treten Beschlusskammern, an die Anträge beispielsweise für die Beantragung von Netzentgelten gerichtet werden. Diese stimmen sich intern mit den Spezialabteilungen ab. Im Fall der Netzentgelte steht der Netzbetreiber also primär in Kontakt mit der Beschlusskammer für Stromnetzentgelte.

Über die exakte Verteilung der Mitarbeiterzahlen auf die einzelnen Abteilungen, Außenstellen und Kammern werden keine Informationen veröffentlicht. Eine Analyse des Organigramms zeigt ein krasses Missverhältnis zwischen den einzelnen Bereichen. So sind zwei große Abteilungen (Zentralabteilung sowie Abt. Information- und Sicherheit) mit der internen Organisation bzw. der Erstellung von internen Softwarelösungen, insbesondere für den Telekommunikationsbereich, beschäftigt. Die Abteilungen 1, 2, 4 und 5 widmen sich der Regulierung der Telekommunikation. Daneben existieren noch die Abteilung 3 zur Regulierung der Post und ein Aufbaustab für den Bahnsektor. Alle Energiefragen, sowohl Gas als auch Strom, werden nur in der Abteilung 6 und in je zwei Beschlusskammern bearbeitet. Für die Netzentgelte im Strombereich sind die Unterabteilung 610 und die

¹²² Darin enthalten ist auch internes Personal wie Personalabteilungen etc. Vgl. Bundesnetzagentur (Hrsg.) 2006 (b), S. 179.

Beschlusskammer 8 zuständig, und damit jeweils nur ca. 20 Mitarbeiter für Strom und Gas.¹²³

Es fällt auf, dass seit 2004 keine wesentlichen Erhöhungen des Personalbestandes trotz der enormen Erweiterungen der Kompetenzen stattfanden. Nimmt man die Stellenausschreibungen der BNetzA als Indikator für die Personalentwicklung wird sich daran wenig ändern. Zusätzliche Arbeiten wurden mit internen Versetzungen aufgefangen. Ob der hohen Dynamik der praktischen Entwicklung damit gedient ist, wird sich zeigen. Vergleicht man den Personalbestand der BNetzA mit dem Ausland, liegt sie im europäischen Trend. So beträgt der Personalbestand der britischen Regulierungsbehörde für Energie ca. 150 Mitarbeiter. Allerdings hat kein Land Europas eine so große und heterogene Energiewirtschaft wie Deutschland.

Die langen Bearbeitungszeiten von mehr als einem Jahr für die Netzbetreiber bei der ersten Kostenregulierung und die fortbestehende technische Selbstregulierung in der Energiewirtschaft zeigen die begrenzten (Personal-)Kapazitäten auf. Auch wird von weiten Teilen der Energiewirtschaft der wenig kooperative Stil beklagt. Die BNetzA kann die Eingaben der Netzbetreiber kaum bearbeiten und legt entsprechende Maßnahmen mit nur geringen Konsultationen fest.

Auch die BNetzA ist sich dieser Situation durchaus bewusst. Sie drängt darauf, die Anreizregulierung zügig zu implementieren. Die im Herbst 2006 beschlossene Verschiebung der Anreizregulierung wurde gegen den Willen der BNetzA realisiert (vgl. Kap. 4). Eine Regulierung über vier Perioden ohne die bisher durchgeführten Kostenkontrollen würde einen sehr viel geringeren behördlichen Aufwand bedeuten. Entsprechend könnten die freien Kapazitäten für Spezialfragen genutzt werden.¹²⁴ Auch bei den vorgestellten Konzepten greift die BNetzA gezielt auf die etablierten Verbandsstrukturen zurück. So sollen u. a. die Standardisierung der Kosten mit einem Anlagenregister von den Verbänden entwickelt und durchgeführt werden.

Durch die großen Regulierungskompetenzen der BNetzA häuft sie umfassende Insiderinformationen und Spezialfähigkeiten an. Damit wächst die Unabhängigkeit gegenüber ihren Kontrolleuren und es stellt sich das Problem der „Kontrolle des Kontrolleurs“. Da die Materie sehr komplex und neu ist, sind auch Gerichte mit der Beurteilung überfordert. Das BMWi hat gleichzeitig nicht die Spezialisten, um eine wirksame Kontrolle durchzuführen. Ein Problem, das bei der Entwicklung und Anwendung von Detailregelungen bei der Anreizregulierung

123 Vgl. Grashof 2006, S. 38.

124 Vgl. Ziehengrassers Vortrag auf dem BGW-Kongress am 15. Februar 2007.

bedeutsam sein wird.¹²⁵ Die umfangreichen Vorschläge zur Gestaltung der Anreizregulierung und deren öffentliche Verteidigung zeigen ein wachsendes Selbstbewusstsein der Behörde.

Gleichzeitig fällt auf, dass die Bedeutung der Bundesnetzagentur weitgehend an der Senkung der Netzentgelte gemessen wird. Ein Auftrag, den die Vorsitzenden der Behörde auch annehmen, wie Interviews und Reden zeigen. So präferiert die Netzagentur in ihren Vorwürfen fast durchweg Positionen, die auf ein möglichst hohes Kürzungsniveau hinauslaufen. Man orientiert sich dabei ausdrücklich an den Entwicklungen der Netzentgelte in Großbritannien und Australien mit 50 % Senkungen in 15 Jahren.

3.1.3 Bundesländer

Die Einführung einer Anreizregulierung würde auch in bisherige Länderkompetenzen umfassend eingreifen. Entsprechend müssen den Gesetzen und Verordnungen eine Mehrheit, der nach Bevölkerung gewichteten Bundesländer im Bundesrat zustimmen. Damit erhalten die Bundesländer weit reichende Mitspracherechte. Ohne ihre Zustimmung ist die Einführung einer Anreizregulierung unmöglich.

Das Verhalten der Länder und damit die Machtkonstellationen im Bundesrat werden von zwei Aspekten bestimmt. Einerseits verbinden die parteipolitischen Verflechtungen Länder- und Bundesebene miteinander. Die zurzeit herrschende „große Koalition“ zwischen SPD und CDU/CSU kann, wenn strikt nach Parteibuch gewählt würde, eine $\frac{3}{4}$ -Mehrheit aller Stimmen im Bundesrat auf sich vereinigen. Der parteipolitische Gegensatz zwischen Sozialdemokraten und Christlich-Konservativen, der die 1990er Jahre bestimmte, ist durch die Bundeskoalition abgeschwächt. Das gemeinsame Interesse am Machterhalt lässt eine Einigung wahrscheinlich werden, insbesondere da die Regulierung des Netzbereiches nicht so konfliktträchtig ist, wie die verabschiedeten Reformen im Gesundheitssystem oder im föderalen Staatsaufbau.

Allerdings ermöglicht die hohe öffentliche Aufmerksamkeit gegenüber energiepolitischen Themen Landespolitikern, sich mit „harten“ Forderungen zu profilieren. Dabei spielt nicht nur der Versuch eine Rolle, die bei konservativen Politikern nicht gewollte Koalition im Bund zu schwächen. Hier werden auch parteiinterne Machtkämpfe ausgetragen. So ist die immer wieder sehr medienwirksam vom hessischen Ministerpräsidenten, Roland Koch, vorgetragene Forderung

125 Vgl. Kap. 8.3.

einer Enteignung der Netzbetreiber, direkt gegen die Positionen der Bundesregierung und der Kanzlerin gerichtet.¹²⁶ Wenn es im Rahmen der Einführung der Anreizregulierung zur Zuspitzung zwischen einzelnen Positionen und Lobbygruppen käme, können diese Profilierungsversuche durchaus Einfluss gewinnen.

Andererseits sind die Abstimmungen im Bundesrat von den Länderinteressen geprägt. Hier geht es um Machtfragen, die über die Anreizregulierung hinausgehen. Je mehr Kompetenzen die BNetzA an sich zieht, um so mehr stellt sich die Frage, welche wirtschaftspolitische Rolle die Länder überhaupt noch einnehmen. Ihre Möglichkeiten, mit dem Energiesektor Wirtschaftspolitik zu betreiben, werden immer weiter eingeschränkt. Inwieweit die Länder bereit sind, diesen Einflussverlust zu akzeptieren, ist schwierig zu bewerten. Die Bundesländer Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen haben ihre Regulierungskompetenzen bereits an die BNetzA mittels einer Organleihe übertragen.¹²⁷ Gleichzeitig positionieren sich die Landesregierungen Hessen und Bayern mit umfassenden Regulierungsvorschlägen, die auf einen weitgehenden Gestaltungswillen hindeuten. Allerdings zeigen die Konzentrations- und Europäisierungsprozesse in der Energiewirtschaft zunehmend die Grenzen einer Regulierung auf der Ebene der Bundesländer. Gleichzeitig stellt sich bei der Unterschiedlichkeit bisheriger Regulierungen der Länder die Frage nach dem bundeseinheitlichen Vollzug. Schon die Kostenregulierung konnte von einigen Bundesländern nicht adäquat bewältigt werden. Je umfangreicher Standardisierungen der Buchführung und je komplexer die Qualitätsregulierungen gestaltet werden, umso eher dürften die Bundesländer überfordert sein.

Welche Widerstandspotentiale in den föderalen Gegensätzen stecken, ist allen Seiten noch durch die Auseinandersetzungen der 1990er Jahre bewusst. Entsprechend wurden die Länder in den gesamten Einführungsprozess der Energieregulierung eingebunden. So sitzen die Vertreter der Landesregierungen im Beirat der BNetzA, und es existieren institutionalisierte Konsultationen zwischen den Abteilungen der Netzbehörde auf Bundesebene und ihren Pendanten in den Ländern. Bei sämtlichen Energiegipfeln sowie Parteisitzungen von SPD bzw. CDU/CSU sind wichtige Landespolitiker vertreten. Trotzdem sind Stellungnahmen der Länder zu Detailfragen der Anreizregulierung kaum erhältlich. Ursache ist u. a. – neben der Komplexität der Materie – dass konkrete Entwürfe der Bundesebene abgewartet werden.

126 So forderte der Ministerpräsident von Hessen eine Zerschlagung der Energiekonzerne direkt nach anderslautenden Äußerungen der Kanzlerin. Vgl. Internetquelle 26.

127 Vgl. Internetquelle 6.

3.2 Private Akteure

3.2.1 Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber regeln den Betrieb und den Ausbau der Übertragungs- sowie Fernleitungsnetze. Diese dienen dem Transport großer Energiemengen über weite Strecken. Entsprechend operieren sie im Bereich der Höchst- und Hochspannung, um die Verluste bei der Durchleitung zu minimieren. Große Kraftwerke speisen die erzeugte Energie direkt in diese Netze ein, an die nur wenige Großverbraucher wie Aluminiumhütten angeschlossen sind. Da nur mit den Übertragungsnetzen lange Distanzen überwunden werden können, wird auch der gesamte europäische Handel über sie abgewickelt. Entsprechend tragen die Betreiber auch die Verantwortung für die Netzstabilität auf nationaler und europäischer Ebene.

„In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber, die ihre [...] Leitungen] zum deutschen Übertragungsnetz zusammengeschaltet haben.“¹²⁸ Diese vier größten privaten Energieunternehmen RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall besitzen die Höchst- und Hochspannung zu 100%. In sechs deutschlandweiten Regelzonen übernimmt je ein Konzern die Verantwortung für Betrieb, Wartung und Ausbau dieser Netzebene. Innerhalb der Konzerne ist die Leitung und Steuerung der Regelzonen speziellen Firmen bzw. Abteilungen überantwortet. Selbst eine große Firma wie die RWE Rhein-Ruhr AG hat in ihrem Versorgungsbereich keine Besitzungen an den bzw. Kontrolle über die Übertragungsnetze(n).

Tochterfirmen der vier großen EVU betreiben gleichzeitig einen Großteil der Verteilnetze. Damit ist eine separate Bewertung für die Positionen bei den Übertragungs- bzw. Verteilnetzen schwierig, insbesondere weil die Außenvertretung nur von den Mutterfirmen wahrgenommen wird. Eine gewisse Ausnahme ist hier der E.ON-Konzern, der bei den Stellungnahmen zur Anreizregulierung die regionalen Tochterfirmen mit unterschreiben lässt. Auf welche Art diese Firmen an den internen Abstimmungsprozessen beteiligt sind, ist von außen nicht einzuschätzen.

Die Konzerne haben einen seit Jahrzehnten fest etablierten Kontakt zu den wichtigsten politischen Instanzen, sind Teilnehmer bei allen strategischen Entscheidungen, seien es die Energiegipfel oder die Einladungen zur Ausgestaltung der Anreizregulierung, und sie verfügen über weite Bereiche der Energiewirtschaft. Durch ihr, auch nach außen sichtbares, koordiniertes Auftreten sind sie die wichtigsten privaten Akteure bei der Gestaltung der Anreizregulierung.

128 Vgl. Internetquelle 13.

Die Übertragungs- und Fernleitungen stellen nur ca. 7% der gesamten Leitungen.¹²⁹ Durch ihren geringen Umfang versagen die meisten Effizienzmethoden, aufgrund der zu wenigen Vergleichsmöglichkeiten. Zusätzlich erschwert die Einbettung in den europäischen Verbund, und die damit notwendige politische Abstimmung auf europäischer Ebene, die Anwendung entsprechender Methoden. Dem Bau solcher Leitungen gehen Planungszeiten von bis zu zehn Jahren voraus. Sie sind Spiegelbild des hohen politischen Einflusses, der nur bedingt betriebswirtschaftlich effiziente Ergebnisse hervorbringt.

Entsprechend stellt die BNetzA fest, dass „eine optimale Netzstruktur in Übertragungsnetzen [...] nicht umsetzbar“¹³⁰ ist. Es müssen also für diesen Bereich weitgehende Sonderregelungen erlassen werden. Nur bestimmte Elemente der Übertragungsnetze – die für die Versorgung der wenigen Kunden – sollen den Effizienzkriterien unterworfen werden. Wesentliches Problem ist dabei die Abgrenzung zwischen „Versorgungs- und Transportaufgabe[n] im Übertragungsnetzbereich“¹³¹.

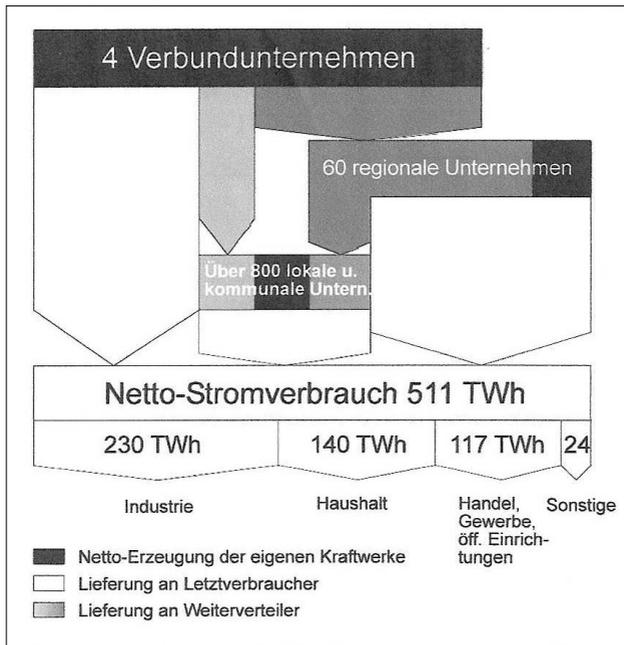


Abb. 3: Struktur der Stromversorgung

129 Oder rund 100.000 km von 1,6 Mio. km. Zu diesen Angaben, vgl. Internetquelle 4.

130 Vgl. BNetzA (Hrsg.) 2006, S. 307.

131 Vgl. ebd.

3.2.2 Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetze untergliedern sich in zwei Spannungsebenen – Mittel- und Niederspannung. Erstere nimmt vor allem die Verteilung der Energie im regionalen Raum vor. Nur größere Einzelverbraucher, wie Industriebetriebe, sind an diese angeschlossen. Die Niederspannung dagegen liefert direkt den Strom für die Endverbraucher, die nicht aus höheren Spannungsebenen ihren Strom beziehen. Dies sind insbesondere die privaten Haushalte sowie (kleinere) Geschäfte und Büros.

Die Verteilnetze werden von privaten Betreibern, meist Tochterfirmen der großen EVU, und den Stadtwerken in mehrheitlich kommunalem Besitz betrieben. Allerdings nehmen die privaten Akteure in ihrer Mehrzahl die Versorgung größerer ländlicher Gebiete vor, während sich die Stadtwerke naturgemäß auf die Versorgung ihrer Städte und umliegenden Gebiete konzentrieren. Seit den 1970er Jahren entwickeln sich die Interessen der beiden Akteursgruppen systematisch auseinander. Diese Entwicklung vollzieht sich in den letzten Jahren auch auf Verbandsebene.

Ursprünglich waren beide Gruppen im Strombereich im VDEW organisiert. Die EVU setzten aber im Dezember 2006 die Fusion des VDEW mit dem Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) durch, da die Konzerne inzwischen auch in diesen, ursprünglich von kommunalen Unternehmen dominierten Branchen starke Akteure sind. Mittelfristig werden der VRE und wahrscheinlich auch der VDN in den Großverband aufgehen.¹³² BGW, VRE und VDN stehen unter starkem Einfluss der EVU und ihren Tochterfirmen. Entsprechend dürfte ihre Macht im Gesamtverband zunehmen. Dieser tritt in direkte Konkurrenz zum Verband kommunaler Unternehmen (VKU), der bisher diese Kombination an Branchen aufwies und primär kommunale Interessen verfolgte.

Entsprechend ablehnend sind die Reaktionen der Kommunen. In den letzten Jahren verließen sie zahlreich die Verbände (außer den VKU) und schlossen sich den GEODE an. Der europäische Verband vertritt kommunale sowie unabhängige Gas- und Stromerzeuger. Hier deutet sich eine verbandliche Trennung an. EVU und große Stadtwerke werden sich wahrscheinlich in einem neuen Spitzenverband organisieren, der von der Erzeugung bis zum Verkauf alle Bereiche vertritt. Kommunen und kleine Anbieter werden eher im VKU und im GEODE vertreten sein. Damit gewinnt die europäische Perspektive an Einfluss und nationale Perspektiven treten mittelfristig zurück. Indikator sind die Zugeständnisse des

132 Vgl. Internetquelle 31.

VDEW im Bereich Anreizregulierung und die Nichtberücksichtigung der kommunalen Problematik bei den Energiegipfeln.

Die Positionen der privaten Verteilnetzbetreiber sind stark von der Ausrichtung auf die Kapitalmärkte bestimmt. Aufgrund der Größe der privaten Verteilnetzbetreiber und zumindest der theoretischen Möglichkeit der Verschmelzung mit anderen Tochterfirmen bzw. der Mutterfirma, sind Insolvenzen kaum zu befürchten. Eine entsprechende Entwicklung liegt auch nicht im Interesse anderer politischer Akteure, da dann Netzinstabilitäten zu befürchten wären. Allerdings könnte die Einführung der Anreizregulierung eine erhebliche Senkung der Profite zur Folge haben.

Die privaten Verteilnetzbetreiber befinden sich damit in einem Dilemma. Die Einführung der Anreizregulierung wird einerseits begrüßt, da die Regulierung berechenbarer ist. Allerdings könnten damit auch ein steigender Druck auf die Gewinne und erheblich ausgeweitete Eingriffsmöglichkeiten des Regulators verbunden sein. Letzteres ist insbesondere bei hohen Standardisierungen der Buchführungen und umfassenden Qualitätsregulierungen wahrscheinlich. Diese Entwicklung wird von den Verteilnetzbetreibern kritisch gesehen.

3.2.3 Stadtwerke

Stadtwerke sind Unternehmen, die primär im kommunalen und damit staatlichen Besitz sind. Sie betreiben die Verteilnetze in Städten und urbanen Ballungszentren. Ihre Größe schwankt von kleinen Stadtwerken wie Sachsenhausen mit ca. 10 Mio. € Umsatz im Strombereich und den Stadtwerken München, dass einen Umsatz von ca. 4 Mrd. € generiert. Im Gegensatz zu den privaten Akteuren haben sie einen z.T. widersprüchlichen dualen Charakter. Einerseits agieren sie als normale Unternehmen mit entsprechend gleichartigen Gewinninteressen. Andererseits sind sie eng an die jeweiligen Kommunen gekoppelt und in ihrem Handeln dem Staat und der Öffentlichkeit verpflichtet. Diese Verbindung wird nicht nur durch die Beteiligungen, sondern auch durch politisch besetztes Personal in den Stadtwerken wahrgenommen, die als Lobby agieren können.

Damit entstehen eine Reihe von besonderen Eigenschaften und Interessen. So weisen die Stadtwerke eine starke regionale Gebundenheit auf. Aufgrund der kommunalen Interessen und der geringen Kapitalstärke der Stadtwerke können sie einer Regulierung nicht wie die Konzerne durch internationale Expansion ausweichen. Umfangreiche Regelungen treffen sie damit besonders hart, auch weil

der Einkauf von neuen Ideen und Management nur begrenzt erfolgen kann. Gleichzeitig setzen die Kommunen ihren Einfluss auf die Stadtwerke zur Gestaltung ihrer Wirtschaftspolitik ein. Dies beinhaltet einerseits Quersubventionen anderer kommunaler Unternehmen mit den Gewinnen des Strom- und Gasbereiches von den ÖNVP, der Wasserversorgung bis hin zu kulturellen Angeboten. Andererseits wird versucht, gezielt Einfluss auf das Angebot zu nehmen. Dies beinhaltet soweit möglich sowohl die Preisgestaltung als auch Fragen der Infrastrukturplanung. Allerdings stößt dieser Einfluss auf Widerstand innerhalb der Stadtwerke, insbesondere da solche Entwicklungen zunehmend von der Regulierung erschwert werden. Die Entnahme von Finanzmitteln bei solchen Rahmenbedingungen könnte aus der Sicht der Manager künftige Entwicklungen gefährden.

Ihr politischer Einfluss ist schwer zu bewerten. Die meisten Stadtwerke sind zu klein, um schlagkräftige eigenständige Akteure zu sein bzw. sich wirksam an den Verbänden zu beteiligen. Eine Stärkung ihrer Positionen erfolgt aber durch die hinter ihnen stehenden Kommunen, die sich über Parteihierarchien und den föderalen Verbund für sie einsetzen. Allerdings führt die große Akzeptanz des Neoliberalismus in den großen Massenparteien zu einer weitgehenden Ablehnung einer eigenständigen Wirtschaftspolitik der Kommunen mithilfe höherer Energiepreise. Entsprechend stehen die Kommunen mit ihrem Ziel, diese Geldquellen zu erhalten, auf einer relativ isolierten Position. Eine weitere Schwächung erfolgt durch die starke Heterogenität der Stadtwerke, die durch die verschiedenen parallelen Verbände verstärkt wird.

Befürchtungen der 1990er Jahre, die Stadtwerke könnten bei einer Liberalisierung aus dem Markt gedrängt werden, erwiesen sich jedoch als übertrieben. Förderinstrumente sowie Anpassungen der kommunalen Strukturen sicherten nicht nur ihr Überleben. Die ökologische Ausrichtung der Energiesysteme mit ihren regional-dezentralen Charakter stärken sogar die Positionen der Stadtwerke, bspw. erfolgt eine erhebliche Einspeisung der Solarenergie sowie der KWK-Anlagen direkt in die Verteilnetze. Dienstleistungen für solche Anlagen erbringen primär die Stadtwerke. Gleichzeitig bietet die neue Vielfalt gerade bei kleineren Anlagen, verbesserte Möglichkeiten auf eine regionale Gestaltung der Energiesysteme und damit der Wirtschaftsstruktur Einfluss zu nehmen. Allerdings setzt dies eine bestimmte Mindestumsatzgröße sowie eine Koordination von Unternehmen und Kommunen voraus. Die Stadtwerke verschwinden nicht als separate Akteure aus dem Energiemarkt. In wirtschaftlichen Wachstumszentren könnten sie sogar wieder an Stärke gewinnen.

3.2.4 Vor- und nachgelagerte Produktionsstufen

Am Gesetzverfahren sind noch zwei weitere einflussreiche Akteursgruppen beteiligt. Beiden gemeinsam ist, dass sie keinen (umfangreichen) Besitz an Stromnetzen haben und entsprechend nicht direkt von der Anreizregulierung betroffen sind. Allerdings hängen ihre wirtschaftlichen Aktivitäten strukturell mit der Regulierung des Netzsektors zusammen.

Die erste Akteursgruppe sind Energielieferanten ohne eigene Energienetze. Sie unterteilen sich in alternative Anbieter (z. B. Windparkbetreiber) sowie die so genannte industrielle Kraftwirtschaft – industrielle Betriebe, die Energie für den Eigenverbrauch erzeugen und die Überschüsse weiterverkaufen. Beide sind in schlagkräftigen Verbänden – vor allem dem Bundesverband neuer Energieanbieter (BNE) sowie dem Verband für industrielle Kraftwirtschaft (VIK) organisiert und kooperieren aufs engste miteinander.

Im Zentrum ihres Lobbyismus liegen Probleme zur Gestaltung des Anschlusses sowie der Zugang zum Endkundengeschäft. Die Akteursgruppe befindet sich hier in einer zwiespältigen Situation. Einerseits hat sie ein fundamentales Interesse an einem schnellen und leistungsfähigen Netzausbau, insbesondere bei den Übertragungsnetzen, sowie der Einhaltung einer hohen Netzstabilität. Beide Faktoren sind elementar, um die produzierte Energie sicher und mit geringen Verlusten möglichst europaweit vermarkten zu können. Entsprechend werden alle Forderungen zu Investitionsbudgets und Finanzierungen zum Netzausbau begrüßt. Andererseits bedeutet eine umfangreiche Entwicklung in diese Richtung erhöhte Netzentgelte. Steigende Endkundenpreise bedeuten jedoch schrumpfende Gestaltungsmöglichkeiten dieses Preises, da die Differenzierungsspielräume sinken. Für ökologische Anbieter, die versuchen für „umweltfreundlichen“ Strom höhere Preise als für konventionellen am Markt durchzusetzen, ist dies eine Entwicklung, die entsprechende Geschäftsmodelle wirtschaftlich bedroht. Im Kern hofft diese Akteursgruppe auf einen Margenshift wie in Großbritannien, zu Gunsten des Produktionsbereichs bzw. des direkten Vertriebs.

Die zweite Akteursgruppe sind die organisierten Endverbraucher. Auch diese strukturieren sich in zwei Untergruppen. Die Einflussreichere von beiden ist die Vertretung der industriellen Verbraucher durch den BDI. Allerdings kann er durch seine interne Heterogenität nur begrenzt parteilich Stellung beziehen. Nur so können die Interessen der Stromkonzerne, der Elektrounternehmen, die mit der Ausrüstung der Netzbetreiber Milliarden verdienen, der industriellen Nachfrager

sowie der industriellen Kraftwirtschaft von einem Spitzenverband vertreten werden. Trotzdem ist sein Einfluss nicht zu unterschätzen. Da der BDI fast alle deutschen Großunternehmen als Mitglied zählt, kann er eine hohe Gestaltungskraft geltend machen. Insbesondere da der Einfluss der Energieunternehmen nicht dominant ist. Die zweite Untergruppe ist sehr viel homogener und vertritt die Interessen der privaten Haushalte und Kleinunternehmer. Die Verbraucherverbände haben dabei vor allem sinkende Energiepreise zum Ziel. Diese Forderungen werden sehr klar vorgetragen.

Beide großen Gruppierungen – die der Verbraucher sowie der „reinen“ Erzeuger – sind als einflussreiche Akteure etabliert. Wobei sowohl der BDI als auch der VIK bereits seit Beginn der Strommarktregulierung fest in die Regulierungsmechanismen integriert sind. Allerdings schafften es die Verbraucherverbände sowie die ökologischen Anbieter erst in den letzten Jahren, als vollwertige Mitspieler akzeptiert zu werden. Dies stellt eine wesentliche Erweiterung der alten Regulierungsmuster dar. Insbesondere bei den ökologischen Anbietern ist eine dauerhafte Etablierung und damit auch wachsende Interessenvertretung wahrscheinlich, verschimmen doch zunehmend die Grenzen zwischen ökologischen und konventionellen Anbietern bzw. ökologischen und energieüberschussverkaufenden Unternehmen. Bei den Verbraucherverbänden ist die Einschätzung schwieriger. Ihre Macht hängt wesentlich von der medialen Präsenz bzw. der öffentlichen Aufmerksamkeit ab. Diese ist aber kritisch eng verbunden mit den zurzeit steigenden Energiepreisen. Ein Zustand der nicht von Dauer sein muss.

3.3 Konfliktlinien und Koalitionen

Die Auseinandersetzungen um die Anreizregulierung zeigen einerseits einen breiten Konsens und gleichzeitig erhebliche Differenzen auf. So ist weitgehend akzeptiert, dass die Anreizregulierung realisiert wird und die Regulierungsmethode eine hybride Erlöskappung ist; ebenso akzeptiert sind der grundlegende Aufbau und die Wahl der Methoden. Die Streitpunkte im Strombereich bestehen vor allem bei der konkreten Ausgestaltung der gewählten Faktoren. Den Auseinandersetzungen liegen zwei Konfliktdimensionen zu Grunde – die Gestaltungsmacht und die Höhe des Effizienzdrucks.

Die *politische Machtfrage* stellt sich vor allem zwischen den föderalen Ebenen sowie zwischen Verbänden bzw. Unternehmen und der Politik.

Erstens kann die Regulierung in einem bundeseinheitlichen Vollzug oder durch Regelungen auf Länderebene erfolgen. Ersteres würde eine erhebliche Stärkung der Bundesebene bedeuten. Ohne einen zentralen Ordnungsrahmen würden sich möglicherweise unterschiedliche Standards in den einzelnen Ländern etablieren. Die Regulierung könnte hier in Zukunft stärker politisiert werden, wenn verstärkt landes- bzw. kommunalpolitische Interessen in die Gestaltung mit einfließen. Das zentrale Ziel der Anreizregulierung, dauerhafte Effizienzsteigerung im Netzsektor zu realisieren, könnten dann auf der Ebene der Länder Makulatur werden.

Eine „sanfte“ Regulierung kleiner Netzbetreiber mit erhöhtem politischem Einfluss liegt nicht im Interesse mehrerer Akteure. Sowohl die EU als auch der BDI, die Verbraucherverbände sowie die Energieunternehmen ohne eigene Netze und besonders die BNetzA drängen auf einen bundeseinheitlichen Vollzug. Dem schließen sich die großen Energiekonzerne weitgehend an. Allerdings hat das Problem bei diesen keine hohe Priorität, denn durch ihre Stadtwerksbeteiligungen könnten sie auch von einer Stärkung der Länder profitieren. Stadtwerke und Länder fördern bisher eine solche Entwicklung, würde doch damit ihr wirtschaftspolitischer Spielraum erweitert.

Zweitens kann die Anreizregulierung durch machtvolle unabhängige Regulatoren oder mit einer hohen Autonomie der Unternehmen gestaltet werden. Bei Letzterem würden umfassende Bereiche der Regulierung von Energieverbänden und parlamentarischen Institutionen gestaltet werden. Der Regulator wäre gegenüber der Politik relativ schwach. Eine „politische“ Regulierung kann aber auch in Entwicklungen gegen die Interessen der Energiebranche umschlagen. Ein starker Regulierer verspricht hier ein höheres Maß an Stabilität. Gleichzeitig drängen die Stromunternehmen auf eine betriebswirtschaftliche Selbstständigkeit. Sie befürchten, dass mit der Anreizregulierung ein hohes politisches Eingriffsniveau dauerhaft etabliert wird. Einfallstore dafür wären insbesondere weitgehende Standardisierungen der Buchführungen sowie umfassende Qualitäts- und Ökologiestandards. Entsprechende Entwicklungen werden von den Energieunternehmen – Stadtwerken wie EVU – bislang weitgehend abgelehnt.

Eng verwoben mit der Machtfrage ist die *Höhe des Renditedrucks*. Im Kern kristallisieren sich sechs entscheidende Streitpunkte heraus:

Erstens liegt bereits ein erhebliches Streitpotential bei der *Datenerhebung* vor. Ursache ist die unterschiedliche Beschaffenheit der Kosten des Leistungsvergleichs und dem daraus abgeleiteten Niveau der Netzentgelte. Die Werte im Benchmarking errechnen sich aus

den Kostentreibern und sind damit idealer Natur. Unterschiedliche Abschreibungen, gesonderte Strukturen etc. werden dabei nicht berücksichtigt. Die Netzentgelte ergeben sich aber aus der realen wirtschaftlichen Situation des Unternehmens und sind damit durch die Anlagenrechnung beeinflusst. Damit treten Widersprüche zwischen der Vergleichbarkeit im Benchmarking, dessen Konsistenz in Kombination mit Netzentgelten sowie der Kontinuität der Anlagenrechnung auf. Die Unternehmen setzten sich für eine weitgehende Beibehaltung ihrer Anlagenrechnung ein und lehnen die Etablierung eines *wirtschaftlich-technischen Anlagenregisters* ab.

Im Rahmen des Anlagenregisters würden für alle Unternehmen bei Anlagen mit gleichen technischen Parametern – Leitungen, Umspannwerke etc. – nach Alter gestaffelte, standardisierte Kosten angesetzt. Bei älteren Anlagen wären nur effiziente Betriebskosten moderner Anlagen als Kostenposition geltend zu machen. Für Unternehmen mit alten Anlagebeständen eine unangenehme Entwicklung, werden die maximalen Erlöse doch wesentlich durch die genehmigten Kapitalkosten plus einer angemessenen Verzinsung bestimmt. Die Politik strebt, trotz des hohen Prüfungs- und Standardisierungsaufwandes, ein Anlagenregister an. Denn wird beim Benchmarking keine Vereinheitlichung der Kostenstruktur vorgenommen ist eine Vergleichbarkeit kaum noch gegeben. Unternehmen hätten die Möglichkeit durch Bilanzpolitik, wie Veränderungen der Anlagenrechnung, ihre Positionen im Benchmarking zu verändern. Gleichzeitig wirkt das Anlagenregister als Druckmittel zu Investitionen und Modernisierungen der Energieanlagen.

Zweitens wird um die Höhe der *allgemeinen Produktivitätsvorgabe* gestritten. Die Energiebranche spricht sich geschlossen für eine Streichung aus.¹³³ Die BNetzA strebt unter „Betrachtung international üblicher Bandbreiten [...] und] aus Gründen der Rechtssicherheit“ eine Festlegung des generellen X-Faktors im Bereich zwischen 1,5 und 2 % an.¹³⁴ Lässt man den wissenschaftlichen, sehr ausufernd geführten Streit beiseite, stehen sich zwei Positionen gegenüber. Höhere Werte bedeuten einen größeren Effizienzdruck. Genau diesen Effizienzdruck befürworten BNetzA, BDI, Bundesregierung etc. Die Netzbetreiber wollen dagegen einen möglichst niedrigen Wert.

Die allgemeine Produktivitätsvorgabe hat eine einfache Beschaffenheit, ist schnell veränderbar und in seinen Auswirkungen vorhersehbar. Modifikationen sind auch für kleine Regulierungseinheiten z. B. auf Länderebene handhabbar. Gleichzeitig könnte bei der Wahl

¹³³ Vgl. beispielhaft BGW 1, S. 12.

¹³⁴ Vgl. Stellungnahme 1, S. 64. Abs. 262f.

eines Niveaus oberhalb der Inflation, auf einen Leistungsvergleich verzichtet und trotzdem sinkende Netzentgelte realisiert werden. Eine aus Ländersicht interessante Option, die bereits in den Niederlanden erfolgreich erprobt wurde.

Drittens kann die *individuelle Produktivitätsvorgabe* unterschiedlich ermittelt werden. Werden, wie zurzeit diskutiert, mehrere Effizienzmethoden beim Leistungsvergleich verwendet, muss der Umgang mit abweichenden Resultaten geklärt werden. Soll jene verwendet werden, bei der das Unternehmen am besten abschneidet (*best-off*-Abrechnung) oder wird aus beiden Ergebnissen ein Durchschnitt gebildet? Zu klären ist auch, ob das „beste Unternehmen“ zum Maßstab wird (*best-practice*-Abrechnung) oder sich am Durchschnitt aller Unternehmen orientiert wird. Damit würden natürlich alle Unternehmen, die besser als der Durchschnitt sind, als effizient gelten und keine Abschläge hinnehmen müssen. Die Frontstellungen sind eindeutig. Die Energiebranche bevorzugt eine *best-off*-Abrechnung zwischen den Methoden und eine Orientierung am Durchschnitt als Leistungsvorgabe. Die BNetzA und die anderen Akteure beziehen gegenteilige Positionen. Hintergrund ist, dass besonders bei der Orientierung am Durchschnitt nur noch ein geringer Effizienzdruck ausgeübt würde.

Viertens ist die *Dauer der Regulierungsperiode* umstritten. Einerseits bedeutet eine längere Periode eine einfachere Regulierung, weil die Behörde mehr Zeit für Vorbereitungen auf die nächste Periode hat. Veränderungen, die, folgt man den Erfahrungen des Auslands, in den ersten Phasen recht umfangreich sind, können länger und unter geringerem Zeitdruck diskutiert werden. Ein Vorteil auch für föderale Akteure, die nicht wie die BNetzA über umfangreiche Beraterstäbe und Insiderinformationen verfügen. Aus Sicht der Unternehmen bedeutet eine längere Regulierungsperiode vor allem eine geringere Senkung der Erlöse pro Jahr, da der individuelle Produktivitätsfortschritt sich aus dem Abstand zum Effizienzziel geteilt durch die Länge der Regulierungsperiode errechnet. Entsprechend treten sie für eine Periodendauer von vier bis fünf Jahren ein. Die BNetzA und das BMWi streben hingegen kürzere Zeiten bzw. schnelle Senkungen an.

Fünftens müssen in die Anreizregulierung *Qualitätsindikatoren* integriert werden, besteht doch sonst die Gefahr von Substanzverschlechterungen zu Gunsten höherer Renditen. Zur Qualitätssicherung gibt es unterschiedliche Verfahren von Mindeststandards über Pönalen bis hin zur direkten Integration in den Leistungsvergleich. Wobei letzteres eine Monetarisierung von Qualität voraussetzt, die nur bei einer sehr leistungsfähigen Regulierung zielführend ist.

Die Unternehmen betonen die Notwendigkeit solcher Standards und weisen gleichzeitig auf die Gefahr hin, dass wenn die Indikatoren nicht eindeutig definiert sind, politischem Aktionismus Tür und Tor geöffnet wird. Dann könnten die Unternehmen zu Investitionen ohne entsprechende Entlohnung gezwungen sein. Bundesregierung, Landespolitiker aller Richtungen, die BNetzA und die Verbraucherverbände sprechen sich für eine hohe Qualitätssicherung aus. Sicherlich spielt dabei eine Rolle, dass dieses Thema im Gegensatz zu anderen Problemfeldern der Netzregulierung der Öffentlichkeit einfach und positiv zu vermitteln ist. Allerdings ist bis auf den Vorschlag der BNetzA¹³⁵ wenig Konkretes in die Öffentlichkeit gedrungen.

Sechstens fordern die Unternehmen, um die Unsicherheiten im Leistungsvergleich zu neutralisieren und das wirtschaftliche Risiko einzudämmen, die Einführung von *Sicherheitsfaktoren*. Die Diskussion bezieht sich dabei vor allem auf Maximalwerte für den individuellen Produktivitätsfortschritt sowie die Berücksichtigung individueller Kostentreiber. Beides läuft auf die Begrenzung des Effizienzdrucks hinaus. Allerdings ist die Einbeziehung individueller Kostentreiber schwierig und verkompliziert das Benchmarking. Auch kann mit den „richtigen“ Sonderfaktoren jedes Unternehmen effizient gerechnet werden. Die kommunalen Verbände gehen sogar einen Schritt weiter und fordern individuelle Nachverhandlungen des Leistungsvergleichs, um entsprechende Faktoren für jedes Unternehmen einzubringen. Eine Forderung, die den verringerten behördlichen Aufwand bei der Durchführung der Anreizregulierung zunichtemachen würde. Entsprechend stark ist der Widerstand der BNetzA und der Bundesregierung.

3.4 Zusammenfassung

Bei der Regulierung des Energiemarktes lassen sich zwei Akteursgruppen unterscheiden. Die staatlichen Akteure umfassen dabei die Regierungen des Bundes und der Länder, die EU sowie die BNetzA. Diese Akteursgruppe muss neben der „reinen“ Regulierung des Energiemarktes auch außerökonomische Faktoren und die öffentliche Wahrnehmung berücksichtigen. Durch die derzeit hohe mediale Aufmerksamkeit gegenüber energiepolitischen Themen haben Entscheidungen in diesem Bereich auch Auswirkungen auf die politischen Entwicklungen. Die zweite Akteursgruppe besteht aus wirtschaftlich betroffenen Unternehmen. Dabei ist zwischen den

135 Zur Gestaltung der Qualitätssicherung von Seiten der BNetzA, vgl. Kap. 4.1.

verschiedenen Arten von Netzbetreibern und den Unternehmen der vor- bzw. nachgelagerten Produktionsstufen zu unterscheiden. Ihnen allen gemeinsam ist das Interesse am finanziellen Profit. Die Artikulation ihrer Interessen erfolgt vor allem über große Spitzenverbände, mit deren Hilfe die zentralen Gruppeninteressen gebündelt werden.

Die Akteursgruppen sind durch finanzielle, organisatorisch-rechtliche sowie wirtschaftliche Strukturen miteinander verflochten. Neben ihr Konkurrenzverhältnis tritt damit auch ein Zwang zur Kooperation, der durch gleichgerichtete Interessenlagen verstärkt wird. Niederschlag findet dies in den Veränderungen der Verbände, die sich in Bezug auf Themenfelder und Mitgliederstruktur neu formieren.

Bei der Analyse lassen sich zwei zentrale Konfliktlinien herausarbeiten, entlang derer sich die Interessenkoalitionen bilden. Die erste Konfliktlinie ist die wirtschaftspolitische Machtfrage. In der föderalen Ausprägung bekämpfen Länder und Kommunen die Dominanz des Bundes. Daneben ist das Verhältnis zwischen Regulator und Energiewirtschaft strittig. Insbesondere die Energiekonzerne streben eine betriebswirtschaftliche Autonomie an. Ein starker Regulator kann aus Sicht der Politik aber besser für sinkende Entgelte sorgen. Die zweite Konfliktlinie besteht vor allem in der Auseinandersetzung um den Effizienzdruck. Teile der Politik sowie Unternehmen anderer Produktionsstufen hoffen, von den sinkenden Entgelten zu profitieren. Die Energiewirtschaft lehnt solche Bestrebungen ab. Gleichzeitig stehen sinkende Netzentgelte im Konflikt mit weiteren ökologischen und industriepolitischen Zielen.

4 Szenarien der Regulierung

4.1 Konzeption der Bundesnetzagentur

Mit der Verabschiedung der EnWG-Fassung von 2005 wird die Einführung der Anreizregulierung für den 1. Januar 2008 angestrebt. Ab Sommer 2005 beginnt die BNetzA Ausschreibungen für Gutachten von unabhängigen Instituten, zu diversen Themen der Anreizregulierung zu organisieren. Ab Dezember 2005 wurde die erste von vier Stellungnahmen veröffentlicht, in der große Themenblöcke behandelt werden. Zu diesen können die ausgewählten Akteursgruppen Stellung beziehen.¹³⁶ Am 16. Juni 2006 legte die BNetzA dann einen Entwurf für eine Anreizregulierung vor.

Inhaltlich sprach die BNetzA sich für eine „harte“ Regulierung, also umfangreiche Eingriffe in die Unternehmen sowie einen hohen Renditedruck aus. Dabei sollte die *Regulierungsperiode* nur drei Jahre dauern, wobei nach zwei Perioden alle Ineffizienzen abgebaut werden sollten. Entsprechend befänden sich 2013 alle Unternehmen auf einem nahezu identischen Effizienzniveau. Da geplant war, die *Kostenbasis* unter einer Standardisierung der Kapitalkosten und der Anlagenrechnung zu ermitteln, wäre nach dieser Zeit auch eine weitgehende Vereinheitlichung von Kostenstruktur und Buchführung eingetreten. Ziel war von diesem Punkt aus, zu einer *Yard-Stick*-Regulierung überzugehen. Als Methoden der Standardisierung sprach sich die BNetzA für ein Anlagenregister sowie eine Vereinheitlichung der Kapitalkosten durch eine Annuitätenberechnung aus. Um den Prozess der Homogenisierung zu beschleunigen, sollte bei der Kostenermittlung für die erste Periode, das Geschäftsjahr 2006 einer nochmaligen Kostenprüfung unterworfen werden.¹³⁷

Die BNetzA schlägt als *allgemeinen Produktivitätsfortschritt* einen Wert zwischen 1,5 und 2 % vor, wobei sie zur Bestimmung auf mathematische Methoden absetzt. Bei den *Methoden des Leistungsvergleichs* orientiert sich die BNetzA an internationalen Standards und spricht sich für eine Mischform von SFA und DEA aus. Allerdings erfolgt keine Festlegung, ob sich bei abweichenden Ergebnissen für das bezüglich des Unternehmens bessere oder für eine durchschnittliche Bewertung entschieden werden sollte. Gleichzeitig bevorzugt sie eine sehr weitgehende Nutzung ingenieur-wissenschaftlicher Modelle. Allerdings wurden diese Modelle nach dem Bericht, außer bei Detailfragen,

¹³⁶ Zum Aufbau und Verlauf der Konsultationsprozesse, vgl. BNetzA (Hrsg.) 2006, S. 93 ff.

¹³⁷ Zum geplanten Verlauf der Anreizregulierung, vgl. Internetquelle 18, S. 9 und 25.

nicht mehr angesprochen. Zu groß schienen wohl die mit ihrer Verwendung einhergehenden Probleme. Den Benchmark sollte aber methodenübergreifend das beste Unternehmen setzen.¹³⁸

Sicherheitsfaktoren lehnt die BNetzA weitgehend ab. Lediglich bei Härtefällen könnten individuelle Faktoren integriert werden. Ausnahmen, insbesondere bei der Qualitätsregulierung, sollen nur für Unternehmen kleiner als 20.000 Kunden gelten. Diese Unternehmensgröße gilt in der Wirtschaftswissenschaft als unterste Grenze für die betriebswirtschaftliche Fähigkeit, an der Anreizregulierung teilzunehmen. Unternehmen unter 20.000 Kunden bzw. unterhalb eines zweistelligen Millionenumsatzes gelten als mit der Regulierung überfordert und verschwinden als wirtschaftlich selbstständige Einheiten langfristig vom Markt. Wobei es auch Stimmen gibt, die diese Grenzen bei 100.000 Kunden bzw. einem dreistelligen Millionenumsatz sehen.¹³⁹ Hintergrund ist, dass bei kleinen Umsätzen der Aufbau notwendiger Regulierungskompetenzen aufgrund der hohen Fixkosten betriebswirtschaftlich nicht mehr darstellbar ist. Entsprechend räumte die BNetzA solche Unternehmen ein, ihre Daten in weniger ausführlicher Weise zu liefern und Ausnahmen beim Qualitätsniveau wahrzunehmen.¹⁴⁰

Bei der *Qualitätssicherung* wird eine Kombination aus Pönalen und einem Bonus-Malus-System für die erste Periode für akzeptabel befunden. Allerdings strebte die BNetzA bereits für die zweite Periode eine vollständige Integration in die Regulierungsformel bzw. in den Leistungsvergleich an.

Insgesamt ist der Entwurf der BNetzA von einem starken Glauben an ökonometrische Methoden geprägt – sei es bei der Berechnung des allgemeinen Produktivitätsfortschritts oder dem Postulat der schnellen Effizienzsteigerungen. Bedenken ob der Grenzen der Methoden werden kaum zugelassen. Auch beim Vergleich mit internationalen Regulierungssystemen wird primär auf die technischen Seiten abgezielt. Die umfangreichen kooperativen Strukturen und politischen Kompromisse bleiben weitgehend ausgeblendet. Gleichzeitig ist das entworfene Szenario von einem hohen Effizienzdruck gekennzeichnet (keine Sicherheitsfaktoren; *best-practice*-Abrechnung; Erreichen des Effizienzniveaus in sechs Jahren; weitgehende Standardisierung der Kostenstrukturen). Die BNetzA nimmt an,

138 Zur Darstellung der Effizienzmethoden und ihrer Verwendung, vgl. BNetzA (Hrsg.) 2006, S. 66 ff. und Kapitel 13.

139 Zu den Teilnahmegrenzen, vgl. Plaut Economics (Hrsg.) 2006, S. 18.

140 Zu Fragen der Ausnahmeregelungen für kleine Unternehmen, vgl. BNetzA (Hrsg.) 2006, S. 61.

dass im Durchschnitt 60 % der Kosten effizient sind. Gilt dieser Wert kämen auf ca. 50 % der Unternehmen Kürzungen von über 8 % pro Jahr zu.¹⁴¹ Ein solches Szenario ist jenseits dessen, was die Energiebranche verkraften kann, soll die heutige Struktur gewahrt werden. Entsprechend stark war die Abwehrreaktion der Energiewirtschaft.

Gleichzeitig wurde deutlich, wie anspruchsvoll der Zeitplan war. Die BNetzA ging davon aus, dass das auf 320 Seiten präsentierte Konzept bis Anfang des Jahres 2007 „direkt in die Praxis umzusetzen“ sei¹⁴². Entsprechend hätte ab Anfang 2007 mit dem Sammeln der Daten begonnen werden können. Parallel dazu wäre in Absprache mit den Verbänden eine Feinabstimmung der letzten Regelungen erfolgt, bspw. für das Anlagenregister.¹⁴³ Im Herbst 2007 sollten diese Schritte beendet und noch vor Jahresbeginn 2008 allen Unternehmen Entgeltbescheide zugeschickt worden sein.

Je mehr Zeit aber verging, umso deutlicher wurde die Gewissheit, dass sowohl die BNetzA als auch der Gesetzgeber mit einer schnellen Umsetzung auf einen Schlag überfordert sind. Neben der Unterschätzung der verwaltungstechnischen Herausforderungen – z. B. konnte der Aufbau des Anlagenregisters nur schemenhaft beschrieben werden – trat die Überforderung bzw. die Unkenntnis des Gesetzgebungsprozesses von Seiten der BNetzA. Durch die erste Verzögerung in Form der Sommerpause des Parlamentes erfolgte erst am 24. Oktober die offizielle Vorstellung und damit die Einsehbarkeit des Berichts.¹⁴⁴ Bis dahin stockte der Prozess. Auch hatte der „Fahrplan“ keine Zeit für politische Auseinandersetzungen berücksichtigt, z. B. einen Einspruch des Bundesrats – ein großer Unsicherheitsfaktor, da ein solcher Einspruch monatelange Verzögerungen mit sich bringt, schon aus organisatorischen Gründen. Beispielhaft für solche Entwicklungen steht die Reform des EnWG 1998. Nach der ersten Verabschiedung vom Bundestag im Dezember 1998, zog sich der Gesetzgebungsprozess noch über sechs Monate bis zur endgültigen Verabschiedung hin.¹⁴⁵ Zwar sind die heutigen Konflikte nicht so stark ausgeprägt, trotzdem könnte eine föderale oder parteipolitische Blockade den Prozess lange Zeit stocken lassen.

141 Eine 40 %-ige Kürzung der Netzentgelte in zwei Perioden á drei Jahren ergibt eine Senkung von ca. 6,7 % pro Jahr. Wird ein allgemeiner Produktivitätsfortschritt von 1,5 % addiert, ergibt sich ein Wert von 8,2 % pro Jahr.

142 Vgl. BNetzA (Hrsg.) 2006, S. 14.

143 Vgl. ebd., S. 201.

144 Zur offiziellen Vorstellung im federführenden Ausschuss, vgl. Internetquelle 14.

145 Zum Verlauf der politischen Auseinandersetzungen, vgl. Internetquelle 17. Einträge 1997–1998.

4.2 Regulierungsvorschlag der Energieunternehmen

Als im Herbst 2006 deutlich wurde, dass der Zeitplan für die Einführung der Anreizregulierung nicht zu halten sein wird, legten der VdEW zusammen mit seinem Unterverband, dem VDN, sowie dem VRE den Entwurf einer Vereinfachten Anreizregulierung vor. Das am 16. November 2006 in Berlin veröffentlichte Dokument, sollte vor allem „die rechtzeitige Einführung der Anreizregulierung zum 1. Januar 2008 sicherstellen“¹⁴⁶ und damit eine weitere Kostenregulierung verhindern. In Übereinstimmung mit diesem Ziel lehnen die Verbände auch eine so genannte initiale Kostensenkung ab.¹⁴⁷ Der pünktliche Start 2008 soll durch die Etablierung eines „vereinfachten Effizienzvergleichs und eines vereinfachten Qualitätskonzeptes“¹⁴⁸ erreicht werden.

Die Verbände streben eine *Regulierungsperiode* von fünf Jahren an. Als *Kostenbasis* soll das Geschäftsjahr 2006 bzw. 2004 verwendet werden. Hintergrund ist, dass ein Teil der Netzbetreiber noch keine genehmigten Netzentgelte im Rahmen der Kostenregulierung erhalten hatte. Für die Erstellung der Kostenbasis soll aber ein einheitlicher Rechtsrahmen gelten, entweder die Kostenregulierung der BNetzA oder die Regelungen der VVII+.

Die Ermittlung der *Kostenbasis* für den Leistungsvergleich soll durch zwei parallele Methoden erfolgen – reale Kosten ermittelt nach der StromNEV und „normierte“ Kosten nach vereinheitlichten Nutzungsdauern. Dadurch wird die Einführung eines Anlagenregisters sowie anderer umfangreicher Eingriffe des Regulators als nicht notwendig empfunden.¹⁴⁹ Als *Kostentreiber* sollen die Netzlänge, die Zahl der Anschlüsse, die Lastspitze der nachgelagerten Ebenen, die Jahresarbeit der versorgten Fläche (NS) bzw. der Gesamtfläche (MS, HS) und das Strukturmerkmal Ost/West Anwendung finden. Die Variante der Kostenermittlung, bei dem ein Unternehmen sich am besten positioniert, soll für das Benchmarking verwendet werden.

Als *Effizienzmethoden* sollen die OLS und die DEA-Methoden Verwendung finden. Es gilt der Mittelwert beider Methoden, das Benchmark wird durch einen durchschnittlich effizienten Netzbetreiber gesetzt. Zusätzlich fordern die Verbände umfangreiche *Sicherheitsfaktoren*, wie einen allgemeinen Produktivitätsfortschritt von 0 und eine Mindesteffizienz von 70 %, die über 15 Jahre bzw.

146 Vgl. VdEW (Hrsg.) 2006, S. 2.

147 Vgl. ebd., S. 10.

148 Vgl. ebd., S. 2.

149 Vgl. ebd., S. 4f.

3 Regulierungsperioden abgebaut werden sollen. Entsprechend ergibt sich ein maximaler individueller Produktivitätsfortschritt von 2%. Damit erklärt sich auch die Verwendung der OLS-Methode. Diese ist von allen parametrischen Ansätzen am einfachsten strukturiert, kann aber Datenfehler und Verzerrungen kaum erfassen. Aufgrund der hohen Sicherheitsfaktoren spielt die Robustheit des Benchmarks aber auch nur eine untergeordnete Rolle.¹⁵⁰

Bei der *Qualitätsregulierung* lehnen die Verbände die Einführung eines integrierten Qualitätsfaktors für die erste Regulierungsperiode ab. Stattdessen werden Pönalen sowohl für Netzsicherheit (z. B. Ausfallzeiten) als auch für den Service (z. B. Dauer einer Angebotserstellung) favorisiert. Im Positionspapier erfolgt keine nähere Beschreibung des Qualitätsniveaus. Es wird aber positiv auf den vierten Bericht der BNetzA verwiesen, der dieses Thema behandelte.¹⁵¹

Für die *Übertragungsnetze* orientieren sich die Verbände am Vorschlag der BNetzA, z. B. beim Investitionsbudget. Leistungsvergleiche für diese Netzebene, sei es durch Messung an ausländischen Unternehmen oder durch den Vergleich mit ingenieur-wissenschaftlichen Modellen werden abgelehnt. Ein Bezug zu den Interessen der Stadtwerke, zu den Positionen der Länder oder zu föderalen Gegensätzen wird nicht vorgenommen.¹⁵²

Die Energieverbände haben hier eine klare, in sich logische Position bezogen. Bei einer Orientierung an diesem Konzept wäre eine schnellere Einführung real möglich, allerdings ohne eine Senkung der Netzentgelte zu erreichen. Im Gegenteil, diese würden wahrscheinlich bei der Mehrheit der Netzbetreiber in Höhe der Inflationsrate steigen. Wesentliche Ursache ist die Orientierung am durchschnittlichen Effizienzniveau. Per Definition würden so 50% der Unternehmen für effizient erklärt werden und einen individuellen Produktivitätsfortschritt von 0 erhalten. Die sich daraus ergebenden, steigenden Netzentgelte sind aber im jetzigen politischen Umfeld nicht durchsetzbar. Insgesamt liest sich dieses Konzept wie ein „Wunschzettel“ der Energiewirtschaft, um eine Regulierung mit möglichst geringem wirtschaftlichem Druck zu erhalten. Entsprechend einhellig war die Ablehnung, insbesondere von Seiten der Bundesregierung und der BNetzA.

Allerdings weist das Positionspapier auf ein wesentliches Problem bisheriger Entwürfe hin. Bei der Einführung der Anreizregulierung muss – soll sie zeitnah erfolgen und rechtssicher sein – vorerst

150 Vgl. ebd., S. 5.

151 Vgl. ebd., S. 6.

152 Vgl. ebd., S. 6f.

auf viele Detailregelungen verzichtet bzw. Sicherheiten eingebaut werden. Hohe und schnell vollzogene Abschläge bei den Netzentgelten, wie sie die BNetzA anstrebt, sind dann nicht mehr realisierbar. Dies herausgearbeitet und bei vielen Regelungen sehr klar auf zukünftige Perioden verwiesen zu haben, ist wohl der eigentliche Erfolg des Positionspapiers.

4.3 Vorstellungen des Bundeswirtschaftsministeriums

Am 27. November 2006 verkündet das BMWi offiziell, dass die Anreizregulierung um ein Jahr verschoben wird und damit erst am 1. Januar 2009 starten wird.¹⁵³ Die Verschiebung wurde mit der Komplexität der Materie begründet. Manager der Energiewirtschaft vermuten allerdings, dass auch versucht wird, durch eine weitere Kostenregulierung eine schnellere Senkung der Entgelte zu realisieren.¹⁵⁴ Dafür spricht, dass das BMWi im gleichzeitig präsentierten Positionspapier einen Fahrplan für eine weitere Kostenregulierung vorlegte, statt eine Verlängerung der Netzentgelte anzustreben.

Dem Inhalt des Positionspapiers folgte weitgehend die im April 2007 veröffentlichte Gesetzesvorlage für eine Verordnung zur Anreizregulierung. Das Ministerium orientiert sich in beiden Dokumenten an den Positionen der BNetzA. Allerdings wich das BMWi mit zunehmendem Zeitdruck von vielen Detailregelungen ab und näherte sich in wesentlichen Fragen den Forderungen der Energiewirtschaft an. Ein prägnantes Beispiel ist die Einführung des Anlagenregisters. Im Positionspapier wird noch eine Errichtung von der BNetzA für 2007 eingefordert. Hingegen kann laut Referentenentwurf eine Einführung frühestens zur zweiten Regulierungsperiode also 2013 stattfinden.¹⁵⁵

Das BMWi strebt eine *Regulierungsperiode* von vier Jahren an. Sie bewegt sich damit zwischen den Forderungen von Energiewirtschaft und BNetzA. Die Regulierung soll wie bei der BNetzA durch eine Gewinn-Kappung erfolgen. Interessant ist hierbei der Umgang mit *Mengenänderungen*. Laut jetzigem Stand sollen Mengenänderungen die zu einer Veränderung der Erlöse unter 5% führen erst mit den Erlösen der nächsten Regulierungsperiode verrechnet werden. Einen, wie im Ausland üblichen, unterperiodischen Ausgleich bzw.

153 Vgl. Internetquelle: 27.

154 Interview Regulierungsmanagement RWE Energy AG.

155 Vgl. Bundeswirtschaftsministerium (Hrsg.) 2006, S. 4., Internetquelle 32; Bundeswirtschaftsministerium (Hrsg.) 2007, § 4, Internetquelle 33.

Preisanpassungen soll es nur bei darüber hinausgehenden Veränderungen geben.¹⁵⁶ Ziel ist es, Preisschwankungen innerhalb einer Periode weitgehend zu unterbinden.¹⁵⁷ Die Verrechnung erfolgt über ein Regulierungskonto unter Aufsicht der BNetzA. Dort aufgelaufene Beträge werden mit dem Durchschnitt der letzten 10 Jahre geltenden Umlaufrenditen festverzinslicher inländischer Wertpapiere verzinst – zurzeit ca. 5 %.

Als *Kostenbasis* sollen die Ergebnisse einer weiteren Kostenprüfung der Netzentgelte des Jahres 2006 verwendet werden. Entsprechend erfolgt die Kostenermittlung für die erste Regulierungsperiode noch auf Basis der StromNEV. Erst ab der zweiten Periode kann die BNetzA Maßnahmen zur Harmonisierung der Kostenbasis wie die Einführungen eines Anlagenregisters oder standardisierte Kapitalannuitäten ergreifen.¹⁵⁸

Die Höhe des *allgemeinen Produktivitätsfortschritts* beträgt nach dem vorliegenden Entwurf in der ersten Periode 1,5 %. In späteren Perioden führt die BNetzA die Bestimmung nach Methoden durch, „die dem Stand der Wissenschaft entsprechen“.¹⁵⁹ Bei den *Effizienzmethoden* folgt der Entwurf dem Stand der Diskussion. So soll eine *best-off*-Abrechnung zwischen SFA und DEA vorgenommen werden, und als *Kostentreiber* sind für die ersten beiden Perioden die Anzahl der Anschlusspunkte, die Fläche des versorgten Gebietes oder die Leitungslänge sowie die Jahreshöchstlast zu verwenden. Das effizienteste Unternehmen setzt dabei den Benchmark (*best-practice*). Der Abbau der ermittelten Ineffizienzen soll über zwei Regulierungsperioden, also acht Jahre, erfolgen. Bis auf eine Mindesteffizienz von 50 % sind dabei keine weiteren automatischen *Sicherheitsfaktoren* geplant.¹⁶⁰

Da nationale Leistungsvergleiche bei den *Übertragungsbetreibern* aufgrund zu geringer Quantität nur begrenzt funktionieren, soll bei ihnen ein Benchmark mit Netzbetreibern aus anderen Ländern der EU durchgeführt werden.¹⁶¹ Dabei soll sich weitgehend an den Standards für die Verteilnetze orientiert werden. Lediglich wenn der Leistungsvergleich nicht wie geplant verläuft, kann die BNetzA auch Referenznetzanalysen verwenden. Allerdings ist hierbei fraglich, wie an Daten für ausländische Netzbetreiber zu kommen ist, die dazu noch strukturell mit den deutschen vergleichbar sind?

156 Vgl. Bundeswirtschaftsministerium (Hrsg.) 2007, § 5 Abs. 3 und 4, Internetquelle 33.

157 Vgl. Bundeswirtschaftsministerium (Hrsg.) 2006, S. 1, Internetquelle 32.

158 Vgl. Bundeswirtschaftsministerium (Hrsg.) 2007, § 14, Abs. 4, Internetquelle 33.

159 Vgl. ebd., § 9, Abs. 3.

160 Vgl. ebd., §§ 10, 12 und 13.

161 Vgl. ebd., § 22.

Im vorliegenden Entwurf konzentriert sich die *Qualitätsregulierung* auf die technische Seite der Netzzuverlässigkeit.¹⁶² Genannt werden dabei Dauer und Häufigkeit von Unterbrechungen, die Menge nicht gelieferter Energie sowie die Höhe der nicht gedeckten Last. Eine Regulierung der Servicequalität – wie die Schnelligkeit eines Anschlusses – findet nicht statt. Die BNetzA bestimmt für die genannten Indikatoren entsprechende Grenzwerte, ab denen es zu Auf- oder Abschlägen auf die Erlöse kommt. Erst ab der zweiten Periode muss dies in Form eines integrierten Qualitätselements erfolgen, wobei die BNetzA aber auch bereits vorher eine entsprechende Regelung einführen kann. Die diskutierte Variante einer direkten Entschädigung der Kunden (Pönalen) hat sich damit nicht durchgesetzt.

Mit diesem Entwurf ist eine Einführung der Anreizregulierung zum 1. Januar 2009 sehr wahrscheinlich geworden. Ursache dafür ist die Bereitschaft des Gesetzgebers, wesentliche Punkte, die zu einer Steigerung der Komplexität führen und damit den Regulator bzw. den Gesetzgebungsprozess überfordern könnten, in die zweite Regulierungsperiode zu verschieben. Gleichzeitig wurde durch die Verwendung der Geschäftsdaten von 2006 ein erheblicher Zeitdruck aus dem Verfahren genommen. Die BNetzA hat damit rund 1½ Jahre Zeit, einen Leistungsvergleich zu entwickeln. Wenn überhaupt, wird es erst ab 2013 eine Standardisierung der Buchführung durch ein Anlagenregister oder vergleichbare Instrumente geben. Gleiches gilt für den Bereich Qualitätssicherung, der jetzt oder auch zu späteren Zeitpunkten geregelt werden kann. Durch die umfangreichen Ausnahmen und Möglichkeiten der Abweichung für kleine bzw. in Länderkompetenz liegende Netzbetreiber, kann auch die föderale Konfliktlinie als weitgehend entschärft gelten.

4.4 Offene Fragen

Der vorgelegte Entwurf zeigt noch eine Vielzahl offener Probleme auf. Entsprechend sind bis zur Verabschiedung einer Gesetzesfassung noch starke Auseinandersetzungen zu erwarten, bzw. müssen sich die Unternehmen in Zukunft auf große Herausforderungen einstellen.

Erstens bestehen eine Vielzahl der Regelungen unter „kann“-Vorbehalt bzw. sind im Detail nicht ausgearbeitet. Entsprechend gibt es offene Probleme und die Wirkung der Anreizregulierung kann sich noch stark ändern. Wesentliche Punkte sind dabei die Qualitätsregulierung

162 Vgl. Bundeswirtschaftsministerium (Hrsg.) 2007, §§ 18–20, Internetquelle 33.

sowie die Investitionsbudgets bei den Übertragungsnetzbetreibern. Was genau auf die Unternehmen in diesem Bereich an Aufgaben bzw. finanziellen Belastungen zukommt, können diese erst im Laufe des Jahres 2008 konkret sagen.

Zweitens wird die *BNetzA* mit diesem Entwurf zum endgültigen Zentrum der Energieregulierung. Sie kann umfassende Bestimmungen erlassen, wie die Ausformung des Leistungsvergleichs oder über die Gestaltung der Qualitätsindikatoren. Auch, ob es Ausnahmeregelungen für Netzbetreiber gibt, die die Auflagen nicht schaffen, liegt allein in ihrer Kompetenz. Da weiterhin alle Berichte und Informationen an bzw. über diese Behörde laufen, nimmt parallel dazu ihr Insiderwissen zu. Die Kontrolle des Kontrolleurs wird eine wesentliche Herausforderung für die Regulierung, insbesondere ab der zweiten Regulierungsperiode, in der zahlreiche jetzige Ausnahmen auslaufen sollen.

Drittens wird es vorerst *keinen bundeseinheitlichen Vollzug* geben. Die Länder können in allen Punkten von den Vorgaben der *BNetzA* abweichen, die prinzipiell deutschlandweit ausgearbeitet werden. Weder die Leistungsvergleiche noch die Qualitätssicherungssysteme sind zwingend vorgeschrieben bzw. in ihrer Ausgestaltung verpflichtenden Regelungen unterworfen. Wenn die Länder einen Leistungsvergleich durchführen, können sie auch Netzbetreiber mit einbeziehen, die ihnen nicht unterstehen. Dafür wird sogar extra eine Zugriffsberechtigung der Länder auf die Datenbanken der *BNetzA* eingeführt. Weiterhin können die Länder vom allgemeinen Produktivitätsfortschritt abweichen und mit eigenen Systemen die Kosten der Unternehmen erheben. Dem Entwurf ist anzumerken, dass jede mögliche Verzögerung durch eine Blockade der Länder bereits in Ansätzen verhindert werden soll. Natürlich bleibt es fraglich, wie viel von dem Spielraum, der damit den Ländern eingeräumt wird, später tatsächlich genutzt wird. Die aktuellen Organleihen an die *BNetzA* zeigen deutlich, dass die neue Machtkompetenz in den Augen der Länder nur von begrenztem Nutzen ist. Wächst die Anforderung könnte sich dieser Prozess verstärken.

Viertens wird der vorliegende Entwurf einem erheblichen Renditedruck entfalten. Es wird ein Szenario etabliert, bei dem ein reales Senkungsniveau der Netzentgelte von ca. 7 % pro Jahr bei ineffizienten und ca. 1,5 % pro Jahr bei effizienten Unternehmen angestrebt wird. Aufgrund der Orientierung am besten Unternehmen im Leistungsvergleich (*best-practice*) werden aber nur wenige Unternehmen als effizient gelten. Es ist fraglich, ob schlecht vorbereitete Unternehmen diese Anforderungen überhaupt realisieren können. Die Möglichkeiten der Festsetzung von individuellen Kostentreibern bzw. der Veränderung des

individuellen Produktivitätsfortschritts durch die BNetzA, wenn entsprechende Effizienzsteigerungen nicht zu realisieren sind, ist damit eher als ein Instrument zur Verhinderung von Insolvenzen zu sehen, denn als Möglichkeit der politischen Gestaltung der Netzstrukturen. Wesentliche Personalerhöhungen oder eine stärkere Führung durch das BMWi – was beides eine politische Gestaltung erlauben würde – sind nicht geplant.

Tarifliche Leistungen und daraus erwachsende zukünftige Aufwendungen sollen nur bei Vereinbarungen, die bis zum 31. Dezember 2006 getroffen wurden, zu den nicht-beeinflussbaren Kosten gerechnet werden. Nach jetzigem Stand könnte die Befürchtung der Gewerkschaften, dass die Anreizregulierung auch einen erheblichen Druck auf Löhne und Gehälter bedeutet, wahr werden.

Die errechneten Erlöse sollen nach den Regeln der StromNEV umgesetzt werden. Die BNetzA prüft nur die von den Unternehmen selbst vollzogenen Schritte und greift nur bei Regelverletzungen ein. Damit tritt zumindest in der ersten Periode eine Spaltung zwischen den realen Kosten und den Ergebnissen beim Benchmark auf. Eine Entwicklung, die den wirtschaftlichen Druck kaum verringern wird. Insgesamt scheint es daher fraglich, ob dieses System die angestrebte durchschnittliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 6,75 %, wie in der NEV vorgeschrieben, überhaupt ermöglicht.

Dieser starke Effizienzdruck sorgte schnell für erhebliche Diskussionen. Insbesondere die SPD forderte eine Absenkung der hohen Hürden für Stadtwerke. Nach neuesten Zeitungsberichten plant das BMWi nun, eine weniger ambitionierte Form der Anreizregulierung zu verabschieden. So soll der individuelle Produktivitätsfortschritt auf 1,25 % reduziert und die Dauer der Regulierungsperioden auf 5 Jahre verlängert werden. Dadurch würde sich die maximale Senkung der Netzentgelte auf 6,25 % reduzieren. Ebenfalls ist geplant, die Obergrenze für das vereinfachte Regulierungsverfahren von 20.000 auf 30.000 Kunden zu erhöhen. Diese neue Grenze würde es mehr kleinen Netzbetreibern – das BMWi schätzt bis zu 75 % – an der vereinfachten Regulierung teilzunehmen. Neben den Ausnahmen bei der Qualitätsregulierung sowie reduzierten Dokumentationspflichten würden bei ihnen keine detaillierten Finanzprüfungen erfolgen. Diese Stadtwerke würden pauschal als durchschnittlich effizient bewertet werden. Die durchschnittliche Effizienz wird von der BNetzA ermittelt und dürfte bei ca. 70-80 % liegen. Für kleine, ineffiziente Netzbetreiber ein einfacher Weg, um den ökonomischen Druck erheblich zu reduzieren, da sie so nur noch Abschläge von ca. 4 % pro Jahr hinnehmen müssten.

Allerdings zeigt sich mit dieser Aufweichung, dass die Konflikte erheblich sind. Das Gesetzesvorhaben „Anreizregulierung“ ist immer

noch nicht in den Bundestag eingebracht. Eine Verabschiedung vor der Sommerpause 2007 damit sehr unwahrscheinlich. Der politische Konflikt um die exakte Ausgestaltung des neuen Ordnungsrahmens wird wohl erst im Herbst/Winter des Jahres geklärt werden.

4.5 Zusammenfassung

Im Sommer 2006 veröffentlichte die BNetzA ihren Regulierungsvorschlag wie eine zukünftige Anreizregulierung aussehen könnte. Die BNetzA folgte ihrer bekannten Position eine möglichst hohe Senkung der Netzentgelte zu realisieren. Im Rückblick hat die BNetzA die Komplexität der Regulierung als auch die Verzögerungen im Gesetzgebungsprozess weit unterschätzt. Neben den verkomplizierenden technizistischen Vorschlägen war eine zentrale Ursache, dass für zentrale politische Streitfragen wie die föderale Machtverteilung keine Lösungsansätze aufgezeigt wurden. Entsprechend lassen sich Teile der sehr engagierten Forderungen erst zu späteren Zeitpunkten umsetzen bzw. mussten offene Fragen erst im laufenden Prozess geklärt werden.

Als das Scheitern des Zeitplans deutlich wurde, legten die Energieverbände im Herbst 2006 ein vereinfachtes Regulierungskonzept vor. Ziel war, eine weitere Kostenregulierung zu verhindern und ein Regulierungssystem mit möglichst geringem Effizienzdruck zu etablieren. Der vorgelegte Referentenentwurf einer Anreizregulierung folgt in großen Bereichen des BNetzA-Vorschlages, greift aber, insbesondere was die Verschiebung komplexer Elemente betrifft, Positionen der Energiebranche auf. Mit dem Referentenentwurf ist eine nochmalige Verschiebung der Anreizregulierung unwahrscheinlich geworden.

Allerdings bleiben nach wie vor offene Probleme. Einen einheitlichen Bundesvollzug wird es erst mal nicht geben. Die Länder können in allen wesentlichen Punkten von den Vorschlägen der BNetzA abweichen. Diese steigt mit diesen Entwurf endgültig zum Zentrum der Regulierung auf. Die formalen Kontrollmöglichkeiten von übergeordneten Behörden und Gerichten sind minimal. Die BNetzA kann in weiten Bereichen eigene Festlegungen treffen. Gleichzeitig wird ein hoher Renditedruck durch das jetzt vorgeschlagene Modell ausgeübt. Vor allem kleinere Unternehmen könnten an ihm scheitern. Bisher sind allerdings kaum Begrenzungen zum Erhalt solcher Unternehmen angedacht. Entsprechend ist eine Unternehmenskonzentration in der Energiebranche, wie auch in anderen Ländern, zu erwarten.

5 Schlussfolgerungen

1. Unsere Gesellschaft ist existenziell auf eine flächendeckende, qualitativ hochwertige, quantitativ ausreichende und volkswirtschaftlich wettbewerbsfähige Versorgung mit elektrischer Energie angewiesen. Die Regulierung der Energiewirtschaft wird damit zu einer zentralen strategischen Aufgabe staatlichen Handelns.

Deutscher Elektrizitätsmarkt

2. Nach dem Ersten Weltkrieg bildet sich in Deutschland eine gemischt-wirtschaftliche Energiewirtschaft heraus. Finanzielle Beteiligungen, Preis- und Investitionsgenehmigungen, personelle Überschneidungen sowie wirtschaftliche Verflechtungen sicherten eine hohe Eingriffsfähigkeit der Politik. Weite Bereiche der Steuerung des Sektors wurden sektoralen Akteuren überlassen. Bei dieser verbandlichen Selbststeuerung im Schatten politischer Macht stellten Energie- bzw. Industrieverbände die Abstimmung zwischen den wichtigsten Akteuren – Bundesregierung, Ländern, Kommunen, großen Energieversorgern sowie industriellen Verbrauchern – sicher. Den Bedingungen einer hochindustrialisierten aber weitgehend national abgeschotteten Wirtschaft war dieses System sehr gut angepasst.

3. Ab den 1970er Jahren begann sich der Zusammenhalt des „Eisernen Pentagramms“ abzuschwächen. Trotz Reformversuchen konnte keine Antwort auf die Europäisierung der Gesellschaft und den dynamischeren technologischen Wandel gefunden werden. Unter dem zusätzlichen wirtschaftlichen Druck regional unterschiedlicher Verbrauchsentwicklungen in einem stagnierenden Markt sowie einer gestiegenen Preissensibilität drängten Bundesregierung, EVU und industrielle Verbraucher auf eine Liberalisierung. Allerdings scheiterte der Versuch die verbandliche Selbststeuerung nach der Marktöffnung 1998 beizubehalten. Die Branche war nicht in der Lage, einen Ordnungsrahmen aufzubauen und durchzusetzen, der den gewandelten politischen Zielen – Europäisierung der Energiewirtschaft, Ökologisierung der Erzeugungskapazitäten sowie Weiterreichung sektoraler Rationalisierungen – entsprach.

Regulierung

4. Im Frühjahr 2005 begann die Regulierung der Netzentgelte durch die BNetzA in Form einer Kostenregulierung. Entsprechend der politischen Vorgaben kürzte sie die Netzentgelte erheblich. Da allerdings kein Vergleich der Netzbetreiber stattfand und kleinere Unternehmen in der Hoheit der Länder liegen, fielen die Kürzungen unsystematisch und je nach Bundesland unterschiedlich aus. Der Effizienzdruck ist nicht spezifisch, eine politische Steuerung z. B. eine gezielte Hinführungen auf qualitative oder ökologische Ziele fand nur begrenzt statt. Aufgrund dieser strukturellen Nachteile der Kostenregulierung streben sowohl Bundesregierung als auch Energiewirtschaft die Einführung einer Anreizregulierung an und folgen damit internationalen Entwicklungen.

5. Als Steuerungsinstrument im Netzbereich zeigt sich die Anreizregulierung alternativen Verfahren überlegen. Wesentlicher Vorteil ist die Makrosteuerung, d. h. der Regulator gibt nur noch Ziele vor und die Unternehmen setzen diese selbständig um. Gleichzeitig sorgen brancheninterne Leistungsvergleiche für kontinuierlichen Effizienzdruck. Allerdings müssen weiterhin individuelle Unternehmenssituationen berücksichtigt werden. Entsprechend hoch ist der bürokratische Aufwand, insbesondere bei der Standardisierung der Buchführung. Wissenschaftler empfehlen darum, zu einer *Yard-Stick*-Regulierung überzugehen. Allerdings liegen dafür, aufgrund der hohen Regulierungsanforderungen, kaum internationale Erfahrungen vor.

6. Die Anreizregulierung besteht aus mehreren Faktoren, die je nach Ziel und wirtschaftlichem Umfeld verschieden gestaltbar sind. Da auch nicht-monetäre Ziele integrierbar sind, ist mit diesem Instrument eine weitgehende Beeinflussung der sektoralen Entwicklung möglich. Allerdings bringt eine stärkere Gewichtung nicht-monetärer Ziele steigende Anforderungen an den Regulator mit sich. Weite Bereiche der Anreizregulierung und ihrer Auswirkungen sind, entgegen oft vorgetragener Behauptungen, nur näherungsweise mathematisch zu bestimmen und müssen entsprechend politisch festgelegt werden. Die Regulierung des Energiesektors bleibt damit hochgradig politisch, insbesondere da bei der aktuellen Zielstellung einer Kürzung der Netzentgelte, die Anreizregulierung zu einem Verteilungsinstrument wird, mit dessen Hilfe Gewinne aus dem Netzsektor in vor- und nachgelagerte Sektoren umgeleitet werden. Eine Entwicklung völlig gegen den Willen der starken sektoralen Akteure muss aber scheitern, wie das Beispiel Niederlande zeigt.

Internationale Erfahrungen

7. Internationale Vergleiche zeigen, dass die konkrete Ausgestaltung der Anreizregulierung von der politischen Zielsetzung, der Nachfrageentwicklung und der Historie der nationalen Energiewirtschaft abhängt. Die Zielsetzungen können dabei von einem Kostenfokus (England) über die Betonung von Qualität und Netzausbau (Australien) bis hin zum gezielten Erhalt kommunaler Strukturen (Norwegen) reichen. Gleichzeitig ist in Ländern mit steigendem Energieverbrauch (Australien, Norwegen) der politische Widerstand gegen eine solche Regulierung geringer als in stagnierenden Märkten (Österreich, Deutschland). In allen untersuchten Ländern dominiert die Kontinuität, besonders beim Zuschnitt der Liefergebiete und der Anzahl der Netzbetreiber.

8. Trotz der erheblichen Unterschiede und der nur bedingten Vergleichbarkeit der nationalen Regulierungssysteme kristallisieren sich zwei Erfahrungen heraus. Die Anreizregulierung ist einerseits sehr komplex und stellt hohe Anforderungen an Regulator und Unternehmen, sofern eine zeitnahe Erfassung und die korrekte Verarbeitung der Unternehmensdaten sichergestellt werden soll. Insbesondere Daten zur Versorgungsqualität, zum Umgang mit Mengenänderungen sowie zur Erfassung und Bewertung der Anlagenbestände stellen große Herausforderungen dar. Andererseits muss die Regulierung kontinuierlich, entsprechend dem Marktgeschehen und den politischen Anforderungen, weiterentwickelt werden.

Theorie der staatlichen Steuerung

9. Die einheitliche Regulierung des Energiesektors wird in den letzten Jahren zunehmend brüchig. Es kristallisiert sich ein Zerfall in die Einzelsektoren Produktion, Netzwirtschaft und Vertrieb heraus. Eine enge Kopplung bleibt zwar bestehen, aber in den Teilsektoren setzen sich zunehmend andere Akteurskonstellationen und vor allem andere Steuerungsinstrumente durch. Während Produktion und Vertrieb keiner besonderen Regulierung unterliegen, wird der Netzbericht durch eine dominante spezialisierte Regulierungsbehörde, die BNetzA, gesteuert. Damit erodieren die Strukturen des „Eisernen Pentagramms“ vollends. Die Reduzierung der Stadtwerke auf Kapitalbeteiligungen der Kommunen sowie die abnehmende Macht

der Bundesländer fördert die Dominanz dieses Akteurs. Aus nationaler Perspektive entsteht damit ein klassisches „Eisernes Dreieck“ der Regulierung, zwischen spezialisierter Behörde, Akteuren des regulierten Sektors sowie dem Parlament bzw. der Bundesregierung. Allerdings bleibt dabei der zukünftige Machtzuwachs der EU unberücksichtigt, die bei anhaltender Entwicklung ein neuer Akteur des Regulierungssystems der Energiewirtschaft werden wird. In welcher Form sie sich dabei in die nationale Regulierung integriert, ist bisher noch nicht abzusehen.

Realisierung der Anreizregulierung

10. Mit dem vorliegenden Entwurf einer Anreizregulierung ist die Umsetzung im Jahre 2009 sehr wahrscheinlich geworden. Die Priorität sinkender Netzentgelte bleibt dabei bestehen. Im Durchschnitt kann von einer Senkung um ca. 3 % pro Jahr ausgegangen werden. Aufgrund der geringen Sicherungen liegt dieser Wert für einen erheblichen Teil der Netzbetreiber wahrscheinlich deutlich höher, womit deren langfristige Rentabilität ernsthaft infrage gestellt ist. Die Folge wird, wie auch in anderen Ländern, eine Konzentrationswelle sein – insbesondere auf kommunaler Ebene. Nennenswerte Maßnahmen zur Verhinderung einer solchen Entwicklung wurden seitens der Politik nicht getroffen. Hoher Effizienzdruck und der Konzentrationsprozess bedeuten das endgültige Aus für die Quersubventionierung der kommunalen Dienste.

11. Wesentliche Konfliktfelder bleiben allerdings bestehen. So können die Länder zwar weitreichend von der Regulierung der BNetzA abweichen, ob aber eine Auseinanderentwicklung der Regulierung auf Länderebene langfristig akzeptiert wird, dürfte fraglich sein. Zukünftige Diskussionen werden auch von der Auseinandersetzung um den Umfang der Eingriffskompetenz des Regulators gekennzeichnet sein. Jetzige Entwicklungen zeigen einen deutlichen Machtzuwachs der BNetzA – allerdings nimmt der Widerstand sowohl von Seiten der Energiebranche als auch Teilen der Bundesverwaltung zu. Entsprechend bleibt die Entwicklung im Energiebereich sehr dynamisch.

Anhang

Anlage 1

Die europäische Liberalisierung hat den Energiesektor umfassend verändert. Es beginnt sich eine *europäische Marktordnung* herauszubilden, in der einige europaweit dominierende Großkonzerne in allen EU-Mitgliedstaaten präsent sind und nationale Konzentrationen vorantreiben – siehe England und Niederlande.¹⁶³ In Deutschland kontrollieren inzwischen vier Konzerne 80 % der Erzeugungskapazität und (fast) 100 % der Hoch- und Mittelspannung.¹⁶⁴ Nur zwei Konzerne – E.ON und RWE – gelten als deutsche Unternehmen. Vattenfall hingegen ist ein schwedischer Staatskonzern, und an EnBW besitzt die französische EDF eine dominierende Beteiligung. Diesem wirtschaftlichen Druck können sich die Stadtwerke nicht entziehen. Damit gewinnen wirtschaftliche Zwänge gegenüber politischen Erwägungen auch auf kommunaler Ebene an Einfluss, wie die im Dezember 2006 vereinbarte erste Fusion von Stadtwerken über die Grenzen von Bundesländern hinweg zeigte.¹⁶⁵ Teilweise befördern die Konzerne solche Strategien sogar. So hält die Thüga, eine E.ON-Tochterfirma, die einflussreiche 8KU-Gruppe zusammen, eine Kooperation acht großer Stadtwerke (u. a. Stadtwerke München).¹⁶⁶

Anlage 2

Seit Ende der 1990er Jahre *ökologisieren sich die Produktionskapazitäten*. Durch die staatliche Förderung erzeugen alternative Anlagen in Deutschland ca. 10 % der gesamten Strommenge. Die Installation von Windanlagen in Tiefseegewässern wird wahrscheinlich zu einer Verdopplung der Kapazität bis zum Jahre 2015 führen.¹⁶⁷ Der früher eher von Kleinunternehmern geprägte Sektor ökologischer Anbieter wandelt sich damit zu einer Großindustrie, die deutschlandweit 170.000 Mitarbeiter beschäftigt.¹⁶⁸ Mit den Subventionen und der gestiegenen

163 Für England, vgl. Lieb-Doczy 2005, S. 87 f.; für die Niederlande, vgl. die vorliegende Arbeit, Kap. 2.3.3.

164 Zum Überblick über die gegenwärtigen Marktstrukturen und Trends, vgl. Lang 2005.

165 Stadtwerke Lauenburg (Schleswig-Holstein) und Boizenburg (Mecklenburg-Vorpommern); vgl. Internetquelle 21.

166 Die Bildung von wirtschaftlicheren Einheiten wird von politischer Seite nicht behindert, wie ein europäischer Abgeordneter im Interview bestätigte.

167 Vgl. DENA (Hrsg.) 2005, S. 45.

168 Vgl. Pressebericht des Bundeswirtschaftsministeriums Nr. 60/06 vom 22. März 2006.

Profitabilität von Großanlagen lohnt sich auch für die Energiekonzerne, in diesen Sektor zu investieren. So kaufte E.ON das führende deutsche Windparkprojekt an der Nordseeküste, nachdem eine Umwälzung der Anschlusskosten auf die Endkunden erlaubt wurde.¹⁶⁹ Folge der Partizipation von Großunternehmen an den ökologischen Förderungen ist ein abnehmender politischer Druck auf diese Firmen. Systematisch werden sie als inhärenter Teil des Energiesektors akzeptiert.

Anlage 3

Die Grundlagen für den energiepolitische *Einfluss der EU* gehen bis in die Gründungsphase Anfang der 1950er Jahre zurück. Mit ihren ersten Institutionen, der EGKS (1951) und der Euratom (1957) begann der Aufbau eines europäischen Energienetzes, das aber bis in die 1980er Jahre ein gegenseitiges System zur Absicherung von Engpässen war und die nationalen Monopolstrukturen letztlich stabilisierte. Durch die wachsende Bedeutung des Umweltschutzes (CO₂-Zertifikathandel etc.) sowie dem europäischen Binnenmarktprojekt wandelte sich die EU von einem „Verwalter europäischer Koppelstellen“ zu einem einflussreichen Akteur in allen Bereichen der Energiepolitik. Durch ihre Kompetenzen beim Außenhandel beeinflusst sie dabei auch den Bezug von Energierohstoffen. Den stärksten Einfluss hat sie allerdings über die Regulierung des Binnenmarktes. Alle Produktionsstufen und Subventionen unterliegen europäischen Wettbewerbsregulativen. Mit jährlichen Marktberichten, Informationsabfragen, Gestaltungs- und Regulierungsvorschlägen sowie mit Kontrollen des Europäischen Kartellamtes setzt die EU alle nationalen Akteure öffentlichkeitswirksam unter Druck. Gleichzeitig wird die EU in den nächsten 6 Jahren ca. 7 Mrd. € für die europäische Energieinfrastruktur, Nuklearforschung, alternative Energien und Effizienzprogramme ausgeben.¹⁷⁰

Allerdings beschränkt sich ihre Macht weitgehend auf Anreiz- und Orientierungspotenziale. Drohungen sind nur bei Verstößen gegen das EU-Recht möglich, und der Ausgang des dann kommenden Gerichtsverfahrens eher ungewiss. Ebenfalls hat die EU-Kommission keinen direkten Einfluss auf die Gestaltung der Netzregulierung, dem Herz der heutigen Energiemarktregulierung. Die Kommission fordert höhere

¹⁶⁹ Vgl. Internetquelle 22.

¹⁷⁰ Die 7 Mrd. € setzen sich aus einem 3-Mrd.-Programm der EUROATOM, dem 780 Mio. € umfassenden „Programm für intelligente Energien“ sowie aus ca. 2,9 Mrd. € für Infrastrukturfonds im Energiebereich zusammen. Vgl. Froning 2005, S. 301.

Kompetenzen ein, um eine stärkere Homogenisierung europäischer Regulierungssysteme sowie einen intensiveren Ausbau des europäischen Energienetzes zu forcieren.

Ersteres soll vor allem eine höhere Vergleichbarkeit und damit auch Kontrollierbarkeit der Regulierung bewirken. Die Regulierungssysteme reichen von Varianten der Kostenregulierung mit und ohne Wettbewerbselemente über Preis- bis hin zu Gewinnkappungen. Kostenerhebungen, verwendete Kostentreiber sowie die Methoden des Leistungsvergleichs differenzieren erheblich. Ein Vergleich zwischen den Mitgliedstaaten ist so kaum möglich. Gleichzeitig wird deutlich, dass die Effizienz der Regulierungen sowohl von der Leistungsfähigkeit des Regulators als auch vom politischen Willen der Legislative abhängt. Korruption und mangelnde Qualifikationen in osteuropäischen Behörden sowie eine auf nationalen Schutz bedachte französische Politik sind nur die bekanntesten Beispiele für problematische Regulierungssysteme.¹⁷¹

Die immer wieder medienwirksam vorgetragene Forderung nach einer Verstaatlichung der Übertragungsnetze zielt in eine ähnliche Richtung. In dieser Netzebene funktionieren Leistungsvergleiche nicht mehr. Viele Staaten mit erfolgreichen Regulierungen haben diese Netze in einem staatlichen Unternehmen gebündelt, um eine direkte politische Kontrolle zu ermöglichen. Dort wo ein solcher Schritt nicht erfolgte, müssen umfassende Verhandlungen zwischen Regulator und Netzbetreiber geführt werden, die letztlich kaum europäisch harmonisierbar bzw. kontrollierbar sind.

Gleichzeitig soll durch einen stärkeren staatlichen Einfluss in den Übertragungsnetzen ein Ausbau der multinationalen Netze vorangetrieben werden. Hier herrscht der Glaube vor, dass staatliche Strukturen dies besser und vor allem schneller könnten als private Strukturen. Diese Haltung kann, angesichts der starren Situation über Jahrzehnte unter staatlicher Kontrolle und der Dynamik der letzten Jahre unter privater Führung, ernsthaft infrage gestellt werden. Ein nicht offen vorgetragenes Argument ist aber auch, dass eine solche Entwicklung die großen Akteure am Energiemarkt schwächen würde. Die Restrukturierung würde kleinere Unternehmen mit wahrscheinlich geringerem politischem Einfluss hervorbringen. Eine „harte“ Regulierung, die Schaffung europäischer Marktgebiete und homogenere Strukturen sind dann einfacher durchführbar.¹⁷²

171 Für einen Überblick über alle europäischen Regulierungssysteme, vgl. Ocana 2001.

172 Zur inhaltlichen Wiedergabe eines Interviews mit einem europäischen Abgeordneten, vgl. Internetquelle 23.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- Ajodhia, Virendra: Regulating electricity networks: Yardstick competition and reliability of supply, Delft: Delft University 1996.
- Baratta, Mario von (Hrsg.): Der Fischer Weltalmanach 2000, Frankfurt a. M.: Fischer Taschenbuch 1999.
- Benz, Arthur (Hrsg.): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften 2004.
- Bier, Christoph: Regulierter oder verhandelter Zugang zum Stromnetz? Eine ökonomische Analyse unter Berücksichtigung imperfekter Aufsichtsbehörden, Hamburg: Dr. Kovac 2002.
- Brückmann, Sven Oliver: Probleme der Deregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt a. M.: Peter Lang 2004.
- Brunekreeft, Gert/Keller, Katja: Netzzugangsregime und aktuelle Marktentwicklung im deutschen Elektrizitätssektor, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, Braunschweig: Friedr. Vieweg & Sohn 2002, S. 155–166.
- Büdenbender, Ulrich: Das deutsche Energierecht nach der Energierechtsreform 2005, in: Czakainski, Martin (V.i.S.d.P.): Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9, Essen: etv 2005, S. 642–654.
- Bundeskartellamt: Beschluss des Bundeskartellamtes zur Fusion RWE/VEW, Aktnr. B8-309/99, Bonn: Bundeskartellamt 5. Juli 2000.
- Bundesnetzagentur (Hrsg.): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Bonn: Bundesnetzagentur 2006(a).
- Bundesnetzagentur (Hrsg.): Jahresbericht 2006, Bonn: Bundesnetzagentur 2006(b).
- Burth, Hans-Peter: Steuerung unter der Bedingung struktureller Kopplung: Ein Theoriemodell soziopolitischer Steuerung, Stuttgart: Opladen 1999.
- Cappallo, Stephan: Die strukturrationaltheoretische Analyse von Branchen. Möglichkeiten und Grenzen dargestellt am Beispiel der deutschen Strombranche, Wiesbaden: Deutsche Universität 2005.
- Cohnen, Bernd/Wagner, Ralf: Sicherung der Versorgungsqualität unter Anreizregulierung – Ansätze aus UK und Niederlanden, in: E/M/W: Regulierung und unbundling, Februar 2005.
- Damme, Eric van: Liberalizing the dutch electricity Market: 1998-2004, Tilburg: Tilburg University 2005.

DENA (Hrsg.): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, Köln :DENA 2006.

Deutscher Taschenbuch Verlag (Hrsg.): *Energierrecht*, München : C. H. Beck 2006.

DIW (Hrsg.): *Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen*, Berlin : DIW Berlin 2006.

Dugstad, Erik/Roland, Kjell: *Testing times: The future of the scandinavian electricity Industry*, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 1, Braunschweig: Friedr. Vieweg & Sohn 2003, S. 79–95.

Eising, Rainer: *Liberalisierung und Europäisierung. Die regulative Reform der Elektrizitätsversorgung in Großbritannien, der Europäischen Gemeinschaft und der Bundesrepublik Deutschlands*, Opladen : Leske + Budrich 2000.

Faross, Peter: *EU-Richtlinienentwürfe zur Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte*, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 4, Braunschweig: Friedr. Vieweg & Sohn 1994, S. 203–206.

Filippini, Massimo/Wild, Jörg: *Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzen*, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 4, Braunschweig : Friedr. Vieweg & Sohn 1994, S. 51–59.

Franz, Oliver/Schäffner, Daniel/Trage, Bastian: *Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen*, Bad Honnef: wik 2005.

Froning, Sabine: *Verdopplung der Mittel für die europäische Forschung*, in: Czakainski, Martin (V.i.S.d.P.): *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 5, Essen : etv 2005, S. 301.

Frontier Economics (Hrsg.): *Zusammenstellung von Kostenrechnungsansätzen für kalkulatorische Kosten von Stromnetzen (Transport und Verteilung in den Ländern Norwegen, England/Wales, Dänemark und Niederlande. Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*, Berlin : Frontier Economics 2001.

Graichen, Paul: *Energiepolitik als Ausdruck umweltpolitischer Konflikte. Ein historischer Rückblick auf die Umwelt- und Energiepolitik in Deutschland*, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 3, Braunschweig: Friedr. Vieweg & Sohn 2002, S. 209–218.

Grashof, Katherina: *„Wollen wir wirklich so einen strengen Regulierer?“ Regulierung von Stromnetzentgelten*, Berlin : Ökoinstitut e.V. 2006.

- Harms, Wolfgang: Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft im Hinblick auf den europäischen Wettbewerb, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1, Braunschweig:Friedr. Vieweg & Sohn 1989, S. 13–21.
- Hensing, Ingo: Die Perspektiven von Kernenergie in wettbewerblich geöffneten Elektrizitätsmärkten, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1, Braunschweig:Friedr. Vieweg & Sohn 1996, S. 53–63.
- Irek, Wolfgang/Leprich, Uwe/Thomas, Stefan: Das „Multiple driver cap scheme“ als Basis einer schlanken Anreizregulierung der Netzbetreiber im liberalisierten Strommarkt, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, Braunschweig:Friedr. Vieweg & Sohn 2001, S. 231–241.
- Kempkes, Gerhard/Pohl, Carsten: Zur Effizienz von Hochschulen: Erste Ergebnisse für Deutschland, Dresden:ifo Dresden 2006.
- Kleinwächter, Kai: Das „Eiserne Pentagramm“ – Strommarktregulierung in Deutschland“, in: Brandenburgische Landeszentrale für politische Bildung: Deutsche Energiepolitik, Potsdam:Brandenburgische Landeszentrale für politische Bildung 2007, S. 65–78.
- König, Wolfgang (Hrsg.): Propyläen Technikgeschichte, Band 4, 1840–1914 – Netzwerke Stahl und Strom, Berlin:Ullstein 1997(a).
- König, Wolfgang (Hrsg.): Propyläen Technikgeschichte, Band 5, seit 1914 – Energiewirtschaft Automatisierung Information, Berlin:Ullstein 1997(b).
- Köster, Armin: Die Bewertung von Elektrizitätsunternehmen vor dem Hintergrund der Liberalisierung der europäischen Strommärkte, Frankfurt a. M.:Peter Lang 2004.
- Kreis, Contanze: Deregulierung und Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Theoretische und empirische Befunde, Baden-Baden:Nomos 2004.
- Lang, Christoph/Schwarz, Hans-Günther: Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung, in: Czakainski, Martin (V.i.S.d.P.):Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12, Essen:etv 2005, S. 864–868.
- Lantze, Ulf: Die internationale Koordinierung der Energiepolitik mit ihren Abstimmungsproblemen, in: Emmerich, Volker/Schneider, Hans (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1, Braunschweig:Friedr. Vieweg & Sohn 1977, S. 54–68.
- Leprich, Uwe: Intelligente Anreizregulierung als Katalysator für einen nachhaltigen Umbau des deutschen Stromsystems, in: Emmerich, Volker/Schneider, Hans (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, Braunschweig:Friedr. Vieweg & Sohn 2006, S. 195–204.

- Lidtke, Rüdinger: Wem gehört die Republik? Die Konzerne und ihre Verflechtungen in der globalisierten Wirtschaft. Namen, Zahlen, Fakten, Frankfurt a. M.: Eichborn 2000.
- Lieb-Doczy, Enese: Konsolidierungstrends im britischen Elektrizitätsmarkt, in: Czakainski, Martin (V.i.S.d.P.): Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, Essen: etv 2005, S. 87–91.
- Lütz, Susanne: Governance in der politischen Ökonomie, in: Benz, Arthur (Hrsg.): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften 2004, Kapitel 7, S. 147–172.
- Murschall, Hartmut: Vorzeitiger Abschluss von Konzessionsverträgen oder Stromnetzübernahmen – Was hat die 4. Kartellgesetznovelle gebracht?, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, Braunschweig: Friedr. Vieweg & Sohn 1993, S. 10–25.
- Mayntz, Renate: Governance Theory als fortentwickelte Steuerungstheorie?, in: Schuppert, Gunnar Folke (Hrsg.): Schriften zur Governance-Forschung, Band 1, Baden-Baden: Nomos 2006, S. 11–20.
- Ocana, Carlos: Regulatory institutions in liberalised electricity markets, Paris: OECD 2001.
- Perner, Jens/Riechmann, Christoph: Netzzugang oder Durchleitung?, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1, Braunschweig: Friedr. Vieweg & Sohn 1998, S. 41–57.
- Plaut Economics (Hrsg.): Gutachten Effizienzmethode, Regensdorf: Plaut Economics 2006.
- Prognos (Hrsg.): Kurzfassung des Endberichtes zur Energie- und regionalwirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Studie im Auftrag der Vattenfall Europe AG, Berlin: Prognos 2005.
- Prittowitz, Volker von: Politikanalyse, Opladen 1994.
- Pfaffenberg, Wolfgang (Hrsg.): Energieversorgung nach der Deregulierung. Entwicklung, Positionen, Folgen, Berlin: sigma rainer bohn 1999.
- Renz, Thomas: Vom Monopol zum Wettbewerb. Die Liberalisierung der deutschen Stromwirtschaft, Opladen: Leske + Budrich 2001.
- Richmann, Christoph: Regulatorisches Benchmarking. Konzeption und praktische Interpretation, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, Braunschweig: Friedr. Vieweg & Sohn 2006, S. 205–219.

Richter, Edelbert: Erlangte Einheit – verfehlt Identität. Auf der Suche nach den Grundlagen einer neuen Deutschen Politik, Leipzig : Kontextverlag 1991.

Internetversion: <http://www.kontextverlag.de/richter.html>, Aufruf: 8.11.2006

Richter, Martin: Die Transformation der Strom- und Gaswirtschaft, in: Lehmbruch, Gerhard: Transformationsdynamik der sektoralen Schnittstellen von Staat und Ökonomie in Ostdeutschland. Zusammenfassender Bericht an die Deutsche Forschungsgemeinschaft, Konstanz: Universität Konstanz 1997, S. 33–52.

Roesler, Jörg/Semmelmann, Dagmar: Vom Kombinat zur Aktiengesellschaft. Ostdeutsche Energiewirtschaft im Umbruch in den 1980er und 1990er Jahren, Bonn : Dietz 2005.

Schaefer, Bernhard/Schönefuß, Stephan: Anreizregulierung und Benchmarking der deutschen Strom- und Gasnetze, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, Braunschweig : Friedr. Vieweg & Sohn 2006, S. 173–181.

Schiffer, Hans-Wilhelm: Die Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland, in: Schneider, Hans (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, Braunschweig : Friedr. Vieweg & Sohn 1982, S. 228–242.

Schmidt, Gerhard: Kommunale Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland seit 1948. Perspektive für die Zukunft, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, Braunschweig : Friedr. Vieweg & Sohn 1987, S. 263–265.

Sillaber, Alfons: Regulierung der Stromnetze in Österreich, Innsbruck : Innsbrucker Kommunalbetriebe 2006.

Stratmann, Klaus: Bundesregierung macht Abstriche bei Effizienzvorgaben für Netzbetreiber, in: Handelsblatt Nr. 111 vom 13.06.07, S. 4.

Stronzik, Marcus: Anreizregulierung: Der Streit um den generellen X-Faktor, in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, Braunschweig : Friedr. Vieweg & Sohn 2006, S. 221–232.

Sustelnet (Hrsg.): Review of current electricity policy and regulation. Dutch study case, Brüssel : Sustelnet 2003.

Töpfer, Klaus: Europäischer Binnenmarkt, Energieversorgung und Schutz der Umwelt; in: Schneider, Hans/Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, Braunschweig : Friedr. Vieweg & Sohn 1989, S. 178–186.

Ver.di (Hrsg.): Stellungnahme der Gewerkschaft ver.di zum Entwurf einer Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 4. April 2007, Berlin : Ver.di 2007.

VRE, VDN, VdEW (Hrsg.): Modellvorschlag der Elektrizitätswirtschaft zur Einführung der Anreizregulierung am 1. Januar 2008, Berlin: VdEW 2006.

Wagner, Emanuel: Politische Steuerung und gesellschaftliche Selbstregulierung, Potsdam: Universität Potsdam 2005.

Weizsäcker, Carl Christian Freiherr von: Begründung für den ordnungspolitischen Wandel im Umgang mit Netzen, in: Schneider, Hans / Weizsäcker, Carl Christian von (Hrsg.): Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, Braunschweig: Vieweg 1994, S. 200–201.

Zilius, Jan: Europäischer Energiemarkt – Fiktion oder Wirklichkeit?, in: Czakainski, Martin (V.i.S.d.P.): Energiewirtschaftliche Tagesfragen: Special Energiepreise, Essen: etv 2005, S. 11–16.

Internetquellen

1. <http://www.rwe.com/generator.aspx/konzern/chronik/language=de/id=402/1898-1920-page.html>
Aufruf: 31.11.2006

2. http://www.home.fh-karlsruhe.de/~lagu0001/IHA_homep_Programm/IHA_His_EV.html
Aufruf: 31.11.2006

3. <http://www.rmartinr.com/EnergylsarwerkeHistory.html>
Aufruf: 29.05.2007

4. http://www.energieverbraucher.de/index.php?itid=1404&&org_search_str=Beschäftigte&search_or_and=1&search_choice=1#cont_id_3679
Aufruf: 12.12.2006

5. <http://www.braunkohle.net/tagebauweb/stichwort.htm#Strom-Monopoly%20im%20Neufünfland>
Aufruf: 08.01.2007

6. http://www.bundesnetzagentur.de/enid/6c8f763f998aafa04173416015b4b45a,0/Allgemeine_Informationen/Zustaendigkeit_und_Aufgabenabgrenzung_xf.html
Aufruf: 23.01.2007

7. http://www.bundesnetzagentur.de/enid/3315?c_id=7722
Aufruf: 02.02.2007

8. <http://217.160.60.235/BGBL/bgbl1f/bgbl105s2197.pdf>
Aufruf: 08.03.2007

9. <http://www1.finanzenberichte.dpwn.de/factbook/brief/regulierung>
Aufruf: 09.03.2007
10. http://www.bmu.de/pressemitteilungen/pressemitteilungen_ab_22112005/pm/37794.php
Aufruf: 27.03.2007
11. http://www.bundesnetzagentur.de/enid/46997e77a053d0ff72dbc2ccb2d15e2f,0/ die_Bundesnetzagentur/Ueber_die_Agentur_sa.html
Aufruf: 05.04.2007
12. http://www.vdn-berlin.de/bild_grundlagen_2.asp
Aufruf: 18.04.2007
13. http://www.vdn-berlin.de/das_uebertragungsnetz_in_deutschland.asp
Aufruf: 18.04.2007
14. http://www.bundestag.de/aktuell/hib/2006/2006_314/02.html
Aufruf: 28.05.2007
15. http://www.gee.de/old/regulierung_okt04/Riechmann.pdf
Aufruf: 28.05.2007 (Nur zum runterladen.)
16. http://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/upload/PDF/Vorlesungen/Kreusel/T1_07_D.pdf
Aufruf: 28.05.2007
17. <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/chframe.htm>
Aufruf: 28.05.2007
18. <http://www.treffpunkt-netze.de/documents/07Muller-Kirchenbauer.pdf>
Aufruf: 28.05.2007
19. http://www.essent.de/essent/deutsche_essent/deutsche_essent/aktuelles/presse_berichte/pressemitteilung_fusion_von_essent_und_nuon.html
Aufruf: 29.05.2007
20. <http://www.ewerk.hu-berlin.de/content/ewerk/ausgabe.php?type=info&message id=281>
Aufruf: 29.05.2007
21. <http://www.verivox.de/News/articledetails.asp?aid=17358>
Aufruf: 29.05.2007

22. <http://www.verivox.de/news/ArticleDetails.asp?aid=17229>
Aufruf: 29.05.2007
23. <http://www.verivox.de/news/ArticleDetails.asp?aid=17735>
Aufruf: 29.05.2007
24. <http://www.verivox.de/news/ArticleDetails.asp?aid=18418>
Aufruf: 29.05.2007
25. <http://www2.onnachrichten.t-online.de/dyn/c/10/34/55/08/10345508.html>
Aufruf: 29.05.2007
26. <http://www.verivox.de/news/ArticleDetails.asp?aid=17918>
Aufruf: 29.05.2007
27. <http://www.verivox.de/nachrichten/anreizregulierung-fuer-strom-und-gasnetze-kommt-erst-2009-16541.aspx>
Aufruf: 29.05.2007
28. <http://www.verivox.de/news/ArticleDetails.asp?aid=19519>
Aufruf: 24.06.2007
29. http://www.bundesnetzagentur.de/enid/3ae9c2802abe04dfbf510d2b30859007,0/Regulierung_Telekommunikation/Analytische_Kostenmodelle_9c.html
Aufruf: 24.06.2007
30. <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/gazprom-hat-rwe-auf-dem-radar/2728720.html>
Aufruf: 21.02.2011
31. <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/chframe.htm>
Aufruf: 21.02.2011
32. http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/06_11_16_eckpunkte_anreizregulierung.pdf
Aufruf: 20.11.2010
33. http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20070405_entwurf_anreizregulierung.pdf
Aufruf: 20.11.2010

Welt Trends

Zeitschrift für internationale Politik

Bestellen Sie jetzt die Ausgabe Nr. 66!

Energiesicherheit Deutschlands

Globale Energiepolitik
Versorger Russland
Kaspische Ressourcen
Kooperation im Hohen Norden
Atom ist keine Alternative

Somalia – Scheitern als Chance?
Nordkoreas Raketen
Deutsche Wirtschaft in Afrika

Abo-Vorteile!
6 Ausgaben jährlich
ab 25 €!



bestellung@welttrends.de

www.welttrends.de



Universität Potsdam

Universitätsverlag Potsdam

Der Wissenschaftsverlag für
hybrides Publizieren an der
Universität Potsdam

Über **450** lieferbare **gedruckte** Titel
im **Webshop**. Über **5.400** Publikationen
online auf dem Publikationsserver
Open Access zum Download.

<http://info.ub.uni-potsdam.de/verlag.htm>

E-Mail: verlag@uni-potsdam.de

Tel.: +49 (0)331 977-2533

Fax: +49 (0)331 977-2292

Welt Trends *Lehrtexte*

Anregend für die Debatte.

Unverzichtbar fürs Seminar.

Kostengünstig für das studentische Budget.

Für Studenten und Dozenten!

- 1 | Nachdenken über Europa
- 2 | Autoritäre Regime
- 3 | Grenzen der EU
- 4 | Wissenschaftliches Schreiben
- 5 | Herrschaft in Süd- und Mittelamerika
- 6 | Internationale Beziehungen: Konzepte
- 7 | Regime im Nahen und Mittleren Osten
- 8 | Regieren in Brandenburg
- 9 | Politische Herrschaft im Vergleich
- 10 | Die Karibik-Krise 1962
- 11 | Atomare Rüstung und Abrüstung heute
- 12 | Das politische System Irans
- 13 | Die Genfer Abrüstungskonferenz
- 14 | Grenzen in den internationalen Beziehungen
- 15 | Deutsche Außenministerien bis 1945
- 16 | Auswärtiges Amt der Bundesrepublik Deutschland
- 17 | Ministerium für Auswärtige Angelegenheiten der DDR
- 18 | Res Publica. Einführung in die Politikwissenschaft
- 19 | Wiedergelesen. Klassiker & Geheimtipps der Politologie

Bestellen Sie ...

... mit einer Mail an bestellung@welttrends.de

... auf www.welttrends.de

... auf www.amazon.de – Suchwort „Welttrends“

Wenn Sie an der Publikation eines eigenen WeltTrends *Lehrtextes* interessiert sind, wenden Sie sich bitte an Prof. Dr. Raimund Krämer (r.kraemer@welttrends.de).

www.welttrends.de

Welt Trends

Zeitschrift für internationale Politik



Bestellen Sie jetzt die Ausgabe Nr. 73!

Klima nach Kopenhagen

Abschied von Kyoto Plus
Klima und Entwicklung
Von Kyoto nach Cancún
Klimaschutz finanziert
China und Indien

Forum Afghanistan

Quo vadis Europa?
Deutsche Interessen

Abo-Vorteile!
6 Ausgaben jährlich
ab 25 €!

bestellung@welttrends.de

www.welttrends.de

Welt Trends

Zeitschrift für internationale Politik

Themenhefte

- | | |
|--|--|
| 81 Atomare Abrüstung | 45 Von Dynastien und Demokratien |
| 80 Japan in der Katastrophe | 44 Modernisierung und Islam |
| 79 Rohstoffpoker | 43 Großmächtiges Deutschland |
| 78 Polen regiert Europa | 42 Europäische Außenpolitik |
| 77 Vom Fremden zum Bürger | 41 Transatlantische Perspektiven II |
| 76 Herausforderung Eurasien | 40 Transatlantische Perspektiven I |
| 75 Exit Afghanistan | 39 Wohlfahrt und Demokratie |
| 74 Vergessene Konflikte | 38 Politisierung von Ethnizität |
| 73 Klimapolitik nach Kopenhagen | 37 Vergelten, vergeben oder vergessen? |
| 72 Südafrika und die Fußball-WM | 36 Gender und IB |
| 71 Selektive Grenzen | 35 Krieg im 21. Jahrhundert |
| 70 Brodelnder Iran | 34 EU-Osterweiterung im Endspurt? |
| 69 Europäische Brüche | 33 Entwicklungspolitik |
| 68 NATO in der Sinnkrise | 32 Balkan – Pulverfaß oder Faß ohne Boden? |
| 67 Außenpolitik in Schwarz-Rot | 31 Recht in der Transformation |
| 66 Energiesicherheit Deutschlands | 30 Fundamentalismus |
| 65 Naher Osten – Ferner Frieden | 28 Deutsche Eliten und Außenpolitik |
| 64 Konfliktherd Kaukasus | 27 10 Jahre Transformation in Polen |
| 63 Geopolitik Ost | 26 (Ab-)Rüstung 2000 |
| 62 Zerrissene Türkei | 24 Wohlfahrtsstaaten im Vergleich |
| 61 Soziale Bewegungen in Lateinamerika | 21 Neue deutsche Außenpolitik? |
| 60 Russische Moderne | 20 Demokratie in China? |
| 59 EU-Außenpolitik nach Lissabon | 19 Deutsche und Tschechen |
| 58 Regionalmacht Iran | 18 Technokratie |
| 57 Ressource Wasser | 17 Die Stadt als Raum und Akteur |
| 56 Militärmacht Deutschland? | 16 Naher Osten – Region im Wandel? |
| 55 G8 Alternativ | 14 Afrika – Jenseits des Staates |
| 54 Identität Europa | 12 Globaler Kulturkampf? |
| 53 Rotes China Global | 11 Europa der Regionen |
| 52 Deutsche Ostpolitik | 8 Reform der UNO |
| 51 Geheime Dienste | 7 Integration im Pazifik |
| 50 Kerniges Europa | 6 Zerfall von Imperien |
| 49 Militär in Lateinamerika | 5 Migration |
| 48 Internet Macht Politik | 3 Realer Post-Sozialismus |
| 47 Europäische Arbeitspolitik | 2 Chaos Europa |
| 46 Globale Finanzmärkte | 1 Neue Weltordnung |

Bestellen Sie ...

... mit einer Mail an bestellung@welttrends.de

... auf www.amazon.de – Suchwort „Welttrends“

www.welttrends.de

Welt Trends

Zeitschrift für internationale Politik

Bestellformular

Ich bestelle:

- ein **Abonnement** der Zeitschrift *WeltTrends*
6 Hefte und Register zum Preis von 40 € zzgl. Porto.
- ein **Studenten-Abonnement** der Zeitschrift *WeltTrends*
6 Hefte und Register zum Preis von 25 € zzgl. Porto.
- ein **Institutionen-Abonnement** der Zeitschrift *WeltTrends*
6 Hefte und Register zum Preis von 80 € zzgl. Porto.
- WeltTrends* Nr. []
zum Preis von je 9,50 € (Nr. 1-57 nur 5 €, Nr. 58-75 nur 6 €) zzgl. Porto.
- ein **kostenloses Probeheft** der Zeitschrift *WeltTrends*.

Die Abonnements sind jederzeit kündbar.

Gewünschte Zahlungsweise

- Rechnung
- Bankeinzug

Konto-Nr.: _____

Bankleitzahl: _____

Geldinstitut: _____

Name, Vorname: _____

Straße: _____

PLZ, Ort: _____

E-Mail-Adresse: _____

Datum und Unterschrift: _____

WeltTrends | Universität Potsdam | August-Bebel-Str. 89 | D-14482 Potsdam
Fax +49 (0) 331 / 977 4696

Welt Trends *Papiere*

Sie möchten **Forschungsarbeiten** veröffentlichen?

Sie möchten in aktuelle **Debatten** streitbar eingreifen?

Sie möchten „klassische“ Texte für die **Lehre** einsetzen?

Dies alles schnell, preiswert und für ein breites Publikum?

Wir bieten Ihnen dafür die **WeltTrends Papiere!**

- 1 | Noch zu retten? Plädoyer für die EU-Verfassung
- 2 | Deutsche EU-Ratspräsidentschaft Ende der Verfassungskrise?
- 3 | Ansprüche? Eigentumsfrage Deutschland – Polen
- 4 | Europäischer Einigungsprozess
- 5 | Deutsche Auslandseinsätze – Streitplatz um Militärmacht
- 6 | Migration und Integration in Brandenburg
- 7 | Russlands Außenpolitik 2007/2008
- 8 | Gibt es eine europäische Zivilreligion?
- 9 | Kapitalismus kontrovers
- 10 | Der islamische Dschihad in Pakistan
- 11 | Regieren ohne Demokratie?
- 12 | Der Iran-Konflikt und die Obama-Regierung
- 13 | Die Zapatistas in Mexiko
- 14 | Westerplatte: Gemeinsamer Erinnerungsort?
- 15 | Herausforderung Europa
- 16 | Fiasko Afghanistan
- 17 | Herrschaft und Moderne im politischen Diskurs Irans
- 18 | Entscheidung in Potsdam. Ein dokumentarischer Bericht
- 19 | Umstrittene Bürgerschaft. Grenzen, Identitäten und Konflikte
- 20 | Deutsche Interessen. Eine außenpolitische Debatte

Bestellen Sie ...

... mit einer Mail an bestellung@welttrends.de

... auf www.welttrends.de

... auf www.amazon.de – Suchwort „Welttrends“

Ansprechpartner:

Frau Azadeh Zamirad M.A. 0331 977 3478 (zamiri@welttrends.de).

www.welttrends.de

Potsdamer Textbücher *PTB*

*In fachkundig konzipierten und
breit angelegten eigenständigen
Schriften und Sammelbänden
werden im Rahmen der Schriftenreihe
interdisziplinär diverse politische
Themen analysiert und diskutiert.*

- PTB 1: Regionen in der Europäischen Union
- PTB 2: Polen – Staat und Gesellschaft
- PTB 3: Naher Osten – Politik und Gesellschaft
- PTB 4: Totalitäre und autoritäre Regime
- PTB 5: Kommunale Selbstverwaltung
- PTB 6: Die verschwundene (DDR-)Diplomatie
- PTB 7: Recht in der Transformation
- PTB 8: Das moderne Polen
- PTB 9: Making Civil Societies Work
- PTB 10: Polen und Deutsche im Wandel
- PTB 11: Das Castro-Regime auf Kuba
- PTB 12: Die Babelberger Diplomatschule

Bestellen Sie ...

- ... mit einer Mail an bestellung@welttrends.de
- ... auf www.welttrends.de
- ... auf www.amazon.de – Suchwort „Welttrends“

Anfragen zu den Potsdamer Textbüchern richten sie bitte an den
Herausgeber Dr. Erhard Crome (crome@berlinerdebatte.de).

www.welttrends.de



Die deutsche Energiewirtschaft befindet sich im Umbruch. Ein neuer staatlicher Ordnungsrahmen wurde geschaffen. Zentrales Element für die Regulierung der Stromnetze ist die „Anreizregulierung“ – simulierter Wettbewerb, zentral gesteuert von der Bundesnetzagentur, um missbräuchliches Verhalten auszuschließen.

Ausgehend von der Entwicklung des Energiemarktes seit dem 19. Jahrhundert analysiert Kai Kleinwächter die unterschiedlichen Interessen der Bundes- und Länderregierungen, der Stadtwerke sowie der großen Energiekonzerne bei der Einführung dieses Steuerungsinstrumentes. Bewertet werden auch die politischen Machtpotenziale der Akteure sowie ihr Einfluss auf den Gesetzgebungsprozess.