

DIW Berlin



E&E Consult GbR, Saarbrücken

Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen

- Endbericht -

**Forschungsvorhaben gefördert durch die
Hans-Böckler-Stiftung**

DIW Berlin:

Dr. Jochen Diekmann
Dr. Hans-Joachim Ziesing
Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt

E&E Consult GbR:

Prof. Dr. Uwe Leprich

Berlin/Saarbrücken, Juli 2006

Inhaltsverzeichnis

0	Zusammenfassende Thesen.....	1
0.1	Vorbemerkungen	1
0.2	Thesen zur Stromnetzregulierung.....	2
0.3	Thesen zur Anreizregulierung	2
0.4	Thesen zu Beschäftigungseffekten der Stromnetzregulierung	3
0.5	Thesen zur künftigen Ausgestaltung der Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen	4
1	Vorbemerkung	6
2	Ökonomische Fundierung einer Netzregulierung	8
2.1	Neoklassische Fundierung der Regulierung natürlicher Monopole	8
2.1.1	Vorbemerkung	8
2.1.2	Natürliche Monopole und deren Regelungsbedarf.....	9
2.1.2.1	Kostenvorteile natürlicher Monopole	9
2.1.2.2	Angreifbare Monopolmärkte	11
2.1.2.3	Versunkene Kosten und Eintrittsbarrieren	12
2.1.2.4	Natürliche Monopole im Elektrizitätsbereich.....	12
2.1.2.5	Regelungsbedarf natürlicher Monopole	13
2.1.2.6	Ökonomische Kriterien für die Ausgestaltung eines Regulierungsdesigns.	15
2.1.3	Institutionelle Alternativen der Kontrolle natürliche Monopole	15
2.1.4	Methodische Ansätze zur Regulierung natürlicher Monopole.....	17
2.1.4.1	... bei vollständiger Information der Regulierer	17
2.1.4.2	... bei unvollständiger Information der Regulierer	18
2.1.4.3	Theoretisch optimale Anreizregulierung	20

2.2	Institutionalistische Fundierung	23
2.2.1	Allgemein	23
2.2.2	Regulierung der Stromnetze	29
2.2.2.1	Versorgungssicherheit	30
2.2.2.2	Kontrolle ökonomischer Macht	31
2.2.2.3	Verbraucherschutz/Gerechtigkeit	31
2.2.2.4	Umweltschutz	32
3	Bisherige Festlegung der Netznutzungsentgelte in Deutschland und ihre Anreizwirkungen	33
3.1	Anreize im Rahmen der Strompreisaufsicht der Bundesländer.....	33
3.2	Anreize im Rahmen der freiwilligen Verbändevereinbarungen.....	35
4	Rechtliche Vorgaben der Netzregulierung in Europa und Deutschland.....	37
4.1	EU-Richtlinie.....	37
4.2	Energiewirtschaftsgesetz 2005	38
4.2.1	Bedingungen und kostenorientierte Entgelte für den Netzzugang	38
4.2.2	Anreizregulierung	39
4.2.3	Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung ...	41
4.2.4	Evaluierungsbericht der Bundesregierung.....	42
4.3	Verordnungen (StromNZV, StromNEV)	42
5	Internationale Erfahrungen.....	43
5.1	Überblick	43
5.2	Großbritannien.....	44
5.2.1	Elektrizitätswirtschaftliche Ausgangslage.....	44
5.2.2	Regulierungsverfahren.....	45
5.2.3	Bewertung.....	48

5.3	Norwegen.....	49
5.3.1	Elektrizitätswirtschaftliche Ausgangslage.....	49
5.3.2	Regulierungsverfahren.....	50
5.3.2.1	Periode 1992 bis 1996: Kostenorientierte Regulierung.....	50
5.3.2.2	Periode 1997 bis 2001: Anreizregulierung.....	50
5.3.2.3	Periode 2002 bis 2006: Anreizregulierung mit Qualitätszielen.....	52
5.3.2.4	Periode 2007 bis 2011: Revision der Anreizregulierung.....	53
5.3.3	Erfahrungen und Bewertungen.....	53
5.4	Österreich.....	56
5.4.1	Elektrizitätswirtschaftliche Ausgangslage.....	56
5.4.2	Historie und Rahmenbedingungen der Regulierung.....	57
5.4.3	Aktueller Ansatz der Netzregulierung.....	60
5.4.4	Bewertung.....	62
5.5	New South Wales (Australien).....	63
5.5.1	Elektrizitätswirtschaftliche Ausgangslage.....	63
5.5.2	Historie und Rahmenbedingungen der Regulierung.....	64
5.5.3	Aktueller Ansatz der Netzregulierung.....	65
5.5.4	Erfahrungen und Bewertungen.....	67
5.6	Zusammenfassende Bewertung der internationalen Erfahrungen.....	69
6	Erwünschte und unerwünschte Anreizwirkungen einer künftigen deutschen Netzentgeltregulierung aus volkswirtschaftlicher Sicht.....	70
6.1	Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten.....	70
6.2	Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität.....	71
6.3	Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern.....	71

6.4	Neutralisierung des Mengenanreizes.....	72
6.5	Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten („Systemoptimierung“).....	73
7	Exkurs: Beschäftigungsaspekte sowie Struktur der Netzbetriebskosten	74
8	Grundelemente einer künftigen deutschen Netzentgeltregulierung unter besonderer Berücksichtigung beschäftigungspolitischer und ökologischer Zielsetzungen	80
8.1	Überblick über die Grundelemente einer künftigen deutschen Netzentgeltregulierung	80
8.2	Die Ausgangsbasis.....	81
8.3	Exkurs: Investitionsbudgets für Neuinvestitionen der Übertragungsnetzbetreiber.....	83
8.4	Der Effizienzvergleich.....	85
8.5	Die Anpassungsformel	88
8.6	Die Qualitätsregulierung.....	95
8.7	Resümee.....	99
9	Literatur.....	100
10	Abkürzungsverzeichnis	107
11	Anhang: EnWG 2005 § 21 und § 21 a.....	109

Abbildungsverzeichnis

2-1	Natürliches Monopol	10
2-2	Anreizorientierte Entgeltschemata	22
5-1:	Entwicklung der Netznutzungspreise in Norwegen	54
5-2:	Entwicklung der Beschäftigung in der norwegischen Elektrizitätswirtschaft	55
7-1	Beschäftigte und Unternehmen der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 1998 bis 2002	74
7-2	Zahl der Beschäftigten in Unternehmen der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 1991 bis 2005	75
7-3	Kostenstellenrechnung für den Netzbetrieb (Strukturen).....	76
7-4	Kostenstellenrechnung für den Netzbetrieb (Struktur der Personalkosten)	76

Tabellenverzeichnis

3-1	Anreize im Rahmen der Tariffestlegung durch die Bundesländer	34
3-2:	Anreize durch die Verbändevereinbarungen	36
5-1	Internationaler Vergleich der Entgeltregulierung.....	43
5-2	Wesentliche Regulierungsaspekte beim Distribution Price Control in New South Wales im Juni 2004	68
7-1	Rechenbeispiel zur Ermittlung der Netzbetriebskosten: Kostenstellenrechnung für den Netzbetrieb	78
7-2	Rechenbeispiel zur Ermittlung der Netzbetriebskosten: Kostenstellenrechnung für den Netzbetrieb (Strukturen).....	79
8-1	Wesentliche Aspekte der Anreizregulierung.....	81

0 Zusammenfassende Thesen

0.1 Vorbemerkungen

Die Notwendigkeit, Stromnetze als natürliche Monopole staatlich zu regulieren, wurde in Deutschland bis zur Verabschiedung der zweiten Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie im Sommer 2003 nicht gesehen. Vielmehr glaubte man, mit einer freiwilligen Verhandlungslösung zwischen den betroffenen Akteuren zum gleichen Ziel zu gelangen.

Nicht nur durch den Umstand, dass die Richtlinie eine Stromnetzregulierung explizit vorschreibt, sondern auch durch die Erkenntnis, dass die bisherige Strommarktliberalisierung in Deutschland bisher zu unbefriedigenden Ergebnissen geführt hat, hat innerhalb recht kurzer Zeit ein Umschwung der politischen und öffentlichen Meinung stattgefunden. Die Notwendigkeit von Regulierung und einer kompetenten und schlagkräftigen Regulierungsbehörde wird nicht länger in Frage gestellt, sondern als wichtigster Eckpfeiler einer Politik zur Intensivierung des Wettbewerbs begriffen.

Aufbauend auf der jahrzehntelangen Regulierungspraxis wurde insbesondere in den angelsächsischen Ländern bereits in den 90er Jahren ein moderner Regulierungsansatz entwickelt, der als „incentive regulation“ mittlerweile in alle Regulierungsbereiche (v.a. Telekommunikation, Strom, Gas) Eingang gefunden hat. Nach anfänglichem Zögern wird nun auch in Deutschland eine Anreizregulierung entwickelt. Dabei kann Deutschland von den Anfangsfehlern anderer Staaten lernen.

Die folgenden Thesen sollen einerseits einen roten Faden durch die allgemeine Diskussion zur Stromnetzregulierung spannen, andererseits einige wesentliche Elemente ihrer künftigen Ausgestaltung unter besonderer Berücksichtigung der Beschäftigung im Stromnetzbereich zur Diskussion zu stellen. Zugleich soll es eine Zusammenfassung der Ergebnisse darstellen, die im Rahmen des von der Hans-Böckler-Stiftung geförderten Vorhabens erarbeitet worden sind.

0.2 Thesen zur Stromnetzregulierung

- (1) „Natürliche Monopole“ sind ökonomisch charakterisiert durch streng monoton fallende Durchschnittskosten in einem relevanten Mengenbereich in Verbindung mit der Irreversibilität von Kosten. Stromnetze sind nach dieser Charakterisierung eindeutig natürliche Monopole.
- (2) Natürliche Monopole sind aus Gründen ökonomischer Effizienz („efficiency“) zu regulieren, um die Ausschöpfung wohlfahrtsschädigender monopolistischer Preissetzungsspielräume zu verhindern (neoklassisch-liberaler Begründungsstrang). Diese „ökonomische Regulierung“ im engeren Sinne zielt im Kern auf die Begrenzung von Entgelten bzw. Erlösen.
- (3) Natürliche Monopole sind aus Gerechtigkeits- und Fairnisgründen („equity“) zu regulieren, um Missbrauch von Marktmacht zu verhindern und Verbraucherinteressen zu schützen (institutionalistischer Begründungsstrang).
- (4) Eine Regulierung von Netzen als klassische natürliche Monopole ist dann entbehrlich, wenn a) tatsächlicher oder potenzieller Leitungswettbewerb möglich und sinnvoll ist; b) Alternativen zur Netznutzung vorhanden sind oder c) die Netze sich in öffentlicher Hand befinden und der Allgemeinheit unentgeltlich als Infrastruktur zur Verfügung gestellt werden. Keiner dieser Gründe trifft langfristig auf Stromnetze zu, daher sind diese dauerhaft zu regulieren.
- (5) Ein Hauptziel der Stromnetzregulierung ist die Neutralisierung der Netze als vermittelnde Infrastruktur zwischen den wettbewerblichen Teilmärkten Erzeugung und Handel.
- (6) Neben der Netzzugangs- und Entgeltregulierung sind die Festlegung des Markt-designs wettbewerblicher Teilmärkte (z.B. Großhandelsmarkt, Regelenenergiemarkt) sowie die Interessenentflechtung der unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen wichtige regulatorische Aufgaben.

0.3 Thesen zur Anreizregulierung

- (7) Jede Art der Regulierung von Netzentgelten oder –erlösen setzt (gewollt oder ungewollt) Anreize. Der Begriff der „Anreizregulierung“ als neues Element der Netzregulierung wird allerdings so verstanden, dass es hierbei um das bewusste Setzen wohl definierter Anreize für die Netzbetreiber im Rahmen eines ex ante-Prozesses geht.

- (8) In der jüngeren Vergangenheit führten inhärente Anreize im Rahmen der Vorschriften der Verbändevereinbarungen beispielsweise zu einer Investitionszurückhaltung seitens der Netzbetreiber und zur Quersubventionierung zwischen Netz und Vertrieb mit dem Ziel, den Endkundenmarkt für Drittanbieter ökonomisch zu verschließen.
- (9) Hauptziel der Anreizregulierung ist die Erschließung von Rationalisierungspotenzialen durch Entkopplung der Erlöse von den Kosten. Diese Entkopplung ist in der Regel zeitlich auf eine Regulierungsperiode begrenzt; Anreizregulierung und Kostenorientierung schließen sich daher nicht aus, sondern ergänzen sich meist.
- (10) Die Anreizregulierung begründet einen Regulierungszyklus (gemäß EnWG 2 bis 5 Jahre) und entlastet dadurch nicht nur die Regulierungsbehörde von einer jährlichen Kostenüberprüfung für alle Netzbetreiber („schlanke Regulierung“), sondern gibt auch den Netzbetreibern eine verlässliche Handlungsgrundlage für einen überschaubaren Zeitraum.
- (11) Jede Anreizregulierung ist von einer Qualitätsregulierung zu flankieren, da das alleinige Wirken des Rationalisierungsanreizes sich zu Lasten der Qualität auswirken kann. Unter Qualität ist neben der Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit auch die Servicequalität gegenüber den Netzkunden zu verstehen.
- (12) Definierte Anreize einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber sollten neben Effizienz- und Qualitätszielen auch die strikte Neutralität gegenüber dezentralen Beiträgen zum Stromsystem (dezentrale Erzeugung, Nachfragemanagement bei „aktiven“ Endkunden), die Stärkung der Innovationsbereitschaft und die Förderung der Stromeffizienz auf der Nachfrageseite umfassen.

0.4 Thesen zu Beschäftigungseffekten der Stromnetzregulierung

- (13) Liberalisierung und Netzregulierung sind geeignet, den Wettbewerb im Stromsektor insgesamt zu verstärken und seine Effizienz zu erhöhen; dadurch werden die Voraussetzungen für Wachstum und Beschäftigung in Europa verbessert und der Standort gestärkt (Lissabon-Strategie).
- (14) Netzregulierung dient grundsätzlich der Effizienzsteigerung im Hinblick auf alle eingesetzten Faktoren. Insofern sind sektorale Beschäftigungseinbußen als Folge der Regulierung zu erwarten.

- (15) Netzregulierung kann die Konzentration im Stromnetzbereich durch Nutzung vorhandener Synergieeffekte verstärken und dadurch die sektorale Beschäftigung - auch unabhängig von der Art und der Intensität der Regulierung - vermindern.
- (16) Negativen direkten Beschäftigungseffekten bei den Netzbetreibern können auch positive Effekte in anderen Bereichen als Folge von Outsourcing bestimmter Dienstleistungen gegenüberstehen. Dabei sind aber negative Auswirkungen auf Lohnniveau und Arbeitsbedingungen nicht auszuschließen.
- (17) Die Wirkung der Stromnetzregulierung auf die Beschäftigung hängt stark von ihrer konkreten Ausgestaltung ab:
- a) Eine reine Kostenregulierung zielt in erster Linie auf Abschöpfung von Monopolgewinnen und kann insofern weitgehend beschäftigungsneutral sein; möglich ist der Abbau von Überbeschäftigung („X-Ineffizienz“).
 - b) Die klassische Rate-of-Return Regulierung kann (bei ansonsten interner Effizienz) eine überhöhte Kapitalintensität bewirken („Averch-Johnson-Effekt“), d.h. ein suboptimales Beschäftigungsniveau. Unter realistischen Bedingungen ist dieser Effekt allerdings von geringer Bedeutung.
 - c) Die Anwendung von Vergleichsverfahren (Benchmarking oder Yardstick Competition) erhöht den individuellen Rationalisierungsdruck auf die Netzbetreiber und kann insofern die gesamte sektorale Beschäftigung vermindern.
 - d) Die für eine Regulierungsperiode gültige Anpassungsformel („Entwicklungspfad“) belohnt die Netzbetreiber für Kosteneinsparungen und führt insofern – vor allem bei strengen Entgeltgrenzen - zu einem Druck auf die Beschäftigung.
- (18) Auf der Grundlage der bisherigen Erfahrungen in anderen Ländern lassen sich bisher keine quantitativen Ergebnisse zu den spezifischen sektoralen Beschäftigungswirkungen der Anreizregulierung ableiten.

0.5 Thesen zur künftigen Ausgestaltung der Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen

- (19) Im Rahmen einer Anreizregulierung sind die tendenziell zu erwartenden negativen sektoralen Beschäftigungswirkungen um so geringer, je stärker Qualitätskriterien bei der Netzregulierung berücksichtigt werden. Dabei sind die Qualitätsdimensionen technische Sicherheit, Versorgungsqualität und Servicequalität zu beachten.

- (20) Bei einem Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern müssen notwendigerweise Qualitätskennziffern einfließen, um Verzerrungen zu vermeiden und um insbesondere den Netzbetreibern nicht das Signal zu geben, dass sich ein schlechtes Qualitätsniveau bezahlt macht.
- (21) Bei der Ausgestaltung der Anreizformel, die den Entwicklungspfad der Entgelte oder der Erlöse innerhalb der Regulierungsperiode vorgibt, muss ein Qualitätsfaktor Q berücksichtigt werden, der Belohnungen für die Erfüllung von Qualitätsstandards bzw. Sanktionen für deren Nichterfüllung abbildet.
- (22) Die Anreizregulierung sollte sich auf die Gesamtausgaben (TOTEX) beziehen und nicht nur auf die laufenden Ausgaben (OPEX), um auch die Rationalisierungspotenziale bei den Netzinvestitionen (CAPEX) zu erschließen.
- (23) Durch eine Anreizregulierung, die den Anforderungen eines stärker dezentralisierten bzw. umweltverträglicheren Stromsystems Rechnung trägt, ist der Wandel eines eher passiven hin zu einem aktiven Stromnetzbetreiber zu unterstützen. Durch diesen Wandel im Selbstverständnis, der mit der Verfolgung „dezentraler Effizienz“ ein eigenes Qualitätsmerkmal aufweist, können positive Beschäftigungseffekte ausgelöst werden, die grundsätzlich bei einer Gesamtbetrachtung der Anreizregulierung berücksichtigt werden müssen.
- (24) Es ist zu diskutieren, ob im Rahmen einer Anreizregulierung reine Produktivitätsbetrachtungen, in denen Beschäftigung grundsätzlich als Kostentreiber betrachtet wird, durch Kriterien für eine Mindestbeschäftigung im Netzbereich ergänzt werden sollten. Hierbei sind allerdings auch die Korrelationen zwischen Versorgungsqualität, Servicequalität, Umweltverträglichkeit, Dezentralität auf der einen Seite und Beschäftigung auf der anderen Seite zu berücksichtigen.

1 Vorbemerkung

Mit der Einführung einer Entgeltregulierung für die Nutzung der Stromnetze schließt sich Deutschland den internationalen Gepflogenheiten an und beendet das Experiment eines verhandelten Netzzugangs. Neben der kostenorientierten Ermittlung der Ausgangsentgelte auf der Basis eines Kalkulationsschemas wird die Entgeltregulierung zwei neue Elemente enthalten: ein Vergleichsverfahren zur Ermittlung der relativen Effizienz der Netzbetreiber und einen Entwicklungspfad für einen definierten Regulierungszyklus, innerhalb dessen Obergrenzen für die Entgelte oder die Erlöse der Netzbetreiber festgelegt werden. Je nach Ausgestaltung des Entwicklungspfades werden hier unterschiedliche Anreize für die Netzbetreiber gesetzt, um erwünschte Aktivitäten zu belohnen und unerwünschte zu sanktionieren.

Die wissenschaftliche Diskussion zur Anreizregulierung ist vielfältig und wird insbesondere aus Erfahrungen in Großbritannien, den USA, Australien, Skandinavien und neuerdings Österreich gespeist. Zudem wird im Bereich der Telekommunikation seit einiger Zeit das so genannte Price-Cap-Verfahren angewendet, ein in seiner einfachsten Form sehr transparentes und gut nachvollziehbares Verfahren einer Anreizregulierung.

In Deutschland wurde das Thema Regulierung der Energiewirtschaft im Allgemeinen und die Anreizregulierung im Besonderen lange verdrängt und wissenschaftlich kaum beachtet. Umso wichtiger erscheint es zurzeit, sich den vielfältigen Möglichkeiten dieses Instruments unvoreingenommen zu öffnen und Gestaltungsanforderungen zu formulieren, die weit über die bloße Erschließung von Rationalisierungspotenzialen hinausgehen. Dazu gehört neben dem Aspekt der Versorgungsqualität und –sicherheit auch die regulatorisch unterstützte Weiterentwicklung der bislang eher passiven zu aktiven Netzbetreibern, die als strategisch wichtige Akteure der Transformation des bestehenden Stromsystems hin zu einem nachhaltigen System qualitativ hochwertige Beschäftigungsmöglichkeiten sichern und weiter ausbauen können.

Zu dieser breiter angelegten Fundierung der Anreizregulierung als Element der künftigen Netzentgeltregulierung möchte das von der Hans-Böckler-Stiftung geförderte Projekt einen Beitrag leisten. Eine intensive Auseinandersetzung mit den Vorschlägen der Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur/BNetzA) und den zukünftigen Vorstellungen der Verteilnetzbetreiber (hier insbesondere der Stadtwerke) ist dafür unabdingbar.

Der hier vorgelegte Endbericht wird in den nachstehenden Kapiteln

- die ökonomischen Fundierungen einer Netzregulierung herausarbeiten, wobei zwischen neoklassischen und institutionalistischen Begründungszusammenhängen unterschieden wird (Kapitel 2),
- die bisherige Praxis bei der Festlegung der Netznutzungsentgelte in Deutschland und deren Anreizwirkungen beleuchten (Kapitel 3),
- die schon existierenden rechtlichen Vorgaben der Netzregulierung in Europa und in Deutschland herausstellen (Kapitel 4),
- einige Hinweise auf internationale Erfahrungen geben (Kapitel 5),
- Überlegungen über erwünschte und unerwünschte Anreizwirkungen einer künftigen deutschen Netzentgeltregulierung aus volkswirtschaftlicher Sicht skizzieren (Kapitel 6),
- einen kurzen Exkurs zu Beschäftigungsaspekten sowie zur Struktur der Netzbetriebskosten geben (Kapitel 7) sowie
- Grundelemente einer künftigen deutschen Netzentgeltregulierung unter besonderer Berücksichtigung beschäftigungspolitischer und ökologischer Zielsetzungen aufzeigen (Kapitel 8).

Ein Literaturüberblick rundet den Bericht ab.

2 Ökonomische Fundierung einer Netzregulierung

2.1 Neoklassische Fundierung der Regulierung natürlicher Monopole

2.1.1 Vorbemerkung

Der Staat greift aus unterschiedlichen Gründen und in vielfältiger Weise in das Wirtschaftsgeschehen ein. Dies gilt auch in Ländern, in denen sich die Politik sehr stark am Leitbild einer freien Marktwirtschaft orientiert. Dabei reicht das Spektrum staatlicher Einflussnahme von der übergreifenden ordnungspolitischen Rahmensetzung bis hin zu detaillierten prozesspolitischen Vorgaben für einzelne Unternehmen oder der unmittelbaren Durchführung wirtschaftlicher Aktivitäten durch den Staat selbst. Das notwendige Ausmaß staatlicher Einflussnahme wird von „Interventionisten“ und „Liberalisten“ unterschiedlich bewertet: Während erstere weniger darauf vertrauen, dass freie Märkte allein zu befriedigenden Ergebnissen führen, und deshalb eine aktivere Rolle des Staates fordern, sind letztere skeptisch, ob wirtschaftliche Vorgänge durch den Staat besser geregelt werden können als durch dezentrale, private Entscheidungen, die durch wettbewerbliche Märkte koordiniert werden. Aus liberaler Sicht können Interventionen dann gerechtfertigt sein, wenn Gründe für ein „Marktversagen“ vorliegen und gleichzeitig ein „Staatsversagen“ vermieden werden kann.

In der Diskussion über den Umfang und die Intensität des Staatseinflusses wird der Begriff der Regulierung in unterschiedlichen Bedeutungen gebraucht. Nach einem sehr weiten Begriff werden hierunter häufig alle staatlichen Vorgaben verstanden, die den Handlungsspielraum von Privaten einengen können. Dagegen wird in einem engeren Sinne von einer wirtschaftlichen Regulierung gesprochen, wenn der Staat - über allgemeine Rahmensetzungen und Vorgaben hinausgehend - hoheitlich in die Gewerbe- und Vertragsfreiheit von einzelnen Unternehmen in bestimmten Sektoren eingreift und diese Unternehmen einer Wirtschaftsaufsicht unterstellt.

Nach der neoklassischen Wirtschaftstheorie kann eine solche Regulierung insbesondere dann erforderlich sein, wenn die Voraussetzungen für ein natürliches Monopol vorliegen und der Wettbewerb in Folge dessen möglicherweise keine befriedigenden Marktergebnisse hervorbringen kann. Diese wissenschaftliche Fundierung der Regulierung wird in diesem Kapitel näher erläutert. Dabei ist zu diskutieren, was natürliche Monopole sind, inwieweit sie unreguliert zu unbefriedigenden Ergebnissen führen können

und welche Möglichkeiten und Grenzen mit unterschiedlichen Regulierungsansätzen verbunden sind.¹

2.1.2 Natürliche Monopole und deren Regelungsbedarf

2.1.2.1 Kostenvorteile natürlicher Monopole

Für die Frage, ob in einem Wirtschaftsbereich ein natürliches Monopol vorliegt, ist vor allem die Kostensituation von Bedeutung. Nach der klassischen, technologisch orientierten Definition liegt ein natürliches Monopol genau dann vor, wenn die Gesamtnachfrage kostengünstiger durch einen Anbieter als durch mehrere Anbieter befriedigt werden kann.

Theoretisch wird dies mit Hilfe *subadditiver Kostenfunktionen* beschrieben. Eine Kostenfunktion $C(q)$ heißt subadditiv bezogen auf die Menge q , wenn die Kosten für die Herstellung dieser Gesamtmenge niedriger sind als die Summe der Kosten bei getrennter Erzeugung (durch mehrere Anbieter mit identischen Kostenfunktionen):

$$C(\sum q_i) < \sum C(q_i) \quad \text{Subadditivität der Kostenfunktion für } q = \sum q_i$$

Im Fall eines (homogenen) Produktes hängt dies vom Verlauf der Durchschnittskosten $C(q)/q$ ab. Wenn die Durchschnittskosten mit zunehmender Produktionsmenge stets abnehmen, dann liegen unabhängig von der Produktionshöhe steigende Skalenerträge (economies of scale) und somit eine globale Subadditivität bzw. ein natürliches Monopol vor. Die Durchschnittskosten sind dann stets höher als die Grenzkosten.

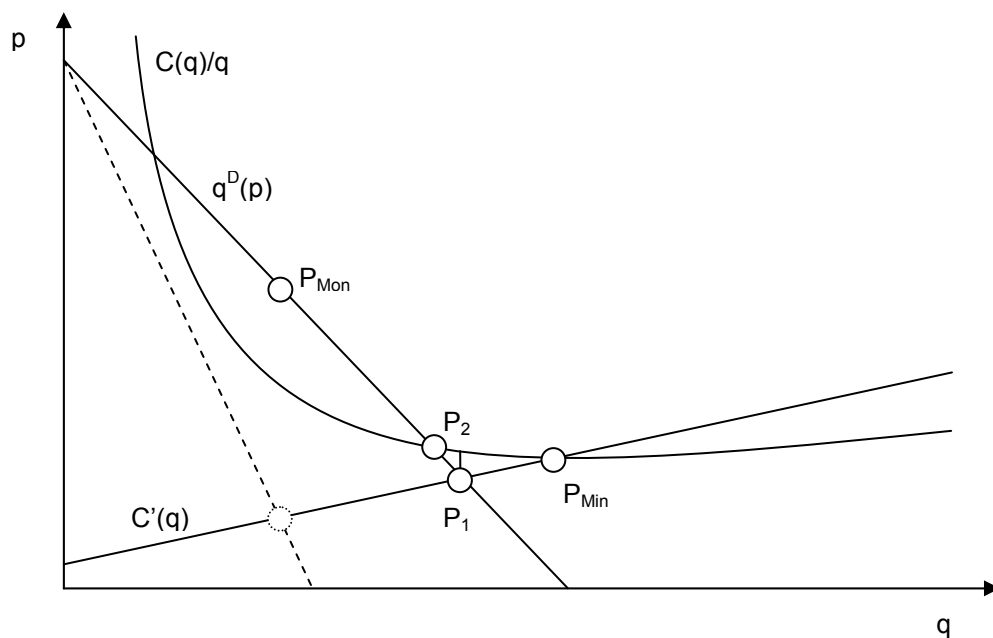
Ein natürliches Monopol kann nach der allgemeinen Definition aber auch vorliegen, wenn die Durchschnittskosten erst fallen und ab einer bestimmten Menge wieder steigen, solange die Gesamtnachfrage relativ gering ist (Abbildung 2-1). Selbst wenn die Nachfragefunktion die Durchschnittskostenfunktion im steigenden Bereich schneidet, ist grundsätzlich noch eine Subadditivität bei dieser Menge möglich. Insofern stellen steigende Skalenerträge eine hinreichende, aber keine notwendige Bedingung für ein natürliches Monopol im Sinne der Subadditivität dar.

Im Fall mehrerer Produkte ist die Bestimmung der Subadditivität weitaus komplexer (die Mengen q_i sind dann als Vektoren zu interpretieren). In diesem Fall müssen gewisse Größen- und Verbundvorteile (economies of scope) zusammenwirken, damit die gemeinsame Produktion billiger ist als die getrennte. Die Größenvorteile können dabei

¹ Vgl. zum Folgenden insbesondere Joskow (2005a, 2005b).

entweder an sinkenden durchschnittlichen inkrementellen Kosten (eines Produktes bei konstanten Mengen der anderen Produkte, average incremental cost) oder an sinkenden Durchschnittskosten eines definierten Outputbündels (ray average cost) gemessen werden. Verbundvorteile liegen z.B. vor, wenn die Kosten für die gemeinsame Herstellung mehrer Produkte stets billiger ist als die getrennte Herstellung, dies ist allerdings nicht für Subadditivität notwendig. Eine hinreichende Bedingung für Subadditivität besteht in sinkenden durchschnittlichen inkrementellen Durchschnittskosten für alle Produkte und Verbundvorteilen zwischen allen Produkten. Es lassen sich aber unterschiedliche (notwendige) Bedingungen der Kostenkomplementarität für Subadditivität bzw. natürliche Monopole ableiten, die weitaus weniger restriktiv sind (vgl. Sharkey 1982).

Abbildung 2-1 **Natürliches Monopol**



$q^D(p)$ Nachfrage

$C'(q)$ Grenzkosten

$C(q)/q$ Durchschnittskosten

P_{Min} Minimum der Durchschnittskosten

P_1 Grenzkostenpreis

P_2 Durchschnittskostenpreis

P_{Mon} Cournotscher Monopolpreis

Es ist zu beachten, dass diese technologieorientierte Definition eines natürlichen Monopols nicht allein von technischen Parametern abhängt, sondern auch von ökonomischen Parametern wie Faktorpreisen, die sich auch unabhängig von der Technologie ändern können. Insofern ist die Charakterisierung eines Sektors oder Teilssektors als „natürliches“ Monopol mit Hinweis auf technischen und wirtschaftlichen Wandel zu relativieren.

Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Verwendung von outputabhängigen Kostenfunktionen impliziert, dass die Faktoren im Unternehmen gemäß einer Minimalstkombination effizient eingesetzt werden und somit so genannte X-Ineffizienzen ausgeschlossen werden.

Die betrachteten Kostenvorteile beziehen sich auf die langfristigen Vollkosten und betreffen insofern die langfristig optimale Betriebsgröße, die in diesem Zusammenhang aber in einer statischen Analyse beurteilt wird. Dabei wird zunächst noch nicht berücksichtigt, inwieweit mit Anlagenerichtung und Anlagenersatz versunkene Kosten entstehen.

Im Übrigen kann eine Charakterisierung als natürliches Monopol im Sinne der Subadditivität zunächst lediglich potenzielle Größen- bzw. Verbundvorteile aufzeigen, die für sich genommen aber noch keine normative Aussage über deren Behandlung zulassen, da Monopolstellungen mit anderen, negativen Konsequenzen verbunden sein können.

2.1.2.2 Angreifbare Monopolmärkte

Monopolmärkte werden in Theorie und Praxis in der Regel skeptisch beurteilt, da ein Monopolist die Marktstellung zu seinen Gunsten (und damit zu Lasten von potenziellen Konkurrenten, von Nachfragern bzw. der Allgemeinheit) ausnutzen kann. Diese Bewertung ist durch die Theorie angreifbarer Märkte (Baumol, Panzar, Willig 1982) eingeschränkt worden. Dabei geht es insbesondere um die Frage, in wieweit die Marktstellung aktueller Anbieter durch potenzielle Konkurrenten eingeschränkt werden kann. Wenn der Marktzugang völlig frei ist und keine versunkenen Kosten entstehen, dann kann ein Monopolist gezwungen sein, einen Preis zu setzen, der ihm gerade einen Nullgewinn sichert (Punkt P_2 in Abbildung 2-1). Bei einem Gleichgewichtspreis in Höhe der Durchschnittskosten kann er unter Umständen nicht von anderen Anbietern (mit glei-

chen Kosten) angegriffen werden, so dass sein natürliches Monopol stabil ist.² In dieser Situation würde auf Dauer ein Monopol bestehen, ohne dass dies aber zu irgendwelchen Monopolproblemen führt. Unter speziellen Annahmen zeigt die Theorie angreifbarer Märkte somit, dass potenzieller Wettbewerb ausreichen kann, um selbst Monopolmärkte zu disziplinieren. Die zugrunde liegende Annahme eines völlig kostenlosen Marktein- und -austritts ist allerdings insbesondere in Infrastrukturbereichen wie der Stromnetze nicht realistisch.

2.1.2.3 Versunkene Kosten und Eintrittsbarrieren

Natürliche Monopole im Sinne der Subadditivität können (z.B. bei konstanten Grenzkosten) allein darauf beruhen, dass mit der Produktion wesentliche Fixkosten verbunden sind. Wenn diese Fixkosten den Aufwand für spezifisches Kapital widerspiegeln, werden sie aber zumindest teilweise als versunkene Kosten anzusehen sein. Die Annahme von Fixkosten im natürlichen Monopol ohne versunkene Kosten erscheint deshalb wenig sinnvoll (Weitzman 1983, Joskow 2005a). Wenn aber versunkene Kosten auftreten, dann entsteht eine bedeutende Asymmetrie zwischen aktuellen und potenziellen Anbietern, da der Markteintritt bzw. –austritt dann nicht mehr völlig kostenlos ist. Für den aktuellen Anbieter stellen die versunkenen, nicht reversiblen Kosten keine Opportunitätskosten dar, er hat insofern einen Vorteil gegenüber Newcomern, der wie eine Eintrittsbarriere wirkt. Ein bestehendes Monopol kann diese Asymmetrie durch strategisches Verhalten nutzen und u.U. den Zugang neuer Anbieter ganz abwehren.

2.1.2.4 Natürliche Monopole im Elektrizitätsbereich

Der Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung zählt (neben dem Verkehrsbereich, der Wasserversorgung und der Telekommunikation) zu den klassischen Bereichen in denen natürliche Monopole vermutet werden. Dabei zeigt sich bei näherer Betrachtung, dass nicht alle vertikale Stufen z.B. der Elektrizitätswirtschaft (Erzeugung, Transport, Verteilung, Vertrieb) gleichermaßen hiervon betroffen sind.

Natürliche Monopole sind insbesondere im Bereich der Übertragungs- und Verteilungsnetze relevant, die allerdings untrennbar mit der räumlichen Dimension verbunden sind. So können Größenvorteile empirisch deutlich hinsichtlich der Verdichtung von regionalen bzw. lokalen Versorgungsgebieten festgestellt werden, da eine Parallelverlegung

² Es sind Konstellationen möglich, in denen selbst bei Subadditivität die Durchschnittskosten im Gleichgewicht steigen; dann ist das Monopol trotz Nullgewinn angreifbar, wenn der Angreifer seine Angebotsmenge beschränkt. Das Monopol ist dann nicht stabil.

von Leitungen bzw. doppelte Netze zu hohen Zusatzkosten führen würden. Weniger eindeutig ist allerdings die Frage zu beantworten, wie stark ein Gebiet unter Kostenaspekten räumlich ausgedehnt sein kann, um das Kriterium der Subadditivität zu erfüllen.

Soweit sich der Bereich natürlicher Monopole auf den Netzbereich beschränkt, können (zumindest) die anderen elektrizitätswirtschaftlichen Bereiche der Erzeugung und des Vertriebs grundsätzlich wettbewerblich organisiert werden. Dieser Wettbewerb kann allerdings nur funktionieren, wenn die Bedingungen des Netzbereiches dies zulassen. Insofern kann die Netzinfrastuktur einen monopolistischen Engpass (bottleneck) der Elektrizitätswirtschaft darstellen (vgl. Knieps 2003).

2.1.2.5 *Regelungsbedarf natürlicher Monopole*

Die Frage, ob in einem Bereich die (normativen) Bedingungen für ein natürliches Monopol vorliegen bzw. ob sich unter Wettbewerbsbedingungen Monopole herausbilden, ist grundsätzlich von der Frage zu trennen, ob ein Sektor staatlich reguliert werden soll oder nicht (Joskow 2005a). Voraussetzungen einer staatlichen Regulierung des Zugangs und der Entgelte in einem Sektor sind aus ökonomischer Sicht, dass

- erstens schlechte wirtschaftliche Ergebnisse des natürlichen Monopols zu befürchten sind, und
- zweitens eine geeignete Regulierung durchgeführt werden kann, die insgesamt betrachtet zu besseren Ergebnissen führt als ohne Regulierung.

In diesem Sinn soll die Regulierung ggf. ein Marktversagen beheben, dabei aber zugleich ein Staatsversagen vermeiden. Dies erfordert grundsätzlich ein Abwägen des sozialen Nutzens und der sozialen Kosten der Regulierung.

Der Nutzen einer Regulierung kann vor allem darin bestehen, mögliche wirtschaftliche Ineffizienzen zu vermeiden oder zu vermindern. Dabei sind externe und interne Ineffizienzen in statischer und dynamischer Hinsicht zu betrachten.

Im Einproduktfall erfordert allokativer Effizienz, dass der Preis so hoch ist wie die Grenzkosten (first best, Punkt P_1 in Abbildung 2-1). Bei fallenden Durchschnittskosten würden die niedrigeren Grenzkostenpreise allerdings nicht ausreichen, um die Gesamtkosten zu decken. Sieht man von einer staatlichen Subvention des natürlichen Monopols ab, dann sollte der Preis so hoch sein wie die Durchschnittskosten und zugleich Angebot und Nachfrage zum Ausgleich bringen (Schnittpunkt von Nachfrage- und Durchschnittskostenkurve, (Punkt P_2 in Abbildung 2-1). Dies ist eine effiziente Marktlösung im Sinne des Zweitbesten (second best). Implizite Voraussetzung hierfür ist aber, dass

keine internen (X-) Ineffizienzen bestehen und dass der Anbieter keine Ressourcen einsetzt, um seine Monopolstellung zu halten (rent seeking).

Wenn zu erwarten ist, dass der Monopolist einen solchen effizienten Preis (im Sinne des second best) setzt, dann könnte insofern keine Regulierung begründet werden, weil sie zu keinem besseren Ergebnis führen könnte. Bei beschränktem Marktzugang besteht aber die Gefahr, dass ein Preis oberhalb der Durchschnittskosten bis hin zu einem (Cournotschen) Monopolpreis realisiert wird (Punkt P_{Mon} in Abbildung 2-1). Vor allem bei geringer Preiselastizität der Nachfrage kann ein solcher Preis stark von einem effizienten Marktergebnis abweichen.

Selbst wenn kein oder nur ein geringer Monopolgewinn erzielt wird, kann das Marktergebnis ineffizient sein und insofern unter Umständen eine Regulierung begründen, wenn aufgrund des fehlenden Wettbewerbsdrucks die betriebswirtschaftliche Faktorkombination nicht optimal ist (X-Ineffizienz, die Kosten liegen dann oberhalb der Kostenkurve).

Neben der Frage der statischen Effizienz sind auch Aspekte der dynamischen Effizienz und der angebotenen Qualität zu betrachten. In dieser Hinsicht ist es möglich, dass ein unreguliertes Monopol zu wenig innovativ oder qualitätsorientiert ist, es ist umgekehrt aber ebenso möglich, dass ein solches Unternehmen zu viel investiert oder ein zu hohes Qualitätsniveau anbietet. Beide Abweichungen würden Ineffizienzen implizieren, es ist aber zweifelhaft, ob hiermit eine Regulierung begründet werden kann. In jedem Fall müssen diese Aspekte berücksichtigt werden, wenn solche Unternehmen reguliert werden, um negative Effekte der Regulierung zu vermeiden. Auch hinsichtlich der dynamischen und qualitätsbezogenen Aspekte muss eine Regulierung stets die Nebenbedingung berücksichtigen, dass der Sektor langfristig überlebensfähig ist, was im allgemeinen voraussetzt, dass die langfristig notwendigen Gesamtkosten gedeckt werden können.

Neben den genannten Argumenten einer gefährdeten ökonomischen Effizienz bzw. eines Marktversagens im Fall von natürlichen Monopolen wird Regulierung häufig auch aus anderen (nicht-neoklassischen) Gründen gefordert (s. dazu auch Kapitel 2.2). Hierzu zählen

- ungerechte Effekte auf die Einkommens- und Vermögensverteilung durch Monopolgewinne,
- die Gewährleistung der Versorgung mit „essenziellen“ Gütern wie Elektrizität,
- Quersubventionierung oder Quasibesteuerung durch Regulierung,
- die Beeinflussung der Preisdiskriminierung von Abnehmergruppen.

In diesem Zusammenhang ist auch darauf zu verweisen, dass Ausmaß und Formen der praktizierten Regulierung als Ergebnisse von politischen Prozessen zu betrachten sind, die von Politikern, der Verwaltung und auch von den betroffenen Wirtschaftskreisen, die jeweils spezifische Interessen verfolgen, beeinflusst werden.

2.1.2.6 Ökonomische Kriterien für die Ausgestaltung eines Regulierungsdesigns

Die Gestaltung einer Regulierung hängt von den hiermit verfolgten Zielen ab. Auf der Basis einer mit ökonomischer Effizienz begründeten Regulierung stehen dabei folgende Kriterien im Vordergrund (Joskow 2005a):

- Effiziente Bepreisung von Gütern und Dienstleistung: effiziente Preissignale in der Regel orientiert an zweitbesten Lösungen (unter Berücksichtigung der Vollkostendeckung),
- Effiziente Produktionskosten: Ausschöpfung von Größen- und Verbundvorteilen unter Berücksichtigung von Transaktionskosten sowie Minimierung der Kosten in statischer und dynamischer Hinsicht (Vermeidung von X-Ineffizienz und Förderung von Innovationen),
- Effiziente Höhe der Outputmenge und der Investitionen: ausreichende Anreize und finanziellen Möglichkeiten zur Befriedigung der gegenwärtigen und künftigen Gesamtnachfrage,
- Effizientes Niveau der Qualität und ausreichende Produktvielfalt: optimale Servicequalität, Sicherheit und Zuverlässigkeit gemäß den Präferenzen der Nachfrager,
- Abschöpfung von Monopolgewinnen: Ermöglichung ausreichend hoher Gewinne für Anreize zu Effizienzsteigerungen und Innovationen, aber Vermeidung von monopolbedingten Renten.
- Effiziente Implementierung von Mechanismen, mit denen gegebenenfalls weitere vorgegebene Ziele der Regulierung verfolgt werden sollen.

2.1.3 Institutionelle Alternativen der Kontrolle natürliche Monopole

Für die Behandlung von natürlichen Monopolen kommt grundsätzlich eine Reihe unterschiedlicher institutioneller Alternativen in Frage, mit denen der Staat mehr oder weniger stark in die Handlungsmöglichkeiten von Unternehmen mit einem natürlichen Monopol eingreift:

- Unmittelbar gesetzliche Regulierungen
- Unabhängige Experten-Kommissionen
- Behördliche Regulierungsagenturen
- An Wegerechte gebundene Konzessionen
- Staatliche Unternehmen
- Beschränkung auf kartellrechtliche Aufsicht
- Versteigerung von Konzessionen
- Selbstregulierung durch Verbändevereinbarung

Soweit regulierend in natürliche Monopole eingegriffen und damit die Freiheit der Unternehmen eingeschränkt wird, sind rechtliche Regelwerke erforderlich, in denen Fragen der Eigentums- und Verfügungsrechte festgeschrieben werden. Eine unmittelbar gesetzliche Regulierung von natürlichen Monopolen dürfte allerdings vor allem dann zu schwerfällig und deshalb nicht praktikabel sein, wenn hiervon wie Deutschland eine große Zahl von Unternehmen betroffen ist. Auf der anderen Seite wäre eine Aufsicht durch unabhängige Experten-Kommissionen, die (anders als in den USA) lediglich beratend tätig sind, generell nicht ausreichend, um Vorgaben wirksam durchzusetzen. In der Regel werden Regulierungsaufgaben deshalb an behördliche Regulierungsagenturen delegiert. In föderalen Systemen kann dabei eine Aufteilung auf Bundes- und Länderbehörden erfolgen, die allerdings systematisch koordiniert muss.

Historisch sind Regulierungselemente auch an Konzessionen für die Nutzung von öffentlichen, meist kommunalen Wegerechten geknüpft worden. Dies ist allerdings eine Hilfskonstruktion, die im Allgemeinen keine angemessene und einheitliche Behandlung natürlicher Monopole ermöglicht.

Eine Alternative zur staatlichen Regulierung von privaten Unternehmen besteht im Netzbetrieb durch staatliche oder kommunale Unternehmen. Solche Unternehmen müssen jedoch zumindest intern ebenso beaufsichtigt werden wie private Unternehmen. Eine Verstaatlichung von Unternehmen käme nur in Frage, wenn die Versorgungsaufgaben auf andere Weise nicht erfüllt werden könnten. Zur Förderung des Wettbewerbs bestand in den letzten Jahren hingegen eher eine Tendenz zur Privatisierung von ehemaligen Staatsunternehmen bzw. von Eigenbetrieben der Kommunen, die dann aber verstärkt extern beaufsichtigt werden müssen.

Auf der anderen Seite könnte auf staatliche Einflussnahme im Sinne einer sektorbezogenen Regulierung verzichtet werden und die Aufsicht auf kartellrechtliche Aspekte beschränkt werden. Dies käme dann in Frage, wenn eine Regulierung etwa aufgrund prak-

tischer Probleme zu schlechteren Ergebnissen führen würde als unregulierte private Unternehmen.

Eine andere Möglichkeit der staatlichen Einflussnahme besteht in der Einführung eines Ex-Ante-Wettbewerbs durch Versteigerung von Konzessionen (Demsetz 1968). In solchen Fällen findet kein Wettbewerb auf dem Markt statt, sondern ein Wettbewerb um den Markt. Eine solche Lösung kommt vor allem dann in Frage, wenn die Märkte aufgrund hoher Mobilität der Faktoren angreifbar sind (z.B. im Bereich der Abfallentsorgung), aber weniger in Infrastrukturbereichen, die einen bedeutenden Anteil langfristiger versunkener Kosten aufweisen.

An Stelle einer staatlichen Regulierung könnten Netzzugang und Entgelte durch Verbändevereinbarungen festgelegt werden. Ein derart verhandelter Netzzugang (NTPA) kann im Unterschied zu einem regulierten Netzzugang als „Selbst-Regulierung“ aufgefasst werden. Wichtige Voraussetzungen für das Funktionieren solcher Vereinbarungen können zum einen in einer wirksamen Regulierungsdrohung durch den Staat bestehen und zum anderen in der Vermeidung von Kartellverhalten (vgl. Growitsch 2006, Meran, Hirschhausen 2004). Der deutsche Weg der Verbändevereinbarungen hat unbefriedigende Ergebnisse hinsichtlich der Entgelthöhe nicht vermeiden können und ist durch die europäischen Beschleunigungsrichtlinien (2003) versperrt, so dass auch hier nun eine behördliche Regulierung des Netzzugangs und der –entgelte erforderlich ist.

2.1.4 Methodische Ansätze zur Regulierung natürlicher Monopole

2.1.4.1 ... bei vollständiger Information der Regulierer

Wenn der Regulierer stets vollständige Information über die tatsächlichen Kosten der Unternehmen sowie deren Nachfrage hat und diese intern statisch und dynamisch effizient arbeiten, kann die Aufgabe der Regulierung darin bestehen, kostenorientierte Preise zu erzwingen. So bezieht sich die klassische Regulierungstheorie vorrangig auf die normative Festlegung von geeigneten Preisregeln:

- Wohlfahrtsökonomisch sind *Grenzkostenpreise* optimal (first best), sie erlauben bei fallenden Durchschnittskosten für sich genommen aber keine Vollkostendeckung (Punkt P_1 in Abbildung 2-1).
- Im Einproduktfall können kostendeckende Optimalpreise (second best) in Höhe der *Durchschnittskosten* festgelegt werden (Schnittpunkt von Durchschnittskosten-

ten- und Nachfragefunktion, Punkt P_2 in Abbildung 2-1), so dass der Monopolgewinn (einschließlich Eigenkapitalverzinsung) gerade Null beträgt.

- Im Mehrproduktfall sind bei der Frage der Kostendeckung die unterschiedlichen Nachfrageelastizitäten zu berücksichtigen. Unter der Voraussetzung linearer Preise sind dann *Ramsey-Preise* optimal (second best), die unterschiedlichen Grenzkostenaufschläge für die einzelnen Produkte implizieren; diese Aufschläge sind umso höher je preisunelastischer die Nachfrage nach dem jeweiligen Gut ist. Im Ergebnis resultiert eine Struktur – wenn auch kein Niveau - der Preise wie im unregulierten Monopol.
- Im Vergleich zu Ramsey-Preisen kann die Kostenzurechnung auf einzelne Produkte bzw. Nachfragergruppen (wohlfahrtsökonomisch) verbessert werden, wenn nichtlineare Preise möglich sind. So können unter Umständen bereits *einheitliche zweistufige Tarife* (Zugangspreis plus Nutzungspreis) optimal sein, wenn die Unterschiede zwischen den Nachfragern relativ gering sind.
- Bei bekannten Nachfrageverhältnissen können *differenzierte optimale zweistufige Tarife* ermittelt werden. Darüber hinaus können theoretische Optimalitätsbedingungen für *allgemeine nichtlineare Preise* (bzw. Preisfunktionen) abgeleitet werden.
- Unter Berücksichtigung der schwankenden Stromnachfrage in Verbindung mit beschränkten Speichermöglichkeiten ist im Elektrizitätsbereich außerdem eine *zeitliche Preisdifferenzierung* gemäß dem Verlauf der Kapazitätsauslastung relevant (peak load pricing).

Da die Umsetzung solcher Preisregeln durch Regulierung voraussetzt, dass dem Regulier die Kosten- und Nachfrageverhältnisse der Unternehmen genau bekannt sind und dass zudem deren interne Effizienz gewährleistet ist, können sie in der Praxis nicht unmittelbar angewendet werden.

2.1.4.2 ... bei unvollständiger Information der Regulierer

In der Realität ist ein Unternehmen besser über seine Kosten und Erlösparameter informiert als die Regulierungsbehörde und kann diese asymmetrische Information – auch hinsichtlich der internen Anstrengungen und längerfristigen Entwicklungen - strategisch ausnutzen. Die Informationsasymmetrie kann dadurch vermindert werden, dass einheitliche Vorgaben für das Rechnungswesen (Kosten-Leistungs-Rechnung) gemacht werden und dass weitere spezifische Informationen – auch zur Versorgungsqualität – einge-

fordert werden, die für Plausibilitätsprüfungen und Vergleiche verwendet werden können. Dennoch ergeben sich gerade aus der unvollständigen Information der Regulierer und aus hiermit verbundenen praktischen Problemen die wesentlichen Grundfragen einer Regulierung von natürlichen Monopolen, sowohl im Hinblick auf die Anreize, die beabsichtigt oder unbeabsichtigt gesetzt werden, als auch hinsichtlich der Verteilung von Renten zwischen Unternehmen und Verbrauchern.

Unter Berücksichtigung unvollständiger Information lassen sich vereinfacht die folgenden Grundansätze von Regulierung unterscheiden, die bei der praktischen Anwendung isoliert oder kombiniert eingesetzt werden können:

1. eine an den individuellen Kosten, Erlösen oder Gewinnen orientierte Regulierung, die hauptsächlich das Ziel verfolgt, die Entgelte mit den tatsächlichen bzw. notwendigen Kosten in Einklang zu bringen,
2. eine preis- oder kostenvergleichsorientierte Regulierung, die das einzelne Unternehmen primär im Vergleich zu anderen Unternehmen beurteilt,
3. eine Regulierung, die vorrangig auf eine Verbesserung der Leistungsfähigkeit im Zeitverlauf abzielt, und
4. eine Regulierung, die versucht optimale Anreize unter Berücksichtigung von Informationsasymmetrien zu setzen.

In allen Fällen wird letztlich versucht, möglichst ökonomische Ergebnisse wie unter Wettbewerbsbedingungen zu erzielen.

Wenn eine direkte kostenorientierte Regulierung aufgrund unvollständiger Information nicht möglich ist, kann mit einer Regulierung zumindest versucht werden, den Gewinn bzw. die *Rentabilität* des regulierten Unternehmens zu beschränken. Eine reine Rentabilitätsregulierung kann allerdings die Entscheidungen des regulierten Unternehmens verzerren (Averch, Johnson 1962), da hiermit unbeabsichtigt ein Anreiz gegeben wird, den Kapitaleinsatz bzw. die Kapitalintensität zu erhöhen. Wenn Rentabilitätsbeschränkungen vorgegeben werden, sollten deshalb zusätzlich Informationen darüber vorliegen, in welchem Ausmaß die tatsächlichen Kosten notwendig sind. Dadurch kann eine Rentabilitätsregulierung (rate of return regulation) mit einer spezifischen Kostenregulierung (cost of service regulation) verbunden werden. Negative Anreizwirkungen einer solchen Regulierung können dadurch vermindert werden, dass die Überprüfung in längeren zeitlichen Abständen erfolgt (regulatory lag) und damit (gezielt oder als Nebeneffekt) ein Element einer Preisregulierung (price cap regulation) wirken kann.

Wenn die notwendigen Kosten eines regulierten Unternehmens nicht vollständig bekannt sind, können Kosteninformationen von vergleichbaren Unternehmen berücksichtigt werden. Hierfür hat Shleifer (1985) eine ökonomische Begründung abgeleitet, die auf einem Wettbewerb von vergleichbaren, regulierten Unternehmen auf getrennten Märkten beruht (*yardstick competition*). Als Benchmark wird in diesem Modell jedem Unternehmen der Durchschnitt der Grenzkosten (first best, mit Transferzahlung) oder der Durchschnittskosten (second best, ohne Transferzahlung) aller (n-1) übrigen Unternehmen vorgegeben. Für den Fall identischer Unternehmen existiert dann ein symmetrisches Nash-Gleichgewicht, in dem alle Unternehmen die optimale Kosteneinsparung realisieren. Bei nichtidentischen Unternehmen ist allerdings zunächst eine Normierung der Leistungsparameter erforderlich. Außerdem müssen Absprachen, mit denen der Wettbewerb zwischen regulierten Unternehmen eingeschränkt würde, ausgeschlossen sein.

Eine *Price-Cap-Regulierung* besteht theoretisch in der Festlegung einer Obergrenze für die Preishöhe. Wenn die Durchschnittskosten diesen Preis unterschreiten, kann das Unternehmen einen entsprechend hohen Gewinn machen. Insofern besteht ein ökonomischer Anreiz zur Kostensenkung. Allerdings sind für die Vorgabe der Preisobergrenze zumindest Anhaltswerte über die Kostensituation erforderlich, da sowohl zu hohe als auch zu niedrige Preisvorgaben zu ineffizienten Ergebnissen führen können. In der praktischen Anwendung wird bei der *Price-Cap-Regulierung* eine relative Änderung der realen Preishöhe als Produktivitätssteigerungsrate vorgegeben (*RPI-X-Regulierung*), wobei sowohl individuelle Ausgangsdaten als auch mögliche Verbesserungen im Vergleich zu Benchmarks berücksichtigt werden können.

2.1.4.3 Theoretisch optimale Anreizregulierung

Für eine theoretisch optimale Anreizregulierung sind in der jüngeren Regulierungstheorie zahlreiche Modelle formuliert worden, die sich vor allem durch die Konstellation der vorhandenen Informationen auf Seiten des Unternehmens und des Regulierers unterscheiden (vgl. Laffont, Tirole 1993, Joskow 2005b). Ausgehend von einer asymmetrischen Informationsverteilung stehen dabei zwei mögliche Anreizprobleme im Mittelpunkt:

- Wenn die Entgelte rein kostenorientiert sind, kann dies dazu führen, dass im Unternehmen zu geringe Anstrengungen und damit zu hohe Kosten gemacht werden; die eigenen Anstrengungen werden überhöht dargestellt (moral hazard).

- Wenn hingegen eine Preisobergrenze vorgegeben wird, kann das Unternehmen versuchen die externen Randbedingungen schlechter darzustellen, als sie in Wirklichkeit sind; das Unternehmen stuft sich strategisch in die Hochkostengruppe ein (adverse selection).

Mit Hilfe der Principal-Agent-Theorie wird versucht, solche Probleme durch eine optimale Vertragsgestaltung zu beheben. Dabei gibt der Principal (die Regulierungsbehörde) dem Agent (reguliertem Unternehmen) ein Vertragswerk vor, das mehrere Optionen umfassen kann. Der Agent sucht für sich eine optimale Lösung unter Berücksichtigung des Vertragswerkes, und der Principal gestaltet das Vertragswerk unter Berücksichtigung der (antizipierten) Reaktionsweise des Agenten.

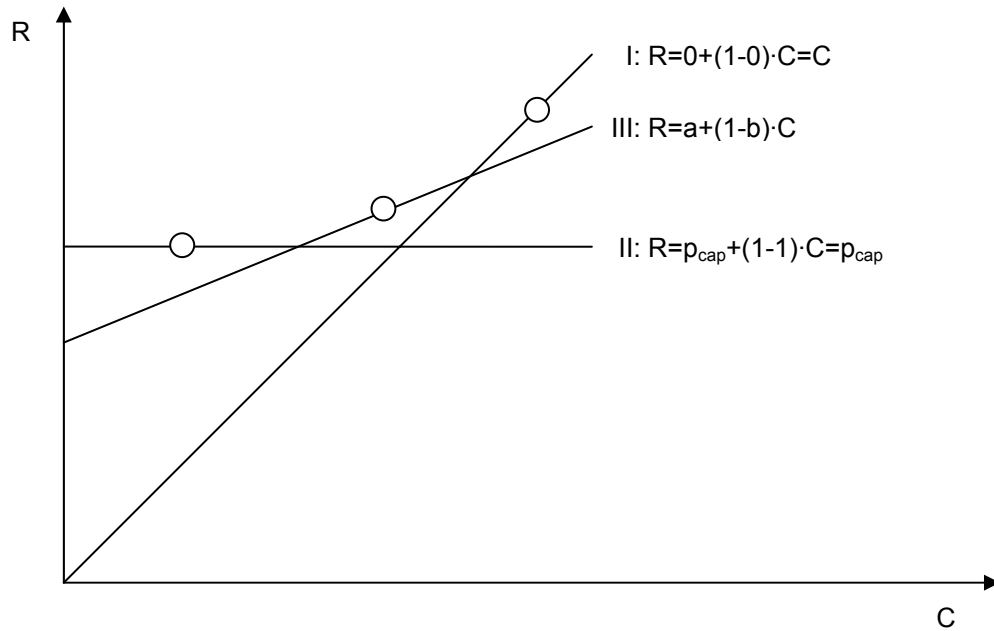
Aufgrund der doppelten Anreizproblematik kann der angebotene Vertrag eine Kombination aus Kostenorientierung und Preisfixierung enthalten (Abbildung 2-2). Im einfachsten Fall bestünde dies aus der Möglichkeit einer kostenorientierten Regulierung (I) und einer Preisobergrenze (II). Dann würde ein Hochkostenunternehmen die kostenorientierte Entgeltregulierung wählen und das Niedrigkostenunternehmen die Preisobergrenze. Allerdings können dabei Probleme fortbestehen: Beim Hochkostenunternehmen besteht dann aufgrund der Kostenorientierung das Problem von moral hazard. Bei der Festlegung der Obergrenze für das Niedrigkostenunternehmen besteht das Problem der richtigen Preishöhe, da ein zu hoher Mindestpreis hier hohe Monopolgewinne erzeugen kann und ein zu niedriger Preis eventuell nicht zur Kostendeckung ausreicht.

Ein theoretisch optimales Vertragswerk kann es erforderlich machen, Entgeltformeln aufzustellen, die jeweils eine feste und eine kostenabhängige Entgeltkomponente linear kombinieren (vgl. Gerade III in Abbildung 2-2). Der Regulierer könnte dann ein Menü von Entgeltformeln anbieten. Dabei müsste u.a. eine Anreizkompatibilitätsbedingung erfüllt sein, so dass ein Niedrigkostenunternehmen eine Entgeltformel mit schwacher (aber vorhandener) Kostenabhängigkeit wählt (high powered scheme), während ein Hochkostenunternehmen eine hohe (aber nicht vollständige) Kostenabhängigkeit (low powered scheme) wählen kann (vgl. Joskow 2005b).

Aufgrund der komplexeren Ausgangssituation, die durch starke Informationsasymmetrien und damit verbundenen Anreizproblemen geprägt ist, können derartige Anreizregulierungsverträge selbst theoretisch nur im Sinne eines Drittbesten (third best) optimal sein. Solche Anreizschemata dürften in der Praxis zwar nicht unmittelbar anwendbar sein; sie geben aber dennoch Hinweise darauf, welche Aspekte bei der Gestaltung einer Regulierung zu beachten sind. Die theoretischen Überlegungen zeigen insbesondere,

dass selbst unter vereinfachenden Annahmen kein einfaches Idealsystem zur Regulierung natürlicher Monopole zur Verfügung steht.

Abbildung 2-2 **Anreizorientierte Entgeltschemata**



R	Entgelt
C	Kosten
a	Niveauparameter
b	Steigungsparameter
p_{cap}	Preisobergrenze
I	Kostenregulierung
II	Preisregulierung
III	Kombinierte Entgeltformel

2.2 Institutionalistische Fundierung³

2.2.1 Allgemein

Während sich die deutsche Regulierungsdiskussion fast ausschließlich auf die Auseinandersetzung mit der normativen und der positiven Variante einer neoklassisch fundierten Regulierungstheorie beschränkt, spielen insbesondere in den USA institutionalistische Forschungen und Erkenntnisse seit vielen Jahren eine herausragende Rolle.⁴ Der wissenschaftssoziologisch reizvollen Frage, wie es zu dieser Selbstbeschränkung der ökonomischen Regulierungsdiskussion in Deutschland auf ausschließlich wohlfahrtsökonomisch fundierte, weit von der Realität entfernte theoretische Modellkonstrukte kommen konnte, kann an dieser Stelle allerdings nicht weiter nachgegangen werden.⁵ Fest steht unseres Erachtens, dass Regulierung zumindest in den USA ohne die explizite Berücksichtigung des institutionalistischen Regulierungsverständnisses nicht adäquat nachvollzogen und erklärt werden kann.

Ausgangspunkt einer institutionalistisch fundierten Regulierungstheorie⁶ ist die Erkenntnis, dass das menschliche Handeln in der Gesellschaft eingebettet ist in ein Geflecht impliziter und expliziter Regelungen ("regulations"). Individualistische Gesellschaftssysteme verlassen sich danach ausschließlich auf implizite Regelungen, wobei

³ vgl. hierzu vor allem Leprich (1994), Kapitel 2.3.3

⁴ Mit Institutionalismus bzw. institutionalistischer Ökonomik wird jene ökonomische Denktradition bezeichnet, die sich vor allem in den USA seit Beginn des letzten Jahrhunderts entwickelt und ihre Identität in erster Linie durch eine radikale Ablehnung der neoklassischen Theorie herausgebildet hat. Sie ist also keinesfalls zu verwechseln mit dem neoklassisch inspirierten „Neo-Institutionalismus“. Zur Verdeutlichung der Tatsache, dass es sich hierbei um kein in sich geschlossenes Theoriegebäude handelt, wird bisweilen auch der Begriff "heterodoxe Ökonomie" verwendet. Als Begründer des Institutionalismus gilt einhellig Thorstein Bunde Veblen, ein Sohn norwegischer Einwanderer aus dem amerikanischen Bundesstaat Wisconsin. Weitere bekannte Institutionalisten der ersten Generation sind John R. Commons, Wesley C. Mitchell, John Maurice Clark und Clarence E. Ayres. In der Bundesrepublik dürften am ehesten die Namen John Kenneth Galbraith, Gunnar Myrdal, Karl William Kapp und Nicholas Georgescu-Roegen geläufig sein, die der zweiten und dritten Generation zugerechnet werden. Vgl. dazu das deutschsprachige Standardwerk zum Institutionalismus von Reuter 1996; einen guten Überblick über die wesentlichen Inhalte der institutionalistischen Ökonomik gibt Steppacher 1985. Der institutionalistische Regulierungsansatz ist vor allem mit den Namen Henry Carter Adams, John R. Commons, Martin Glaeser, Emery Troxel und James Bonbright eng verbunden. Der herausragende institutionalistische Regulierungstheoretiker und -chronist der letzten drei Jahrzehnte, dessen Arbeiten das Regulierungsverständnis in den USA nachhaltig beeinflusst haben, ist Harry M. Trebing. Seinen jährlichen Sommerkursus über Regulierungsgrundlagen und ihre Rahmenbedingungen ("NARUC Annual Regulatory Studies Program") beispielsweise haben Tausende von MitarbeiterInnen von Regulierungsbehörden besucht.

⁵ Neuere Beispiele für diese sehr eingeschränkte und zugleich einschränkende Sichtweise liefern z.B. Fritsch/Wein/Ewers (2003); Knieps (1999 und 2005).

⁶ Wir sprechen hier bewusst von "einer" Regulierungstheorie, weil es unter Institutionalisten unstrittig ist, dass es die universelle, alles erklärende Regulierungstheorie nicht geben kann. Vgl. Miller 1985, S.137.

Markt- von Nichtmarkt-Regelungen zu unterscheiden sind. Marktregelungen sind beispielsweise Eigeninteresse, Optimierungsmotivation, Konsumentensouveränität, Wettbewerb und festgelegte Eigentumsrechte, zu den Nichtmarkt-Regelungen gehören Traditionen, Gewohnheiten, Erziehung, Religion, Vernunft und Moral. Versagen diese impliziten Regelungen, werden nach *Reynolds* explizite Regelungen notwendig, zu denen vor allem die institutionelle Verankerung von Regulierung gehört.⁷

Die Hauptbegründung für Regulierung ist daher nach institutionalistischem Regulierungsverständnis das Versagen impliziter Regelungen, was einerseits an Markt- oder Wettbewerbsversagen, andererseits aber auch an "Sozialem Versagen" im Sinne ethisch-moralischen Versagens liegen kann.⁸ Die Aufhebung expliziter Regulierung hängt von der tatsächlichen und vermuteten Lösungskompetenz impliziter Regelungen ab, die wiederum eng an Veränderungen der philosophischen und ethischen Einstellungen der Gesellschaft geknüpft sind.⁹

Der Maßstab des Versagens impliziter Regelungen wird beim Institutionalismus im Vergleich zum eindimensionalen neoklassischen Regulierungsziel erheblich weiter gefasst. *Petr* beispielsweise unterscheidet vier wirtschaftspolitische Ziele, die nach Ansicht vieler Institutionalisten zu einem "guten Leben" bzw. zu einer "good society" führen: Auskömmlichkeit, Dauerhaftigkeit, Gerechtigkeit und Demokratie.¹⁰ Die Ziele im Einzelnen:

a) *Auskömmlichkeit (Adequacy)*

Das klassische Ziel der Wirtschaftspolitik ist die Sicherung einer auskömmlichen Auswahl und Quantität an Gütern und Dienstleistungen für die Gesellschaft. Dieses Ziel umfasst sowohl die Bereitstellung privater Güter durch Märkte als auch die Bereitstellung öffentlicher Güter durch den Staat selbst und beinhaltet neben der Auskömmlichkeit stets auch die Erschwinglichkeit dieser Güter.

⁷ Vgl. Reynolds 1981, S.647.

⁸ Unter "Sozialem Versagen" ist in diesem Sinne auch ein Erodieren "lebenskluger Vernunft" zu fassen, zu dem die neoklassische Wirtschaftstheorie mit ihrer Überbetonung eigennützigem Verhalten und ihrem konsumzentrierten Konzept der Bedürfnisbefriedigung erheblich beiträgt. Vgl. dazu Katterle 1990, S.129f.

⁹ "This rudimentary theory of regulation suggests, however, that the prospect for reducing explicit regulation is dependent upon significant evolutionary changes in the values and philosophical foundation of individuals in society." Reynolds 1981, S.654.

¹⁰ Vgl. Petr 1987, S.1450-1457.

b) *Dauerhaftigkeit (Sustainability)*

Das Ziel der Dauerhaftigkeit lässt sich interpretieren als Aufrechterhaltung der Auskömmlichkeit auf der Zeitachse. Bedrohungen dieser Auskömmlichkeit resultieren aus ökonomischen Instabilitäten und Krisen, ökologischer Gefährdung und Zerstörung sowie aus individuellen und kollektiven Unsicherheiten ökonomischer und politischer Natur. Eine dauerhafte Entwicklung (*sustainable development*) lässt sich charakterisieren als "Muster von sozialen und strukturellen ökonomischen Veränderungen, bei dem das in der Gegenwart beanspruchte Bündel von ökonomischen und sozialen Gütern optimiert wird, ohne aber gleichzeitig die Möglichkeit zu unterminieren, dass ähnliche Standards auch in Zukunft erreicht und aufrechterhalten werden können".¹¹

c) *Gerechtigkeit (Equity)*

Gerechtigkeit als wirtschaftspolitisches Ziel richtet sich zunächst auf Verteilungsgerechtigkeit. Facetten dieses Ziels können u. a. Chancengerechtigkeit, Leistungsgerechtigkeit und Einkommensgerechtigkeit bilden. Über diesen Verteilungsaspekt hinaus lässt sich Gerechtigkeit auch im Sinne von Fairness oder Solidarität interpretieren und beinhaltet dann Ziele wie die materielle Absicherung von Risiken (Arbeitslosigkeit, Krankheit, Pflegebedürftigkeit, Verarmung etc.), die berufliche und sonstige Förderung von unterprivilegierten Gruppen, Nachbarschaftshilfe oder freiwillige Dienste für die Gemeinschaft. Letztere Ziele lassen sich auch als Teil jener impliziten Regelungen einer Gesellschaft begreifen, deren Versagen die Einführung von expliziten Regelungen begründet.

d) *Demokratie (Democracy)*

Das Ziel einer Demokratisierung der Wirtschaft bezieht sich einerseits auf die mikroökonomische Ebene des Betriebes, wo es um die Mitbestimmung am Arbeitsplatz und um Mitwirkung an innerbetrieblichen Entscheidungsprozessen geht, andererseits auf die makroökonomische Ebene, bei der Partizipations- und Einflussmöglichkeiten auf den ökonomischen Planungs- und Entscheidungsprozeß der Volkswirtschaft im Vordergrund stehen.

Versagen bei der Ansteuerung dieser Ziele die impliziten gesellschaftlichen Regelungen, wird nach institutionalistischem Verständnis die Einführung von expliziten Rege-

¹¹ Harborth 1991, S.13.

lungen notwendig, die sich ebenfalls an den Zielen für eine "good society" zu orientieren haben.¹²

Das Problem, ein solches institutionalistisch begründetes Marktversagen bzw. "Soziales Versagen" im Hinblick auf den beschriebenen wirtschaftspolitischen Zielkatalog *eindeutig* zu diagnostizieren und zu identifizieren, ist zum größten Teil theoretisch ungelöst und wohl auch unlösbar.¹³ So hat die Theorie des Marktversagens beispielsweise noch keinen Anhaltspunkt dafür geliefert, welche Märkte im Hinblick auf das Ziel eines "sustainable development" versagen und welche Konsequenzen daraus zu ziehen sind.¹⁴

Nach dem ordnungs- und rechtspolitischen Verständnis in den USA wird die Gefahr eines solchen Versagens immer dann besonders hoch angesetzt, wenn die Nutzung von Privateigentum das "Gemeinwohl" (*Public Interest*) und damit die Gesellschaft als ganzes betrifft.

Der Ausgangspunkt des "Public Interest"-Konzepts wurde im Urteil *Munn v. Illinois* (1877) wie folgt beschrieben:

"Property does become clothed with a public interest when used in a manner to make it of public consequence, and affect the community at large. When, therefore, one devotes his property to a use in which the public has an interest, he, in effect, grants to the public an interest in that use, and must submit to be controlled by the public for the common good, to the extent of the interest he has thus created."¹⁵

¹² Der beschriebene Zielkatalog ist sicherlich weder umfassend noch unumstritten und in diesem Sinne nicht als allgemein- und endgültig zu betrachten. Er ist u. E. lediglich eine gelungene Kategorisierung von Einzelzielen, über die in der institutionalistischen Diskussion zum heutigen Zeitpunkt weitgehend Konsens besteht..

¹³ Die Problematik einer eindeutigen Diagnose im Hinblick auf die Erreichung unterschiedlicher Zielsetzungen hat vermutlich die neoklassische normative Regulierungstheorie bis heute davon abgehalten, ihren Zielkatalog für andere als Effizienzziele zu öffnen. Der Hinweis darauf, dass es zu viele mögliche Ziele in der Gesellschaft gebe, die mit unlösbaren Zielkonflikten verbunden seien, vermag allerdings ebenso wenig zu überzeugen wie die Behauptung, dass das Effizienzziel die Erreichung einer Reihe anderer Ziele gleichsam automatisch gewährleiste (vgl. dazu Joskow/Schmalensee 1983, S.8). Der überschaubare Zielkatalog von Petr zeigt u. E. überzeugend, dass sich einige wenige Hauptziele formulieren lassen, deren Zielkonflikte diskutierbar und austragbar bleiben und die keinesfalls unter das Effizienzziel subsumiert werden können. Eine solche Herangehensweise an Fragestellungen der Regulierung verhindert, dass die Diskussion durch Ausblenden von anerkannten Zielen unzulässig verkürzt und "relevance for rigor" geopfert wird (vgl. Klein 1991, S.312).

¹⁴ Simonis mutmaßt, dass sich das ökologische Prinzip der "Stabilität" als Voraussetzung für "Sustainability" und das ökonomische Prinzip des "Wachstums" möglicherweise ausschließen. Demnach würden alle Märkte, die Wachstum voraussetzen, im Hinblick auf eine dauerhafte Entwicklung versagen. Vgl. Simonis 1989, S.21.

¹⁵ Zitiert nach Phillips 1988, S.88.

Diese Auffassung von Gemeinwohl knüpft an das *common law* Großbritanniens im 17. Jahrhundert an.¹⁶ Regulierung zum Schutz des "Public Interest" weist nach dieser Auffassung zwei wesentliche Merkmale auf:

- a) eine *Überlegenheitsvermutung* gegenüber einem unkontrollierten Marktprozess immer dann, wenn privates Eigentum das Gemeinwohl tangiert
- b) den Charakter eines *evolutionären Prozesses*, bei dem die Ziele und die institutionelle Ausgestaltung in Übereinstimmung mit der sich wandelnden Vorstellung von "Gemeinwohl" laufend überprüft und angepasst werden müssen.¹⁷

Eine solche Charakterisierung von Regulierung hat weit reichende Konsequenzen. Zum einen wird durch die Überlegenheitsvermutung von Regulierung im Hinblick auf das Gemeinwohl anerkannt, dass es neben der Allokationsaufgabe durch Märkte eine gleichrangige Aufgabe gibt, die mit "sozialer Kontrolle" (*social control*) umschrieben werden kann. Zum anderen resultiert aus der Charakterisierung von Regulierung als "evolutionärem Prozess", dass es sich hierbei um eine Argumenten zugängliche, verbesserungsfähige, flexible und experimentelle ökonomische Institution handelt, die in einen breiteren sozialen Regulierungszusammenhang eingebettet ist. Daraus folgt, dass sowohl Regulierungsmethoden als auch -ziele nur vorläufig sind und sich im Zeitablauf durchaus verändern können.

In Bezug auf die oben beschriebenen allgemeinen wirtschaftspolitischen Ziele zur Erreichung einer "good society" lassen sich einige *allgemeine* regulatorische Zielsetzungen ableiten, die den Charakter von Oberzielen haben.

Reynolds beispielsweise formuliert eine allgemeine Regulierungsmatrix, die zwei Bedingungen erfüllen sollte:¹⁸

- a) Herstellung eines Ausgleichs zwischen Effizienz- und Gerechtigkeitszielen, der für die Mitglieder der Gesellschaft akzeptabel ist

Es erscheint unmittelbar einsichtig, dass eine über hundert Jahre alte Institution wie die Regulierung nicht allein an der Zielsetzung und -erreicherung ökonomischer Effizienz gemessen werden kann. Eine der fundamentalen Legitimationsgrundlagen der amerikanischen Regulierung ist das Ziel einer *gerechten* Behandlung der von der

¹⁶ Vgl. Trebing 1987, S.1709.

¹⁷ Vgl. Miller 1985, S.138; Trebing 1987, S.1715; Kling 1988, S.203, Nowotny 1989, S.23.

¹⁸ Vgl. Reynolds 1981, S.646.

Regulierung betroffenen Akteure.¹⁹ *Crew* und *Kleindorfer* gehen sogar davon aus, dass das Gerechtigkeitsbestreben die treibende Kraft bei Entscheidungen der Regulierungskommissionen ist.²⁰

Gerechtigkeit (*equity*) im Rahmen der Regulierung beinhaltet u.a. die Aspekte Verteilungsgerechtigkeit und Fairness im Verfahren.²¹

b) Flexible Anpassung an soziale, politische und Umweltveränderungen

Das Ziel einer flexiblen Anpassung an soziale, politische und Umweltveränderungen setzt einen evolutionären Charakter von Regulierung voraus. Anpassungsfähigkeit ist insbesondere im Hinblick auf technologische Veränderungen sowie Veränderungen der Ressourcenverfügbarkeit und der Verbraucherpräferenzen gefordert.²²

Eine weitere wichtige und eigenständige Zielsetzung von Regulierung besteht in der Kontrolle ökonomischer Macht. Unkontrollierte ökonomische Macht ist nach institutionalistischem Verständnis in einer demokratischen Gesellschaft weder ökonomisch, noch politisch oder gesellschaftlich akzeptabel.

Ausgehend von diesen Zielen und der Erkenntnis, dass die impliziten Markt- und Nichtmarktregelungen im Hinblick auf das Gemeinwohl versagen können, fasst *Trebing* das institutionalistische Regulierungsverständnis in fünf Grunderkenntnissen zusammen, mit denen Regulierung in einer grundsätzlich marktwirtschaftlich verfassten Ordnung begründet und charakterisiert werden kann:²³

1. Industriegesellschaften bringen u. a. Machtkonzentration, wachsende Unsicherheit, unentschädigte Kosten und umstrittene Verteilungseffekte mit sich. In vielen Sektoren sind die Märkte unfähig zur Selbstkorrektur und zur Sicherung eines adäquaten Angebots von Gütern und Dienstleistungen zu den geringsten Kosten. Darüber hinaus sind sie nicht in der Lage, Missbräuche zu beschränken, die durch die ungleiche Machtverteilung hervorgerufen werden. Regulierung ist in all diesen Fällen aus Gründen des Gemeinwohls notwendig.²⁴

¹⁹ Vgl. *Trebing* 1981, insbes. S.30-40; *Reynolds* 1981, S.642f.; *Crew/Kleindorfer* 1987, S.7.

²⁰ "Despite the improved eloquence of economists' testimony on efficiency, equity is likely to remain the driving force underlying commission decisions ...". *Crew/Kleindorfer* 1987, S.10.

²¹ Vgl. *Trebing* 1981, S.17. Zur ökonomischen Fundierung des philosophischen Konzepts von "Equity" vgl. *Robinson* 1962.

²² Vgl. *Stevenson* 1983, S.444, der in diesem Zusammenhang von "Adaptability" spricht.

²³ Vgl. *Trebing* 1987, S.1714f. Diese Grunderkenntnisse beziehen sich sowohl auf ökonomische als auch auf soziale Regulierungsansätze, wobei wir uns hier auf die ökonomischen beschränken wollen.

²⁴ Je konzentrierter und vermachteter die Märkte sind, desto tiefgreifendere Regulierungseingriffe sind erforderlich. Vgl. *Trebing* 1984, S.364.

2. Das Gemeinwohl oder soziale Werte (*social values*) lassen sich nicht in jedem Fall über monetäre oder marktorientierte Maßnahmen erreichen. Die Dichotomie zwischen privaten und öffentlichen Zielen kann nur durch staatliche Eingriffe aufgelöst werden.
3. Eine gut konzipierte und angewandte öffentliche Regulierung kann zu einer "höheren Effizienz"²⁵ und zu einer größeren individuellen Auswahlmöglichkeit führen. Sie kann neu entstehende gesellschaftliche Werte in Allokationsentscheidungen umsetzen und institutionelle Arrangements testen, die eine bessere Verwendung gesellschaftlicher Ressourcen im Sinne des Gemeinwohls gewährleisten.
4. Die Strategien der Regulierungsakteure hängen in hohem Maße von ökonomischer und politischer Macht ab. Erfolge bei der Durchsetzung des Gemeinwohls sind auf einen breiten Konsens der Betroffenen und auf politische Unterstützung für die Regulierer angewiesen.
5. Die Entwicklung der Regulierung ist ein Prozess, der Regulierungszielen und -methoden provisorischen und vorläufigen Charakter verleiht. Sie hängt von der Entwicklung und der damit verbundenen Struktur der zu regulierenden Industrie ab.

2.2.2 Regulierung der Stromnetze

Im Elektrizitätsbereich wurde in den USA seit den Anfängen der Elektrifizierung davon ausgegangen, dass das Gemeinwohl fundamental berührt wird und dass daher eine explizite Regulierung notwendig ist, um die öffentlichen Interessen zu wahren. Gründe dafür umfassten damals unter anderem

- die Kontrolle der sich herausbildenden Monopolunternehmen
- die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen für den Aufbau einer Elektrizitätsversorgung
- regional- und strukturpolitische Überlegungen im Hinblick auf den Umfang und die Geschwindigkeit der Elektrifizierung.²⁶

Im Laufe der Zeit haben sich die Gründe für die Aufrechterhaltung einer Regulierung im Elektrizitätsbereich verändert - Aspekte wie Umwelt- und Ressourcenschutz sind

²⁵ Damit sind vor allem Synergieeffekte gemeint, die sich durch ein breiteres Verständnis von Regulierung ergeben (z.B. die Einbettung von Wasserkraftprojekten in umfassendere Programme der Flussentwicklung). Ein solches Effizienzverständnis ermöglicht den Blick über den regulierten Markt hinaus auf benachbarte Bereiche, deren Einbeziehung volkswirtschaftlich von Vorteil sein kann. Vgl. Trebing 1987, S.1711.

²⁶ Vgl. Trebing 1987, S.1710ff.; Phillips 1988, S.121ff., S.164f.

hinzugekommen, regional- und strukturpolitische Überlegungen in den Hintergrund getreten -, es wird aber nach wie vor davon ausgegangen, dass das Gemeinwohl fundamental tangiert ist und dass die bestehenden impliziten Regelungen nicht ausreichen, um die öffentlichen Interessen zu wahren.²⁷

Überträgt man diese Grundgedanken einer institutionalistischen Regulierungsfundierung auf die anstehende Netzregulierung in Deutschland, so lässt sich ihre Notwendigkeit u. a. auch wie folgt begründen:

2.2.2.1 *Versorgungssicherheit*

Strom ist eine "Ware", die wie kaum eine andere das Gemeinwohl einer entwickelten Industriegesellschaft berührt. Einige der wesentlichen Berührungspunkte sind dabei u.a.

- die Gewährleistung öffentlicher Sicherheit durch Kommunikationstechnologien, Beleuchtung etc.
- die "Schmierstofffunktion" für das produzierende Gewerbe und in zunehmendem Maße für den Dienstleistungssektor
- die Schaffung der Voraussetzungen für eine entwickelte Informationsgesellschaft.

Stromnetze als nicht ersetzbare Infrastruktur für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit sind in diesem Zusammenhang eine besonders sensible Fazilität, dessen ausreichende und zuverlässige Bereitstellung sich keinesfalls allein an Renditerationalitäten privater Kapitalgesellschaften orientieren sollte. Versorgungssicherheit lässt sich ökonomisch auch als meritorisches Gut definieren, von dessen Nutzung niemand ausgeschlossen werden und dessen „Konsum“ keiner Rivalität unterliegen soll. Private Stromnetze bedürfen daher zwingend einer staatlichen Regulierung im Sinne einer kontinuierlichen Kontrolle der Investitionsbereitschaft und –möglichkeiten und damit verbunden der Erlösströme, um die dauerhafte Bereitstellung des meritorischen Gutes Versorgungssicherheit zu garantieren.

Aber selbst in staatlicher Hand sollten Stromnetze kontinuierlich im obigen Sinne reguliert werden, um eine zielgerichtete Verwendung der Erlöse sicherzustellen und damit einer Gefährdung der Gutbereitstellung zu begegnen.

²⁷ Vgl. dazu das Kapitel "An Appraisal of Regulation" bei Phillips 1988, S.783-836; vgl. auch aktuell dazu Trebing 2001; Coyle 2002.

2.2.2.2 Kontrolle ökonomischer Macht

Die Betreiber von Stromnetzen als Schlagadern des Stromsystems besitzen eine große Marktmacht, die weder durch tatsächlichen noch durch potenziellen Wettbewerb bedroht werden kann. Dieser Umstand erfordert nicht zuletzt aus Legitimationsgründen in einer ansonsten wettbewerblich organisierten Wirtschaft eine wirksame öffentliche Kontrolle. Dies gilt umso mehr, wenn es wie in Deutschland eine enge Verflechtung zwischen der Stromerzeugung und den Netzen gibt und sich die Hauptschlagadern des Systems – die Transportnetze – im Eigentum der Großstromerzeuger befinden, die aktuell fast 90% der gesamten Stromerzeugung auf sich vereinigen. Ein hohes Diskriminierungspotenzial gegenüber „unerwünschten“ Inanspruchnehmern des Systems verbunden mit der Möglichkeit der Realisierung hoher Monopolgewinne eröffnet den Netzbetreibern erhebliche Spielräume für die Verfolgung eigener Interessen, die sich stark von den politisch formulierten und demokratisch legitimierten Gemeinwohlinteressen im Stromsektor unterscheiden können. Eine wichtige Aufgabe der öffentlichen Regulierung ist es, diese Spielräume zu minimieren.

2.2.2.3 Verbraucherschutz/Gerechtigkeit

Netzregulierung muss über alle Effizienzziele hinaus nach institutionalistischem Verständnis stets den Anspruch haben, Gerechtigkeitsziele gleichrangig zu verfolgen. Dies umfasst u. a.

- Gerechtigkeit gegenüber allen Nutzern der Netze im Sinne von diskriminierungsfreiem/r Netzzugang/Netznutzung
- Gerechtigkeit im Hinblick auf die Höhe der Netzentgelte für die unterschiedlichen Kundengruppen; insbesondere auch Schutz der Haushalts- und kleinen Gewerbetunden vor Quersubventionierungen zugunsten großer Industriekunden.²⁸
- Gerechtigkeit im Hinblick auf die Struktur der Netzentgelte beispielsweise dahingehend, dass hohe Leistungspreise nicht bei solchen Kunden erhoben werden sollten, die keine Ausweichmöglichkeiten besitzen.

²⁸ Ein Ansatz wie das so genannte „Ramsey-Pricing“, das nach neoklassischem Regulierungsverständnis als effizienter Preisbildungsmechanismus gilt, da er die unterschiedlichen Preiselastizitäten ausnutzt und jene besonders stark belastet, die eine geringe Preiselastizität aufweisen, wäre nach institutionalistischem Regulierungsverständnis mit der gleichberechtigten Betonung des Gerechtigkeitsziels von Regulierung völlig indiskutabel.

Hinzu kommt die dauerhafte Sicherung einer guten Servicequalität gerade auch für Massenkunden und kleine dezentrale Einspeiser, verbunden mit qualifizierten Beratungsprogrammen und einer breiten Informationsbereitstellung.

2.2.2.4 *Umweltschutz*

Strom hat den mit Abstand größten Anteil am Primärenergieverbrauch in Deutschland und mit rund 40% auch den größten Anteil an den CO₂-Emissionen. Vor dem Hintergrund der Erderwärmung erscheint ein grundlegender Umbau des Stromsystems hin zu kleineren dezentralen Erzeugungsanlagen (Kraft-Wärme-Kopplung), einer stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien und einer höheren Stromeffizienz beim Verbraucher unabdingbar.

Stromnetzbetreiber als Mittler zwischen den Welten Erzeugung und Vertrieb sollten diese Entwicklungen im Rahmen ihrer Möglichkeiten unterstützen und ihnen zumindest keine Steine in den Weg legen. Dazu bedarf es eines intelligenten Regulierungssystems, das konterkarierende Anreize neutralisiert und unterstützende Aktivitäten belohnt.

Hinzu kommt, dass die Netze selber eine hohe Flächenbeanspruchung aufweisen und die elektromagnetische Strahlung bei Freileitungen gesundheitsgefährdend wirken können. Entscheidungen über Verkabelung anstelle von Freileitungen beispielsweise berühren das Gemeinwohl und sollten nicht ausschließlich dem betriebswirtschaftlichen Kalkül der Netzbetreiber überlassen bleiben.

Fazit: Selbst wenn also kein Marktversagen im engen Sinne der neoklassischen normativen Regulierungstheorie konstatiert werden könnte, wäre nach institutionalistischer Auffassung im Stromnetzbereich dennoch die Gefahr groß, dass das Gemeinwohl negativ tangiert wird, wenn keine explizite Netzregulierung vorgesehen sind. Darin und in der positiven Verfolgung gesellschaftlicher Ziele, die weit über ein abstraktes Effizienzziel hinausgehen, liegt der Kern einer institutionalistisch fundierten Regulierungstheorie für eine Regulierung der Stromnetze. Wie diese Regulierung konkret auszugestalten ist, hängt dann in erster Linie von den jeweiligen Regulierungszielen und den entsprechenden Rahmenbedingungen ab.

3 Bisherige Festlegung der Netznutzungsentgelte in Deutschland und ihre Anreizwirkungen

3.1 Anreize im Rahmen der Strompreisaufsicht der Bundesländer

Bis zur Verabschiedung der ersten Verbändevereinbarung am 22. Mai 1998 wurden Netznutzungsentgelte nicht explizit kalkuliert, sondern waren Bestandteil der Stromtarife, die von den Strompreisaufsichten der Länder kontrolliert und genehmigt wurden.

Grundlage der Strompreisaufsicht war der so genannte „K-Bogen“, der vom Bundesländer-Ausschuss „Energiepreise“ entwickelt wurde und die Basis für die Prüfung der Kosten- und Erlöslage bildete. Er orientierte sich an den „Leitsätzen für die Preisermittlung aufgrund von Selbstkosten (LSP)“, die für die Preisbildung bei öffentlichen Aufträgen aufgestellt wurden. Der K-Bogen diente der Ermittlung des so genannten betriebsnotwendigen Kapitals und zwang die damaligen integrierten Energieversorgungsunternehmen, regelmäßig sämtliche im Rahmen der Strompreisaufsicht zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse zu dokumentieren.

Darüber hinaus prüfte die Preisbehörde, ob die geltend gemachten Betriebskosten überhaupt oder in dem beantragten Umfang für eine elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung notwendig waren.

Im Kern handelt es sich bei dieser Art der Regulierung um eine klassische Rentabilitätsregulierung (RR) nach der (vereinfachten) Formel:

$$\text{Tarife} = [\text{Betriebskosten} + (\text{betriebsnotwendiges Vermögen} - \text{kumulierte Abschreibungen}) * \text{Verzinsung}] / \text{prognostizierter Mengenabsatz bzw. prognostizierte Jahreshöchstleistung}$$

Hinzu kamen folgende Besonderheiten:

- Diese Tarife fanden nur auf die Tarifabnehmer (Haushaltskunden, Kleingewerbe und Landschaft) Anwendung, nicht jedoch auf die Sondervertragskunden. Der maximal zulässige Erlös aus letzterer Kundengruppe wurde als Residualgröße mit Hilfe einer Kostenträgerrechnung festgelegt, d.h. als Differenz zwischen dem maximal zulässigen Erlös insgesamt minus prognostiziertem Erlös aus der Gruppe der Tarifabnehmer.
- Die Tarife waren Höchstpreise und wurden als solche in vielen Fällen nicht ausgeschöpft, da die in der Regel öffentlichen (Stadtwerke) oder gemischt-wirtschaftlichen EVU (Verbundunternehmen, Regionalversorger) eine negative Öffentlichkeit bei Strompreiserhöhungen scheuten.

Diese Praxis der Tariffestlegung war mit vielfältigen Anreizen verbunden, die sich unabhängig von Abweichungen im Einzelfall wie folgt darstellen lassen:

Tabelle 3-1 Anreize im Rahmen der Tariffestlegung durch die Bundesländer

Anreiz	Begründung	Stärke des Anreizes
Ausweitung des betriebsnotwendigen Vermögens (CAPEX) durch Investitionen in die Netze („Averch-Johnson-Effekt“; „goldplating“)	Im Rahmen der RR wird das betriebsnotwendige Vermögen kalkulatorisch verzinst und bildet somit eine wesentliche Erlösquelle. Zudem ließ sich stets argumentieren, dass durch mehr Investitionen die Versorgungssicherheit verbessert würde.	sehr stark
Strategischer Betriebskosteneinsatz (OPEX)	Da Betriebskosten bis auf kleinere Abstriche meist anerkannt wurden, wurde dieser Posten u.a. dazu genutzt, dem EVU eine gute Akzeptanz bei den Mitarbeitern und beim politischen und gesellschaftlichen Umfeld zu verschaffen (dichte Personaldecke, Lohnzulagen, Sponsoring etc.).	stark
Überhöhung der Kostenprognose	Je höher der von der Strompreisaufsicht akzeptierte Kostenansatz war, desto stärker trugen Kosteneinsparungen zum Gewinn bei.	mittel
Mengenmaximierung bei gleichzeitiger Prognoseminimierung	Bei nicht im Nachhinein saldierter Mengenprognose war es rational, die Menge gegenüber der Preisaufsicht zu unterschätzen und dann alles dafür zu tun, die Prognose zu übertreffen. Denn: je höher der Absatz, desto höher der Umsatz und der Gewinn.	sehr stark
Erschwerung von Eigenversorgung oder Versorgung durch Dritte	Eigenversorgung oder Versorgung durch Dritte schmälerte die Absatzmenge der EVU und führte tendenziell zu steigenden Preisen für die restlichen Kunden, die sich nicht immer durchsetzen ließen. Daher war es betriebswirtschaftlich rational, diese Ansätze zumindest nicht zu unterstützen.	stark

Anreiz	Begründung	Stärke des Anreizes
Umsatzmaximierung	Unternehmensvorstände sind aus vielerlei Gründen häufig an hohen Umsätzen interessiert (Einkommen, Prestige etc.). Dieser Anreiz führte ebenfalls dazu, möglichst viele Kosten zu „produzieren“. ²⁹	mittel
Quersubventionierung	(Industrie-)Kunden, die glaubhaft mit dem Aufbau einer Eigenerzeugung oder mit Abwanderung „drohen“ konnten, wurde preislich entgegengekommen.	stark

3.2 Anreize im Rahmen der freiwilligen Verbändevereinbarungen

Die Verbändevereinbarungen I, II und II+ orientierten sich in ihrem Kalkulationsleitfaden „Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung“ im Wesentlichen an den obigen Grundsätzen der K-Bogen-Regulierung, nun allerdings explizit angewendet auf die Netze.

Diejenigen Netzbetreiber, die die Verbändevereinbarung anwandten, unterlagen demnach nach wie vor der Rationalität einer Rentabilitätsregulierung. Hinzu kamen jedoch auch hier einige Besonderheiten:

- Eine Trennung zwischen Netz und Vertrieb ist bei den meisten Netzbetreibern bislang nicht über eine getrennte Buchhaltung hinausgekommen. Aber selbst dort, wo die beiden Wertschöpfungsstufen bereits gesellschaftsrechtlich entflochten wurden, führt eine Holding-Konstruktion die Interessen nach wie vor zusammen.
- Vergleichsbetrachtungen zwischen Netzentgelten sind einfacher durchzuführen und darzustellen als Tarifvergleiche³⁰ und haben in der Öffentlichkeit zu einer erhöhten Aufmerksamkeit geführt. Diese Aufmerksamkeit wurde geschürt durch die Benchmarking-Berichte der Europäischen Kommission und insbesondere durch Äußerungen und Verfahren des Bundeskartellamtes, so dass die Entgelterhöhungsspielräume faktisch stärker eingegrenzt wurden.

²⁹ So störte es die Unternehmen offensichtlich nicht, dass ein Starkstromkabelkartell über viele Jahre hinweg überhöhte Kabelpreise in Rechnung stellte. Erst im Vorfeld der Liberalisierung 1997 flog dieses Kartell auf.

³⁰ Seit der Liberalisierung gibt es zudem vielfältige neue Tarifangebote, die häufig nur schwer vergleichbar sind.

Die Anreize im Rahmen der Netzentgeltfestlegung durch Selbstregulierung bei kritischem Umfeld unterschieden sich dadurch zum Teil erheblich von denen im Rahmen der Strompreisaufsicht, zum Teil gab es aber auch Übereinstimmungen:

Tabelle 3-2: Anreize durch die Verbändevereinbarungen

Anreiz	Begründung	Stärke des Anreizes
Investitionsabstinenz (CAPEX)	Durch ein faktisches Vergleichsmarktkonzept der Öffentlichkeit und des Bundeskartellamtes sowie durch das Fehlen einer Qualitätsregulierung sahen die Netzbetreiber wenig Veranlassung zu entgelterhöhenden Investitionen in die Netze; hinzu kamen häufig gestiegene Renditeanforderungen der Anteilseigner.	sehr stark
Betriebskostensenkungen (OPEX)	Im Unterschied zur Situation vor der VV bestand nun vor allem durch das faktische Vergleichsmarktkonzept ein Druck, „unnötige“ Betriebskosten (z.B. LCP-Programme, F&E-Ausgaben, Überschusspersonal) zu vermeiden und notwendige Kosten zu senken.	stark
Rechtfertigung hoher Entgelte in der Öffentlichkeit	Insbesondere durch Verweis auf die sehr hohe Versorgungssicherheit in Deutschland sollte das bestehende hohe Entgeltniveau gegenüber der Politik und der Öffentlichkeit gerechtfertigt werden	
Erschwerung von Eigenversorgung durch Dritte	Absatzeinbußen standen hier zwar zusätzliche Einnahmen durch vermiedene Netznutzungsentgelte gegenüber; gleichwohl ist der Saldo bei den integrierten Netzbetreibern negativ.	stark
Mengenmaximierung	Jeder nicht vorhergesehene Mengenrückgang schmälerte nach wie vor den Erlös des Netzbetreibers und des Vertriebs.	stark
Quersubventionierung	Durch Minimierung von Vertriebsmargen konnten integrierte Netzbetreiber den Vertriebsmarkt nach einer etwas hilflosen Anfangsphase ökonomisch weitgehend abschotten.	sehr stark

4 Rechtliche Vorgaben der Netzregulierung in Europa und Deutschland

4.1 EU-Richtlinie

Mit der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 wird das Ziel verfolgt, die Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarkts zu beschleunigen, um Effizienzsteigerungen, Preissenkungen, eine höhere Dienstleistungsqualität und eine größere Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen. Haupthindernisse für einen voll funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt werden im Zusammenhang mit dem Netzzugang, der Tarifierung und einer unterschiedlichen Marktöffnung in den verschiedenen Mitgliedstaaten gesehen. Auf der Grundlage dieser Richtlinie können die Mitgliedstaaten den Elektrizitätsunternehmen Verpflichtungen auferlegen, „die sich auf Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung sowie Umweltschutz, einschließlich Energieeffizienz und Klimaschutz, beziehen können“ (Artikel 3 Abs. 2).

Hinsichtlich der Stromnetze enthält die Richtlinie insbesondere Vorschriften zur Entflechtung von Netzbetreibern und zu deren Aufgaben sowie zum Zugang Dritter zu Stromnetzen. Für einen funktionierenden Wettbewerb soll der Netzzugang nichtdiskriminierend, transparent und zu angemessenen Preisen gewährleistet sein. Hierfür müssen die Mitgliedstaaten Systeme einführen, die auf veröffentlichten Tarifen beruhen und den Zugang für alle zugelassene Kunden nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Netzbenutzern regeln. Diese Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen vor deren Inkrafttreten genehmigt und veröffentlicht werden.

Die Richtlinie erfordert, dass die Mitgliedstaaten eine oder mehrere zuständige Stellen, die von den Interessen der Elektrizitätswirtschaft vollkommen unabhängig sein müssen, mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde betrauen. Die Regulierungsbehörden haben zumindest die Aufgabe, Nichtdiskriminierung, echten Wettbewerb und ein effizientes Funktionieren des Markts sicherzustellen.

Die Überwachungsaufgabe der Regulierungsbehörden umfasst folgende Bereiche:

- Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten,
- etwaige Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen im nationalen Netz,

- die Zeiten, die Netzbetreibern für die Herstellung von Anschlüssen und für Reparaturen benötigen,
- Veröffentlichung angemessener Informationen über Verbindungsleitungen, Netznutzung und Kapazitätszuweisung durch die Netzbetreiber,
- tatsächliche Entflechtung der Rechnungslegung entsprechend,
- Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger (unter besonderer Berücksichtigung der Kosten und der Vorteile der verschiedenen Technologien zur Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, der dezentralen Erzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung),
- Umfang, in dem die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber ihren Aufgaben nachkommen,
- Ausmaß von Transparenz und Wettbewerb.

Die Regulierungsbehörden müssen ex ante zumindest Methoden festlegen oder genehmigen:

- e. für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife oder Methoden, die so zu gestalten sind, dass die notwendigen Investitionen und die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet sind,
- b. die Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen.

Die Richtlinie baut damit eindeutig auf dem System des regulierten Netzzugangs auf. Sie gibt den Mitgliedstaaten dabei aber keinen bestimmten Regulierungsansatz vor.

4.2 Energiewirtschaftsgesetz 2005

Zur Umsetzung der EU-Richtlinie enthält das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 2005 insbesondere Vorschriften zur Entflechtung und zur Regulierung des Netzbetriebs. Die Entgeltregulierung ist in den §§ 21 und 21 a geregelt. Darüber hinaus enthalten die §§ 112 und 112 a Berichtspflichten der Bundesnetzagentur und der Bundesregierung zur Einführung der Anreizregulierung.

4.2.1 Bedingungen und kostenorientierte Entgelte für den Netzzugang

Nach § 21 (1) EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Sie dürfen nicht ungünstiger sein, als

sie von den Netzbetreibern in vergleichbaren Fällen innerhalb ihres Unternehmens (oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen) angewendet werden.

Grundlagen der kostenorientierten Entgeltbildung sind

- die Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen,
- unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und
- einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Es dürfen nur solche Kosten berücksichtigt werden, die sich im Wettbewerb einstellen würden.

Die Regulierungsbehörde kann Vergleiche der Entgelte für den Netzzugang, der Erlöse oder der Kosten der Netzbetreiber durchführen (Vergleichsverfahren). Soweit eine kostenorientierte Entgeltbildung erfolgt und die Entgelte genehmigt sind, findet nur ein Vergleich der Kosten statt. Ergibt ein Vergleich, dass die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Netzbetreiber überschritten werden, wird vermutet, dass die Betriebsführung nicht der eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entspricht.

4.2.2 Anreizregulierung

Abweichend von der kostenorientierten Entgeltbildung können nach Maßgabe einer (künftigen) Rechtsverordnung Netzzugangsentgelte auch durch eine Methode bestimmt werden, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt (Anreizregulierung gemäß § 21a EnWG 2005). Die Anreizregulierung beinhaltet Obergrenzen (in der Regel) für Entgelte oder Erlöse und Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode. Diese Obergrenzen und Effizienzvorgaben sind auf einzelne Netzbetreiber oder auf Gruppen von objektiv strukturell vergleichbaren Netzbetreibern bezogen und beziehen sich entweder auf das gesamte Netz, auf Netzteile oder auf die einzelnen Netz- und Umspannebenen.

Im Einzelnen enthält das des EnWG 2005 folgende Vorgaben für eine Anreizregulierung:

- Die Regulierungsperiode beträgt zwei bis fünf Jahre.
- Obergrenzen sind mindestens für den Beginn und das Ende der Regulierungsperiode vorzusehen und können innerhalb einer Regulierungsperiode zeitlich gestaffelt werden. Dabei muss ein Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung vorsehen.
- Bei der Festlegung von Obergrenzen sind die Auswirkungen jährlich schwankender Verbrauchsmengen auf die Gesamterlöse der Netzbetreiber (Mengeneffekte) zu berücksichtigen.
- Die Vorgaben bleiben für eine Regulierungsperiode unverändert, sofern nicht Änderungen auf Grund von Abgaben oder der Pflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder anderer, nicht vom Netzbetreiber zu vertretender, Umstände eintreten.
- Bei der Ermittlung von Obergrenzen sind die durch den jeweiligen Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Kostenanteile gesondert zu betrachten; hierzu zählen insbesondere Kosten, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen.
- Effizienzvorgaben sind nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen, der zu Beginn einer Regulierungsperiode (entsprechend den Vorgaben einer kostenorientierten Entgeltbindung) ermittelt wird.
- Die Effizienzvorgaben werden durch Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung, der Versorgungsqualität und auf diese bezogener Qualitätsvorgaben sowie gesetzlicher Regelungen bestimmt.
- Die Effizienzvorgaben müssen für die betroffenen Netzbetreiber unter Nutzung der ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreicht und übertroffen werden können. Die Methoden zur Bestimmung von Effizienzvorgaben müssen ausreichend robust sein.
- Qualitätsvorgaben werden auf der Grundlage einer Bewertung von Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt, bei der auch Strukturunterschiede zu berücksichtigen sind. Wenn Qualitätsvorgaben nicht eingehalten werden, können auch die Obergrenzen zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte gesenkt werden.

Die Einführung einer Anreizregulierung erfordert eine Rechtsverordnung der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates. Darin ist festzulegen, *ob und ab welchem Zeitpunkt* Netzzugangsentgelte im Wege einer Anreizregulierung bestimmt werden, wie die Anreizregulierung näher ausgestaltet wird und unter welchen Voraussetzungen die Regulierungsbehörde Festlegungen treffen und Maßnahmen des Netzbetreibers genehmigen kann.

Die Regelungstatbestände der Rechtsverordnung für eine Anreizorientierung betreffen gemäß § 21a EnWG insbesondere:

- 1 die Strukturkriterien und deren Bedeutung für Effizienzvorgaben,
- 2 die Anforderungen an Gruppenbildungen für Übertragungsnetzbetreiber und Verteilungsnetzbetreiber,
- 3 Mindest- und Höchstgrenzen für Effizienz- und Qualitätsvorgaben und Regelungen für den Fall einer Unter- oder Überschreitung,
- 4 Voraussetzungen für die Anpassung von Obergrenzen innerhalb einer Regulierungsperiode auf Antrag des Netzbetreibers abweichend vom Entwicklungspfad,
- 5 die Berücksichtigung der Inflationsrate,
- 6 die Zuverlässigkeit einer Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben,
- 7 dauerhafte oder vorübergehende nicht beeinflussbare Kostenanteile,
- 8 Begünstigung von Investitionen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit,
- 9 Zuverlässigkeitskenngrößen für den Netzbetrieb,
- 10 die Datenerhebung durch die Regulierungsbehörde.

4.2.3 Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung

Nach § 112a EnWG 2005 hat die Bundesnetzagentur der Bundesregierung bis zum 1. Juli 2006 einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorzulegen, der ein umsetzbares Konzept zur Durchführung einer Anreizregulierung enthält. Der Bericht soll unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise erstellt werden und die internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen berücksichtigen. Die Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise zum Bericht werden im Internet veröffentlicht.

Zwei Jahre nach Beginn der Anreizregulierung hat die Bundesnetzagentur der Bundesregierung einen Erfahrungsbericht vorzulegen, der an den Deutschen Bundestag weiterzuleiten ist.

4.2.4 Evaluierungsbericht der Bundesregierung

Nach § 112 EnWG 2005 muss die Bundesregierung bis zum 1. Juli 2007 einen Bericht über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung vorzulegen (Evaluierungsbericht). Sofern sich aus dem Bericht die Notwendigkeit von gesetzgeberischen Maßnahmen ergibt, soll die Bundesregierung einen Vorschlag machen. Der Bericht soll u.a. Vorschläge für Methoden der Netzregulierung enthalten, die Anreize zur Steigerung der Effizienz des Netzbetriebs setzen.

4.3 Verordnungen (StromNZV, StromNEV)

Auf der Grundlage des EnWG 2005 sind im Juli 2005 die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erlassen worden.

Die StromNEV umfasst u.a. Vorschriften zur Kostenrechnung (Kostenarten, -stellen, -träger) und zu Vergleichsverfahren. Als Kostenarten werden dabei unterschieden: aufwandsgleiche Kostenpositionen, kalkulatorische Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Steuern, kostenmindernde Erlöse und Erträge und Netzverluste. Im Rahmen der Vergleichsverfahren werden für jede Netz- und Umspannebene ab Hochspannung abwärts jeweils sechs Strukturklassen gebildet. Die Strukturklassen richten sich nach der Absatzdichte in kWh/km² (hoch, mittel, niedrig) und der Einteilung in Ost und West.

5 Internationale Erfahrungen

5.1 Überblick

Eine Regulierung des elektrizitätswirtschaftlichen Netzbereichs ist bereits in einer Reihe von Ländern eingeführt worden. Dabei zeigen die angewendeten Verfahren der Regulierung zwischen einzelnen Ländern große Unterschiede. Tabelle 5-1 dokumentiert einen Überblick über Merkmale der britischen, norwegischen, finnischen und österreichischen Regulierung.

Tabelle 5-1 Internationaler Vergleich der Entgeltregulierung

	England, Wales	Norwegen	Finnland	Österreich
Regulierungsbehörde	OFGEM, sektorspezifisch (Strom, Gas)	NVE, sektorspezifisch (Energie, Wasser)	EMV, sektorspezifisch (Strom, Gas)	e-control, sektorspezifisch (Strom, Gas)
Aufgaben der Regulierungsbehörde	Überwachung und Regulierung des Netzbereichs, Marktzutrittsregulierung, Verbraucherinformation, Schlichtungsstelle	Überwachung und Regulierung des Netzbereichs, Marktzutrittsregulierung, Schlichtungsstelle	Überwachung und Regulierung des Netzbereichs, Marktzutrittsregulierung	Überwachung und Regulierung des Netzbereichs, Marktzutrittsregulierung, Verbraucherinformation, Schlichtungsstelle
Endverbrauchermarkt	Allgemeine Missbrauchsaufsicht durch Wettbewerbsbehörde	Allgemeine Missbrauchsaufsicht durch Wettbewerbsbehörde	Allgemeine Missbrauchsaufsicht durch Wettbewerbsbehörde	Allgemeine Missbrauchsaufsicht durch Wettbewerbsbehörde
Regulierung der Netzentgelte	Ex ante, anreizorientiert, Price Cap	Ex ante, anreizorientiert, Revenue Cap	Ex post, kostenorientiert, RoR mit Anreizelementen	Ex ante, kostenorientiert, RoR
Periodenlänge	5 Jahre(VNB), 3 Jahre (ÜNB)	5 Jahre	1 Jahr	4 Jahre
Qualitätsregulierung	Separate Qualitätsvorgaben	Qualitätsabhängige Erlösobergrenze	Im Rahmen des Benchmarking	In Planung
Benchmarking	seit 2002 DEA	seit 1997 DEA	seit 2002 DEA	seit 2006 DEA/MOLS

Quelle: Franz (2004), aktualisiert.

Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf eine Betrachtung der Entgeltregulierung in den Ländern Großbritannien, Norwegen, Österreich und New South Wales (Australien), da hier konzeptionell sehr stringente Ansätze verfolgt werden, die für Deutschland in der aktuellen Phase das beste Anschauungsmaterial liefern dürften.

5.2 Großbritannien

5.2.1 Elektrizitätswirtschaftliche Ausgangslage

Die Stromerzeugung beruht in Großbritannien zunehmend auf Gas. In den letzten Jahren ist vor allem der Anteil von GuD-Anlagen an der gesamten Stromerzeugungskapazität (rund 80 GW) stark gestiegen. An der Stromerzeugung hat Gas mittlerweile einen Anteil von 39% (Kohle 35 %, Kernenergie 20 %, Erneuerbare und andere 6 %, UK Energy Statistics 2005). Der gesamte Stromverbrauch erreicht mit 402 TWh nahezu die Größenordnung in Deutschland.

Das internationale Unternehmen National Grid³¹ besitzt das Übertragungsnetz in England und Wales und betreibt das gesamte Netz in Großbritannien, einschließlich der Netze von zwei schottischen Unternehmen (Scottish Power and Scottish & Southern Energy). Zugleich besitzt und betreibt National Grid das Gastransportnetz in Großbritannien sowie einen bedeutenden Teil des Gasverteilnetzes. Daneben gibt es in der britischen Elektrizitätswirtschaft gegenwärtig insgesamt 14 Verteilnetzbetreiber. Zu den größeren VNB zählen EDF, EON und RWE.

Die Liberalisierung der Stromwirtschaft ist in England und Wales mit dem Electricity Act von 1989 eingeführt worden. Seit 1990 gibt es dort eine vollständige Marktöffnung. Anfang der 90er Jahre ist die Elektrizitätswirtschaft zugleich privatisiert worden. Großbritannien zählt neben den skandinavischen Ländern zu den Ländern, in denen es nach dem 4. Benchmarkreport der EU-Kommission (2005) keine größeren Wettbewerbsprobleme gibt. Mit dem Energiegesetz von 2004 ist ab April 2005 ein einheitlicher Strommarkt in Großbritannien geschaffen worden.

³¹ Seit 1990 ist die National Grid Company, die anfänglich im Besitz von Regionalunternehmen war, im Übertragungsbereich tätig. Nach einer Fusion erfolgte 2002 eine Umbenennung in National Grid Transco, die 2005 rückgängig gemacht wurde. Seit 2005 umfasst die internationale Unternehmensgruppe in UK die Gesellschaften National Grid Electricity Transmission und National Grid Gas.

5.2.2 Regulierungsverfahren

Für die sektorspezifische Regulierung ist seit dem Utility Act 2000 die unabhängige Behörde OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) zuständig (vorher gab es zwei Behörden für Strom und Gas). Sie hat insbesondere die Aufgabe, die Netzbereiche zu überwachen und zu regulieren.

Eine Netzregulierung wird in Großbritannien seit 1990 durchgeführt, wobei sich die Methoden mehrmals geändert haben.

In der Regulierungsperiode 1990-1994, die gleichzeitig durch Privatisierung gekennzeichnet war, wurde zunächst eine stark kostenorientierte Regulierung verfolgt. In dieser Zeit wurden hohe Gewinne (und Vorstandsgehälter) realisiert und es kam zu Unternehmensübernahmen durch ausländische Investoren. Im Reviewjahr 1994 wurde wie auch im Jahr 1998 ein strategisches Verhalten der Unternehmen deutlich, die dann jeweils steigende Ausgaben verbuchten (Riechmann 2002).

Im Jahr 1996 ist eine starke Sofortabsenkung der Preise um rund 25 % durchgesetzt worden, ebenso im Jahr 2001 (um 17 %). Damit sind insbesondere die negativen Verteilungseffekte korrigiert worden. Ein Benchmarking wurde bis 2002 aber nur in Ansätzen und nur bezogen auf laufende Betriebskosten durchgeführt.

Ab 2002 ist die Regulierung wesentlich erweitert worden. Das Benchmarking wurde verstärkt (unter Verwendung der Methoden COLS und DEA), die Kostenverantwortung für Betriebs- und Kapitalkosten (OPEX und CAPEX) wurde beachtet und Aspekte der Versorgungsqualität sind mehr und mehr einbezogen worden. Seit 2002 erhalten die VNB auch finanzielle Qualitätsanreize. Die Ergebnisse werden in einem Qualitätsbericht veröffentlicht (OFGEM, Nov. 2005).

Ende 2005 ist der erste jährliche Bericht über die Kosten der VNB veröffentlicht worden (OFGEM, Dec. 2005). Dieser Ansatz der ausführlichen jährlichen Berichterstattung soll nach Ansicht von OFGEM auch für die nächste Regulierungsperiode, die 2006 beginnt, wegweisend sein.

Die Methode der Entgeltregulierung beruht in Großbritannien grundsätzlich auf einem Ex-Ante-Ansatz einer anreizorientierten Preisregulierung, bei der Obergrenzen für die durchschnittlichen Erlöse festgelegt werden. Ausgehend von einem Startwert der erlaubten Erlöse erfolgt innerhalb einer Regulierungsperiode (5 Jahre für VNB) eine Anpassung mit Hilfe der Veränderung des Preisniveaus (RPI) und eines Produktivitätsfaktors X. Für den Effizienzvergleich der Betriebskosten wird eine Variable aus der Länge des Stromnetzes, der Energiemenge und der Anzahl der Kunden berechnet. Anfangser-

löse und X-Faktoren werden auf der Grundlage eines Reviews der relativen Effizienz der Betriebskosten, der inflationsangepassten Kapitalbasis RAV (regulatory asset value) und des Investitionsbedarfs zur Erreichung einer zu realisierenden Servicequalität ermittelt. Dabei werden Abschreibungen und Eigenkapitalanteile, Steuern und andere Variablen berücksichtigt. Die erlaubten Erlöse ergeben sich aus der Summe der erlaubten Betriebs- und Kapitalkosten.

Im letzten Review 2004 (Ofgem Nov 2004, für 2005-2010) wurde ein X von Null festgesetzt, so dass eine Anpassung gemäß der Inflationsrate erfolgt. Die anfänglichen Preisanpassungen unterscheiden sich aber zwischen den 14 VNB deutlich. Im Durchschnitt betragen sie zu Beginn der Verhandlungen (Juni 2004) -2,5 %, am Ende der Verhandlungen (im November 2004) aber +1,3%.

Während ein Benchmarking der Betriebskosten zwischen den 14 Netzbetreibern (unter Anwendung unterschiedlicher Methoden) relativ überschaubar ist, erweist sich ein Vergleich des künftigen Investitionsbedarfs und damit der Kapitalkosten als weitaus schwieriger. Von den Unternehmen dem Regulator vorgelegte Investitionsbudgets müssen jeweils von Sachverständigen detailliert überprüft und bewertet werden. Aufgrund der unvermeidlichen Bewertungsunterschiede (asymmetrische Information) zwischen den Unternehmen und den Beratern des Regulierers wird den Unternehmen ein Menu auf Basis einer Sliding-Scale-Matrix angeboten. Der Bonus oder Malus bemisst sich bei einer gewählten Abweichung von der Beraterbewertung jeweils nach der Differenz zwischen budgetierten und tatsächlichen Kapitalkosten (OFGEM, Nov. 2004). Dies entspricht mit Blick auf die Kapitalkosten – aber nicht hinsichtlich der Betriebskosten – der Anwendung eines durch die moderne Regulierungstheorie begründeten bedingten (kostenabhängigen) Vertrages (Joskow 2005b).

Die Investitionsziele werden im RAV angerechnet und auf dieser Basis Abschreibungen für bestehendes und neues Kapital berechnet. Entsprechend dem gewichteten Durchschnitt der realen Kapitalkosten vor Steuern wird für jedes Jahr eine erlaubte Rendite bestimmt. Diese Berechnungen fließen in die Anpassungsformel ein; nach Joskow (2005a, 2005b) ähnelt das zugrundeliegende Konzept aber dennoch der traditionellen Rate-of Return-Regulierung.

Die Summe der erlaubten realen Betriebs- und Kapitalkosten innerhalb der Regulierungsperiode werden mit Hilfe des RPI in nominale Vorgaben umgerechnet. Anfangserlöse und X-Faktoren werden so berechnet, dass der diskontierte Periodenerlös so hoch ist wie die diskontierten Periodenkosten.

Zur Vermeidung von Fehlanreizen während der Regulierungsperiode wird für die Kapitalausgaben eine rollende RAV-Anpassung vorgenommen, sodass Über- und Unterfüllungsanreize in den Preisen berücksichtigt werden. Nach Verbesserungen der Kostenrechnungsvorgaben soll eine ähnliche formale Anpassung auch für die Betriebskosten erfolgen. Ein weiteres Problem betrifft die Abgrenzung von Kapital- und Betriebskosten, da grundsätzlich ein Anreiz zur Kapitalisierung von Betriebskosten bestehen kann (um von OPEX-Anreize zu profitieren und zugleich die RAV zu erhöhen).

Die Anreize zur Verminderung der Betriebs- und der Kapitalkosten sollte nicht zu Lasten der Qualität gehen. Deshalb gibt es zum einen Qualitätsstandards und zum anderen behält sich OFGEM vor, Kapitalkosteneinsparungen, die offensichtlich nicht der Effizienzverbesserung dienen, sondern zu Verminderungen der Servicequalität führen, nicht anzuerkennen. Diese Art der Qualitätsregulierung sollte künftig durch eine systematische Berücksichtigung innerhalb des Benchmarkings verbessert werden.

Hinsichtlich der Qualität berücksichtigt OFGEM die Anzahl und die Dauer von Unterbrechungen, Reaktionszeiten bei wetterbedingten Ausfällen, die Qualität der Beantwortung von telefonischen Anfragen und Befragungen zur Kundenzufriedenheit. Das Bonus-Malus-System, das sich pragmatisch an Zielbändern orientiert, ist nach unten auf 4 % der Erlöse begrenzt. Die individuellen Qualitätsziele weisen im Ergebnis von Unternehmen zu Unternehmen große Unterschiede auf.

Die Regulierung von National Grid im Bereich der Übertragung und des Systembetriebs (TSO) entspricht grundsätzlich dem Konzept, das im Verteilungsbereich verwendet wird. Dabei werden die erlaubten Gesamterlöse des TSO bestimmt und das durchschnittliche Preisniveau für Stromübertragungen festgelegt. Die regulierten Tarife, die Erzeuger bzw. Händler zahlen müssen, bestehen aus zwei Komponenten für den Anschluss und für die Netznutzung. Die Struktur der Netznutzungstarife hängt von regional unterschiedlichen Zusatzkosten ab, so bezahlen Erzeuger gegenwärtig in Nordengland höhere Netznutzungsentgelte als im Süden. Die Regulierung umfasst auch die Kosten für Regelernergie und –leistung.

Für die aktuelle Regulierungsperiode ist eine Verlängerung auf sieben Jahre vereinbart worden. Das Investitionsbudget wird unter Berücksichtigung eines öffentlichen Konsultationsverfahrens und von Sachverständigengutachten bestimmt. Für die Betriebskosten wird ein X-Faktor berücksichtigt. Da es nur einen Übertragungsnetzbetreiber gibt, ist ein unmittelbares Benchmarking nicht möglich. Ein Vergleich mit ÜNB in anderen Ländern wird auch dadurch erschwert, dass die Abgrenzungen der Übertragungsnetz-

ebene uneinheitlich sind. Die Effizienzvorgaben beruhen deshalb sehr auf Konsultationen und Verhandlungen.

Die Kosten des Regelbetriebs und der Systemverluste werden jährlich angepasst. Hier wird ebenfalls ein Menu mit einem Sliding-Scale-Mechanismus angeboten, bei dem der Netzbetreiber dann einen bestimmten Teil der Zielabweichungen (innerhalb eines Bandes) tragen muss. Neuerdings wird auch ein Anreizmechanismus zur Systemzuverlässigkeit angewendet, wobei nicht gelieferte Energie aufgrund von Netzausfällen berücksichtigt wird. Hierfür wird ein extrem hoher impliziter Wert nicht gelieferter Energie angesetzt (33 000 BP/MWh).

5.2.3 Bewertung

Die Regulierung des Netzbereichs hat in Großbritannien frühzeitig begonnen und ist schrittweise weiterentwickelt worden, um unerwünschte Verteilungseffekte und Fehlansätze der Regulierung mehr und mehr zu vermindern. Kennzeichnend für den Grundsatz sind RPI-X-Entgeltregulierungen für den Verteilungs- und den Übertragungsbereich, wobei die Einfachheit dieser Formel nicht darüber hinwegtäuschen darf, dass der Regulierung in Großbritannien ein recht komplexes Berechnungssystem zugrundeliegt.

Der britische Regulierungsansatz enthält sowohl pragmatische Ansätze als auch neuerdings Mechanismen, die in Einklang mit moderner Regulierungstheorie stehen und explizit die asymmetrische Informationsverteilung zwischen Regulierer und Regulierten berücksichtigen. Wesentlich sind auch die verbesserte Regelung von Kostenrechnungsvorgaben und die zunehmende Berücksichtigung von Qualitätsaspekten, die künftig stärker integriert einbezogen werden sollen.

Der Regulierer OFGEM analysiert sowohl das operative Geschäft als auch die Investitionsplanung sehr detailliert, um die erlaubten durchschnittlichen Erlöse zu ermitteln und anzupassen. Trotz der prinzipiellen Ausrichtung an der Philosophie des „Price Cap“ bestehen zum Teil aber auch einige Ähnlichkeiten zu einer Rate-of-Return-Regulierung.

Die Regulierung basiert methodisch auf einer Verknüpfung sich ergänzender Mechanismen. Sie ist zugleich aber auch stark verhandlungsorientiert, wobei vom Regulierer oftmals deutliche Zugeständnisse erwartet werden.

Gemessen an den Marktergebnissen ist das britische System Alles in Allem als erfolgreich anzusehen. So konnten die Netzentgelte deutlich reduziert werden. Auch von der EU-Kommission wird die Wettbewerbssituation auf dem britischen Strommarkt insgesamt als gut beurteilt.

Die Struktur des Netzbereichs ist allerdings kaum mit der Struktur in Deutschland zu vergleichen. So gibt es dort lediglich einen überregionalen Übertragungsnetzbetreiber und 14 regionale Verteilungsnetzbetreiber, die unter der Aufsicht der unabhängigen Regulierungsbehörde stehen. Dagegen bestehen in Deutschland allein schon aufgrund der sehr viel größeren Anzahl an betroffenen Unternehmen weniger Möglichkeiten für eine Mikroregulierung mit individuellen Verhandlungen, die auch aus grundsätzlichen Erwägungen problematisch sein können. Hier ist umso mehr ein integrierter methodischer Ansatz erforderlich, der die Aspekte Kostenorientierung, Effizienzverbesserung und Qualitätssicherung unabhängig von Einzelfällen systematisch miteinander verbindet.

5.3 Norwegen

5.3.1 Elektrizitätswirtschaftliche Ausgangslage

Die norwegische Stromwirtschaft ist durch eine fast vollständige Elektrizitätserzeugung auf Basis von Wasserkraft und einen besonderen Verbund innerhalb Skandinaviens gekennzeichnet. In Skandinavien haben neben Norwegen auch Schweden und Finnland relativ hohe Anteile an Wasserkraft, dort ist allerdings auch Kernenergienutzung von Bedeutung. Hingegen beruht die Stromerzeugung in Dänemark überwiegend auf fossilen Energien. Die skandinavische Stromwirtschaft wird durch die Übertragungsnetzorganisation NORDEL und die Strombörse Nordpool integriert. In allen drei Ländern gibt es bereits einen regulierten Netzzugang, allerdings mit unterschiedlichen Regulierungsmethoden.

In Norwegen gibt es zahlreiche Unternehmen, die im Bereich Übertragung und Verteilung elektrischer Energie tätig sind. Das nationale Hauptnetz ist weitaus überwiegend im Besitz des staatlichen Unternehmens Statnett SF, das verantwortlich ist für Tarife, den Betrieb und die Entwicklung des nationalen Netzes. Etwa 40 andere Netzbetreiber besitzen kleinere Teile des Hauptnetzes und haben Leasingvereinbarungen mit Statnett SF. 50 bis 60 Unternehmen betreiben regionale Übertragungsnetze. Dabei handelt es sich häufig um vertikal integrierte Unternehmen, die zugleich auch Strom erzeugen bzw. auch an der Verteilung auf lokaler Ebene beteiligt sind. Die regionalen Netze sind überwiegend im Besitz lokaler oder regionaler Verwaltungen. Im Bereich der lokalen Stromverteilung sind etwa 200 Unternehmen tätig (oftmals vertikal integrierte Kommunalunternehmen). Die durchschnittliche Anzahl an Kunden pro Unternehmen beträgt dort 5000.

5.3.2 Regulierungsverfahren

Die Liberalisierung der Stromwirtschaft wurde in Norwegen schon sehr früh eingeführt. Das norwegische Energiegesetz, in dem die Marktöffnung festgeschrieben wurde, ist 1991 in Kraft getreten. Seit 1995 ist der Marktzugang für alle Endkunden offen. Der Netzzugang erfolgte hier von Beginn an auf Basis eines regulierten Netzzugangs.

Zuständig für die sektorspezifische Regulierung ist die Regulierungsbehörde NVE (The Norwegian Water Resources and Energy Directorate, www.nve.no), eine untergeordnete Behörde des Energieministeriums. Die Regulierungsbehörde stimmt sich mit der Wettbewerbsbehörde informell ab.

Das Regulierungssystem ist in Norwegen von Periode zu Periode weiter ausgebaut worden:

- Periode 1992 bis 1996: Kostenorientierte Regulierung
- Periode 1997 bis 2001: Anreizregulierung
- Periode 2002 bis 2006: Anreizregulierung mit Qualitätszielen
- Periode 2007 bis 2011: Geplante Revision der Anreizregulierung

5.3.2.1 Periode 1992 bis 1996: Kostenorientierte Regulierung

In der ersten Phase (1992 bis 1996) wurde in Norwegen eine kostenorientierte ex-ante Regulierung (Rate-of-Return-Regulierung, RoR-Regulierung) durchgeführt.

In dieser ersten Phase konnten in kurzer Zeit beträchtliche reale Senkungen der Verteilnetztarife erreicht werden (vgl. Abbildung 5-1). Eine kostenorientierte Regulierung ist aber allgemein mit dem Problem von Ineffizienzen aufgrund mangelnder Anreize zu Kostensenkungen verbunden. Deshalb ist die RoR-Regulierung bereits in der zweiten Regulierungsperiode durch eine Anreizregulierung ersetzt worden.

5.3.2.2 Periode 1997 bis 2001: Anreizregulierung

Seit der Periode 1997 bis 2001 wird in Norwegen eine anreizorientierte ex-ante Regulierung mit Erlösobergrenzen (Revenue-Cap) durchgeführt (vgl. Grasto 1998, Kinnunen 2003). Hauptmerkmale dieser Regulierung sind

- fünfjährige Regulierungsperiode
- Anpassung in Jahresschritten
- Obergrenzen für den Erlös eines jeden Netzbetreibers

- allgemeine und individuelle Produktivitätsvorgaben
- Benchmarking mit Anwendung der Data Envelopment Analyse (DEA)

Der Gewinn ergibt sich aus der Differenz von erlaubtem Erlös und tatsächlichen Kosten, so dass insofern ein Anreiz zu Kostensenkungen besteht.

Hinsichtlich des maximalen Gewinns ist eine interne Verzinsung von maximal 15,3 % für die Periode 1997-2001 vorgegeben worden, außerdem ist eine untere Grenze von 1,3 % berücksichtigt worden (Normalrendite von 8,3% +/- 7%). Es wird eine Gewinnsteuer von 28 % eingerechnet.

Die für die Berechnung der erlaubten Anfangserlöse aus dem Betrieb des eigenen Netzes zugrundegelegten Kosten errechnen sich aus:

- Kosten für Betrieb und Wartung (Durchschnitt 1994 und 1995, inflationiert auf 1997)
- Abschreibungen (Basis 1995, inflationiert auf 1997)
- kalkulatorische Zinsen (Zinssatz von 8,3 % mal Buchwert des Kapitalbestands 1995, inflationiert auf 1997)
- Wert der Netzverluste (Durchschnitt 1994 und 1995 mal Poolterminpreis für 1997)

Daraus resultiert ein nominaler Kostenansatz für das erste Regulierungsjahr, der sich aus der Summe dieser Kostenkomponenten unter Abzug einer Produktivitätsvorgabe von 2 % ergibt. Der Zinssatz von 8,3 % enthält einen Risikozuschlag von 2 %.

Der gesamte erlaubte Erlös umfasst zusätzlich Kosten für Netzleistungen anderer Netzbetreiber. Wenn die tatsächlichen von den erlaubten Erlösen abweichen, muss die Differenz an die Kunden weitergegeben werden.

Die jährliche Anpassung der erlaubten Erlöse umfasst drei Faktoren

- die erwartete Inflationsrate,
- die Produktivitätsvorgabe und
- die Hälfte der erwarteten Mengenzunahme.

Bei der erforderlichen Produktivitätsverbesserung sind eine allgemeine und individuelle Produktivitätsraten zu unterscheiden. Die allgemeine Effizienzverbesserung beträgt 1,5 % pro Jahr; dies basiert auf Basis einer Studie aus dem Jahr 1998, in der eine jährliche Produktivitätsverbesserung der norwegischen Netzbetreiber von 1,5 bis 2% ermit-

telt wurde. Die individuelle Effizienzkomponente wird unter Anwendung einer DEA auf Basis von Input und Outputfaktoren ermittelt. Dabei werden als Inputfaktoren Personalarbeitsjahre (Mengen), Netzverluste (MWh), der monetäre Wert des Kapitalstocks (Leitungen, Kabel, Transformatoren usw.) und als Outputfaktoren Kundenzahl, verteilte Strommenge (MWh), Leitungslänge (km) und Seekabellänge (km) verwendet. Die durchschnittlich erforderliche individuelle Effizienzverbesserung betrug 1,4 % pro Jahr.

Die erwartete Mengenzunahme wird nur zur Hälfte berücksichtigt. Dadurch sollen tendenziell Größenvorteile berücksichtigt werden, die dazu führen, dass die Kosten nicht linear mit der gelieferten Menge zunehmen. Am Ende der Periode wird eine ex post-Anpassung an die tatsächliche Mengenentwicklung vorgenommen.

Die Qualität der Versorgung ist bei der Regulierung in der Periode 1997 bis 2001 noch nicht berücksichtigt worden, da sie in Norwegen als ausgezeichnet angesehen worden ist und kein ideales System zur Berücksichtigung der Qualität zur Verfügung steht (Grasto 1998, Wild, Vaterlaus 2002).

5.3.2.3 Periode 2002 bis 2006: Anreizregulierung mit Qualitätszielen

Für die Periode 2002 bis 2006 sind in Norwegen Qualitätsziele und qualitätsabhängige Erlösobergrenzen in die Netzregulierung eingeführt worden (Langset 1991).

Ein Informationssystem zur Erfassung von Stromunterbrechungen in Norwegen (FA-SIT) ist bereits Anfang der neunziger Jahren entwickelt worden. Es wird seit 1995 eingesetzt. Seit 2000 gibt es eine explizite Verpflichtung, Unterbrechungen gemäß der FA-SIT-Spezifikation an NVE zu melden: Zeitpunkt, Zeitdauer, ausgefallene Leistung, nicht gelieferte Energie (energy not supplied, ENS), Kosten der nicht gelieferten Energie (CENS), Ursachen der Unterbrechung usw. Die Auswertung dieser Daten zeigt im Ergebnis, dass es in Norwegen beträchtliche regionale Unterschiede in der durchschnittlichen Lieferzuverlässigkeit gibt.

Innerhalb der Regulierung ist in Norwegen 1991 ein CENS-System eingeführt worden, um die Anreize zur Qualitätssicherung zu bessern. Dazu sind individuelle Qualitätsziele für jeden Netzbetreiber und qualitätsabhängige Erlösobergrenzen eingeführt worden: Wenn das Qualitätsziel nicht erreicht wird, werden die erlaubten Erlöse vermindert. Wenn es überschritten wird, wird die Erlösobergrenze erhöht.

Berücksichtigt werden sowohl ungeplante Stromausfälle als auch geplante Unterbrechungen (mit einer Dauer von über 3 Minuten). Die Unterbrechungskosten errechnen sich auf der Basis geschätzter nicht gelieferter Energie (ENS) multipliziert mit den Aus-

fallkosten, die nach Kundengruppen differenziert werden. Berücksichtigt wird auch, ob die Unterbrechungen angemeldet waren oder nicht. Die ENS-Schätzungen erfolgen methodisch gemäß den FASIT-Spezifikationen. Aufgrund mangelnder detaillierterer Informationen werden dabei zwei Gruppen unterschieden, nämlich zum einen Haushalte und Landwirtschaft (3 bzw. für nicht angemeldete Unterbrechungen 4 NOK/kWh, 1 Euro = 8 NOK) und zum anderen Industrie und Gewerbe (35 bzw. 50 NOK/kWh, vgl. Langset 2001). Die erlaubten Erlöse verändern sich um die Differenz zwischen den erwarteten und den tatsächlichen Kosten nicht gelieferter Energie. Dadurch wird erreicht, dass die Kosten von Stromausfällen internalisiert werden.

Ansonsten wird ein Verfahren wie in der ersten Periode der Anreizregulierung mit aktualisierten Daten (nun auf Basis der Jahre 1996 bis 1999) durchgeführt. Die allgemeine jährliche Effizienzverbesserung beträgt 1,5 %; die individuellen Effizienzvorgaben liegen zwischen 0 und 5,2 %. Der maximale Gewinn ist von 15,3 auf 20 % erhöht worden, da die Mengeneffekte in der ersten Phase der Anreizregulierung nach Ansicht der Netzbetreiber nur unzureichend berücksichtigt wurden (Kinnunen 2003).

5.3.2.4 Periode 2007 bis 2011: Revision der Anreizregulierung

Für die nächste Regulierungsperiode 2007 bis 2011 werden derzeit in mehreren Projekten weitere Verbesserungen der Anreizregulierung in Norwegen untersucht (vgl. Bjørndal 2005). Dabei besteht das Ziel insbesondere darin, die Kostenkonzepte, die Effizienzindikatoren und die Vergleichsmethoden ggf. so zu verändern, dass die Anreize auch hinsichtlich der Investitionsplanung und der Preisgestaltung weiter verbessert werden.

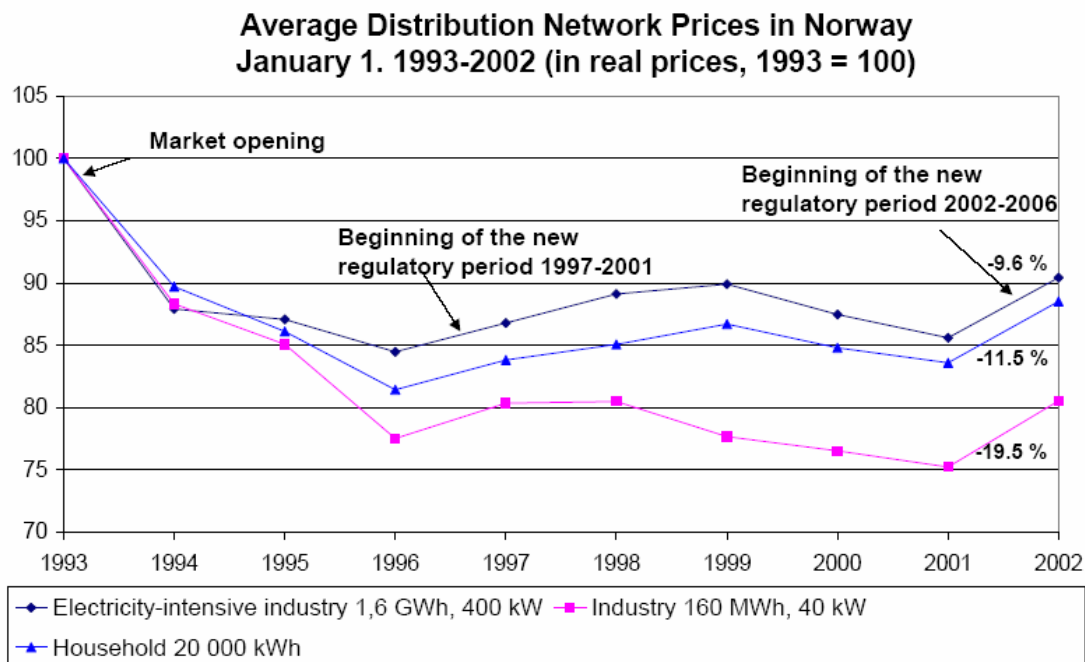
5.3.3 Erfahrungen und Bewertungen

Norwegen zählt in mancher Hinsicht zu den Vorreitern der Liberalisierung und der anreizorientierten Regulierung. Dabei sind die Regulierungsverfahren von Periode zu Periode weiterentwickelt worden.

Die bisherige Anreizregulierung in Norwegen wird von Kinnunen (2002, 2003) kritisiert, weil die Vorteile von Effizienzverbesserungen insbesondere den Unternehmen zu Gute kommen, statt den Stromverbrauchern. Die Netzbetreiber können sich innerhalb des Regulierungsrahmens wie Monopole verhalten. Eine Rendite von bis zu 20 % erscheint als relativ hoch. Außerdem sei die Anpassungsgeschwindigkeit gering, da die Erlösgrenzen für die Periode 2002 bis 2006 auf Basis der Daten von 1996 bis 1999 festgelegt wurden. In der quantitativen Effizienzanalyse der vier skandinavischen Länder schneidet Norwegen schlecht ab; im Vergleich zu den anderen Länder sind insbesonde-

re die Kapitalkosten in Norwegen relativ hoch.³² Dies kann allerdings auf regionalen Strukturunterschieden beruhen, über die keine ausreichenden Daten veröffentlicht sind. Wie Abbildung 5-1 zeigt, wurden deutliche Preissenkungen in Norwegen zu Beginn der Liberalisierung Anfang der neunziger Jahre erzielt. Nach Einführung der anreizorientierten Regulierung haben sich die Preise hingegen kaum weiter vermindert. Auch zu Beginn der neuen Regulierung unter Berücksichtigung von Qualitätszielen haben sich die durchschnittlichen Preise erhöht.

Abbildung 5-1: Entwicklung der Netznutzungspreise in Norwegen



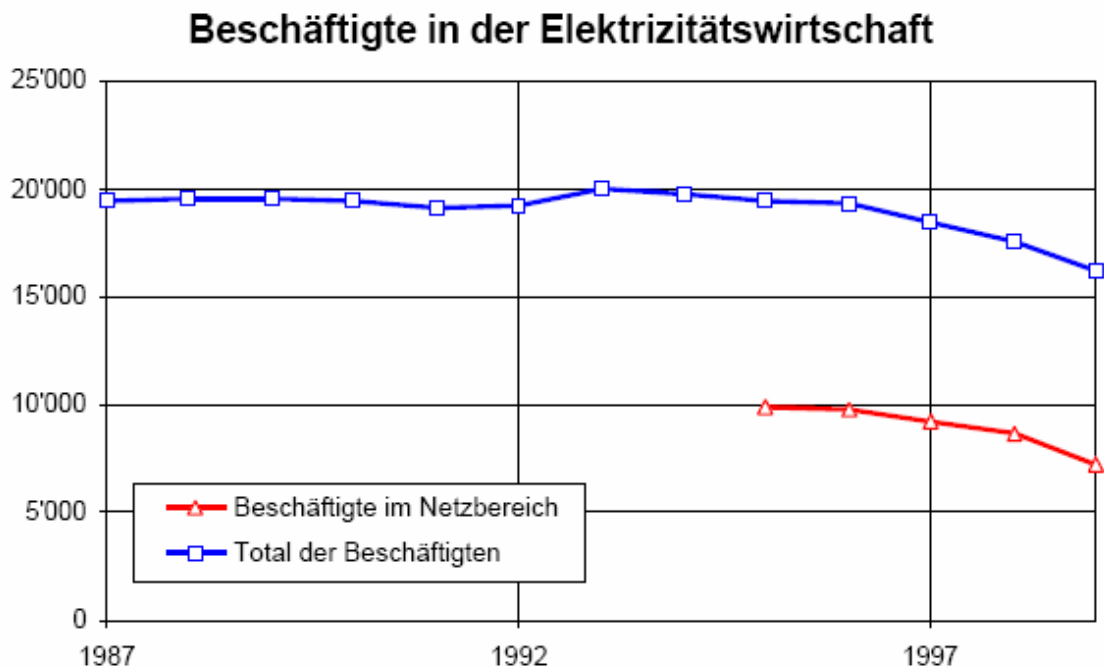
Quelle: Kinnunen(2003)

Die Öffnung und Regulierung des norwegischen Strommarktes hat sich auch auf die Branchenstruktur und die Beschäftigung ausgewirkt (vgl. Wild, Vaterlaus 2002). So haben die Zusammenschlüsse und Übernahmen ab 1996 (d.h. kurz vor Beginn der anreizorientierten Regulierung) deutlich zugenommen; allein im Jahr 1999 waren es insgesamt 40. Gleichzeitig hat die Zahl der reinen Netzgesellschaften zugenommen (von 38 in 1998 auf 49 in 2001), während sich die Zahl vertikal integrierter Unternehmen (von 188 auf 145) wie auch die Gesamtzahl der Unternehmen im Netzbetrieb (von 226 auf 194) vermindert haben. Hingegen hat die Zahl der Marktteilnehmer im Bereich Handel und Verkauf deutlich zugenommen.

³² Es ist aber zweifelhaft, ob dies auf einem Averch-Johnson-Effekt der Rate-of-Return-Regulierung in

Die Zahl der Beschäftigten im norwegischen Elektrizitätsbereich hat sich in der zweiten Hälfte der neunziger Jahre deutlich vermindert (Abbildung 5-2) Von 19.500 Personen im Jahr 1995 sank die Zahl der Beschäftigten bis 1999 um 17 % auf 16.200. Im Netzbereich hat sich die Zahl der Beschäftigten in diesem Zeitraum sogar von 9.900 um 27 % auf 7.200 vermindert. Dabei war auch eine Verschiebung von technischen zu kommerziell orientierten Stellen beim Handel und Verkauf zu beobachten. Die genannten Zahlen könnten allerdings hinsichtlich der Gesamtbeschäftigung verzerrt sein, da die Unternehmen auch Teilbereiche (z.B. im Leitungsbau oder Ingenieurwesen) ausgegliedert haben und diese Beschäftigung statistisch anders erfasst wird.

Abbildung 5-2: Entwicklung der Beschäftigung in der norwegischen Elektrizitätswirtschaft



Quelle: Wild, Vaterlaus (2002)

Wild, Vaterlaus (2002) weisen darauf hin, dass der Stellenabbau beinahe ausnahmslos ohne Entlassungen erfolgte und dass die Frage des Stellenabbaus in der Elektrizitätswirtschaft (als Folge der „Deregulierung“) in Norwegen politisch nicht diskutiert wurde.

der ersten Regulierungsperiode beruht, wie Kinnunen (2003) dies vermutet.

5.4 Österreich

5.4.1 Elektrizitätswirtschaftliche Ausgangslage

Der österreichische Stromsektor ist sehr stark durch die nach wie vor mehrheitlich im öffentlichen Besitz befindlichen Stromunternehmen geprägt. Jedes der 9 Bundesländer verfügt über ein eigenes Unternehmen, die untereinander wiederum durch gegenseitige Beteiligungen stark verflochten sind. Der VERBUND, Österreichs größter Stromerzeuger, gehört zu 51% der Republik Österreich. Die 9 Landesgesellschaften sind zu mindestens 51% in Besitz des jeweiligen Bundeslandes, einige noch zu 100%. Die vier landeshauptstädtischen Stromunternehmen sind allesamt im Besitz der jeweiligen Stadt.

Die Stromerzeugung wird dominiert durch die Wasserkraft, die durch Laufwasserkraftwerke etwa die Hälfte und durch Pumpspeicherwerke weitere 20% bereit stellt. Weitere 20% werden in Gas- und Kohlekraftwerken erzeugt. In den letzten 20 Jahren bestand stets ein leichter Exportüberschuss.

Österreich unterscheidet sieben Stromnetzebenen mit insgesamt rund 10.000 km Leitungsnetz, bestehend aus den vier Spannungsebenen

- Höchstspannungsnetz (Netzebene 1): 380 kV und 220 kV
- Hochspannungsnetz (Netzebene 3): >36 kV bis 110 kV
- Mittelspannungsnetz (Netzebene 5): 1 kV bis 36 kV
- Niederspannungsnetz (Netzebene 7): bis 1 kV

und den drei Umspannungen (Netzebenen 2, 4 und 6) zwischen diesen Spannungsebenen. Das Höchstspannungsnetz und die Umspannung zum Hochspannungsnetz werden der Transportebene zugerechnet, die anderen Netzebenen dem Verteilnetz. Durch die Anbindung an ausländische Stromnetze ist Österreich Teil des europäischen UCTE-Netzes und aufgeteilt in drei Regelzonen (Ost-Österreich, Tirol und Vorarlberg).

Aktuell gibt es in Österreich drei Betreiber für das Übertragungsnetz und 134 Verteilnetzbetreiber, deren regional unterschiedliche Tarife in der so genannten Systemnutzungstarife-Verordnung für die einzelnen Netzebenen festgelegt sind.

Das Übertragungsnetz ist fast vollständig in der Hand von Austrian Power Grid (APG), einer rechtlich selbstständigen Tochter des VERBUNDES. Die Trennung von Verteilnetzen und Vertrieb erfolgt nach Angaben der EU-Kommission gesellschaftsrechtlich (EU-Kommission, Januar 2005).

Die Anzahl der Beschäftigten in der Österreichischen Elektrizitätswirtschaft sank zwischen 1994 und 2001 um über 30% auf etwa 20.000 (Haas 2002, S.129).

5.4.2 Historie und Rahmenbedingungen der Regulierung

Die Energiemarktliberalisierung in Österreich ist durch das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (EIWOG) insbesondere in der novellierten Form vom Juli 2000 mit den wesentlichen Elementen eines regulierten Netzzugangs und einer vollständigen Marktöffnung für alle Verbrauchergruppen auf den Weg gebracht worden.³³

Grundlegend für die Ausgestaltung der Energiemarktregulierung ist neben dem EIWOG das Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitäts- und Erdgasbereich (Energie-Regulierungsbehördengesetz/ERBG) vom 1. Dezember 2000, das zugleich Artikel 8 des Energieliberalisierungsgesetzes ist. In ihm enthalten sind Verfassungsbestimmungen, die als Ergänzung der bestehenden Verfassung zu interpretieren sind.³⁴ Es musste daher mit 2/3-Mehrheit im Parlament verabschiedet werden. Zudem mussten die Landeshauptmänner das Gesetz gegenzeichnen, da Länderkompetenzen berührt waren.

Zum 1. Oktober 2001 wurde eine Strommarktregulierung eingeführt. Zur Vorbereitung und zur Wahrung der – hoheitlichen - Regulierungsaufgaben im Bereich der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft wurde bereits zum 1. März 2001 eine privatrechtliche Gesellschaft mit beschränkter Haftung gegründet („beliehene GmbH“). Der Sitz der Gesellschaft ist Wien. Die Gesellschaft ist nicht gewinnorientiert. Sie führt die Firma "Energie-Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung" (Energie-Control GmbH/ECG). Ihre Anteile sind zu 100% dem Bund vorbehalten (www.e-control.at).

Die ECG besteht neben der Geschäftsführung aus sechs Fachabteilungen: Volkswirtschaft, Betriebswirtschaft, Technik, Recht, Gas und Verwaltung. Aktuell hat die ECG ca. 65 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, die als solche nicht öffentliche Bedienstete sind.

³³ Die vorerst letzte Novellierung erfolgte zum 9. Juni 2005 mit ergänzenden Regelungen zu einem Bilanzgruppenkoordinator.

³⁴ In Österreich gibt es im Unterschied zu Deutschland keine zusammenhängende Verfassung, sie setzt sich vielmehr als zahlreichen Verfassungsbestimmungen in den unterschiedlichen Gesetzen zusammen.

Der Aufsichtsrat besteht aus jeweils einem Vertreter des BMWA und des Bundesministeriums für Finanzen (BMF), dem Leiter der Bundeswettbewerbsbehörde (Vorsitzender) sowie einem Gewerkschaftsvertreter.

Die zum 1. Juni 2001 konstituierte E-Control Kommission (ECK) ist eine weisungsfreie „Kollegialbehörde mit richterlichem Einschlag“. Sie ist bei der ECG angesiedelt, die auch ihre Geschäftsführung besorgt. Im Rahmen ihrer Tätigkeit für die ECK ist das Personal der E-Control GmbH an die Weisungen des Vorsitzenden oder des in der Geschäftsordnung bezeichneten Mitgliedes der ECK gebunden. Die mit der Tätigkeit der ECK verbundenen Aufwendungen sind von der ECG zu tragen. Die ECK besteht aus drei nebenberuflichen Mitgliedern, die durch die Bundesregierung für einen Zeitraum von fünf Jahren ernannt werden. Ein Mitglied hat dem Richterstand anzugehören; dieses führt auch den Vorsitz. Entscheidungen sind einstimmig zu fällen. Die Mitglieder der ECK sind bei der Ausübung ihres Amtes ausdrücklich an keine Weisung gebunden.

Die Finanzierung der Regulierungsbehörden ist durch eine Verordnung des BMWA geregelt (Finanzierungsverordnung). Die ECG wird dadurch ermächtigt, zur Finanzierung ihrer Aufgaben von den Übertragungsnetzbetreibern, die auch Regelzonenführer sind, ein Entgelt in festgelegter Höhe zu erheben. Im Jahr 2005 betrug dieses Entgelt insgesamt rund 10,6 Mio. Euro; für das Jahr 2006 wurde ebenfalls ein Budget von rund 10 Mio. Euro veranschlagt. Das entspricht etwa 1 € pro Haushalt und Jahr.

Die ECG nimmt faktisch die Wettbewerbsaufsicht im Energiemarkt wahr, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung der Marktteilnehmer durch Monopolisten. Die erst zum 1. Juli 2002 gegründete Bundeswettbewerbsbehörde überlässt ihr dieses Feld klassischer Missbrauchsaufsicht und konzentriert sich aktuell stärker auf die Beobachtung der Marktstruktur und die damit verbundenen Eingriffe.

Grundsätzlich können in Österreich bislang folgende beiden Regulierungsphasen unterschieden werden:

1. Phase: 1. Juni 2001 – Ende 2002: Aufbauphase der Institution und Konstituierung von Marktregeln

Diese erste Phase war geprägt vom institutionellen Aufbau und der Organisation der Regulierungsbehörde sowie von der Umsetzung unterschiedlicher Marktregeln (z.B. für den Ausgleichsenergiemarkt, das Messwesen, den Versorgerwechsel etc.). Darüber hinaus fand die Positionierung von e-control als Streitschlichtungsinstanz statt, und die konzeptionellen Überlegungen zur Festlegung der Kalkulationsschemata für die Berechnung der Netzentgelte wurden vorangetrieben.

2. Phase: Anfang 2003 – Ende 2005: Inhaltliche Formierung der Netzregulierung

In dieser zweiten Phase wurden die inhaltlichen Fundamente für eine moderne Netzentgeltregulierung gelegt und weiter entwickelt.

Zum 1. Oktober 2003 wurde die erste Systemnutzungstarife-Verordnung verabschiedet, die Ermittlungsvorschriften für sechs verschiedene Entgeltgruppen enthielt, darunter auch die Netznutzungsentgelte. Darüber hinaus wurde der Versuch unternommen, ein System der Anreizregulierung im Einvernehmen mit den Netzbetreibern zu entwickeln, das dazu beitragen sollte, die vorhandenen Effizienzpotenziale zu erschließen. Dieser Versuch wurde mit Verabschiedung der Systemnutzungstarife-Verordnung, die einige wenige Elemente aus der Diskussion übernommen hatte, zunächst auf Eis gelegt.

Stattdessen fanden in dieser Phase umfangreiche Kostenüberprüfungen bei den Netzbetreibern statt, die zu insgesamt drei Entgeltanpassungen nach unten führten (Rodgar-*kia-Dara* 2005).

Die Netznutzungsentgelte haben sich dabei wie folgt entwickelt:

→ Tarifierpassungen pro Netzbereich

Tabelle 3

Tarifierpassung pro Netzbereich	SNT-VO 30.09.2001–01.01.2003		SNT-VO 01.01.2003–01.11.2003 / 01.01.2004		SNT-VO 01.01.2004–01.06.2005		SNT-VO 01.06.2005–01.01.2006		Gesamt (Mengenbasis 2003)	
	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %
Burgenland	-14,59	-15,6 %	-3,89	-5,5 %	-12,52	-18,9 %	-2,36	-4,4 %	-28,7	-35,8 %
Kärnten	0,00	0,0 %	0,14	0,1 %	-15,60	-12,8 %	-1,36	-1,3 %	-16,8	-13,8 %
Klagenfurt	0,51	2,5 %	-1,38	-6,4 %	-2,46	-11,5 %	-0,40	-2,1 %	-3,8	-17,1 %
Niederösterreich	-10,77	-4,1 %	-14,21	-5,6 %	-20,13	-8,1 %	-5,61	-2,5 %	-51,6	-18,8 %
Oberösterreich	-12,41	-5,3 %	-9,35	-4,3 %	-23,63	-10,7 %	-3,89	-2,0 %	-49,6	-20,4 %
Linz	-4,24	-5,1 %	-2,70	-3,1 %	-11,01	-12,6 %	-2,41	-3,2 %	-22,3	-23,2 %
Salzburg	-40,61	-20,0 %	-8,42	-6,0 %	-15,15	-10,9 %	-5,91	-4,8 %	-53,7	-31,3 %
Steiermark	-38,99	-15,1 %	-9,90	-3,4 %	-40,45	-14,2 %	-10,00	-4,1 %	-108,5	-31,7 %
Graz	-6,03	-12,9 %	-3,36	-8,0 %	-4,79	-12,2 %	-1,58	-4,6 %	-16,8	-33,8 %
Tirol	-3,58	-2,4 %	-8,07	-5,4 %	-11,72	-7,8 %	-8,52	-6,2 %	-32,6	-20,1 %
Innsbruck	-0,18	-0,6 %	-1,28	-4,3 %	-2,13	-7,3 %	-1,03	-3,9 %	-4,5	-14,9 %
Vorarlberg	-1,78	-2,2 %	-0,63	-0,8 %	-6,89	-9,0 %	-1,04	-1,5 %	-10,2	-13,0 %
Wien	-26,88	-7,7 %	-16,13	-4,7 %	-29,20	-8,9 %	-5,01	-1,7 %	-79,1	-21,3 %
Kleinwalsertal	0,00	0,0 %	-0,03	-1,5 %	-0,10	-4,9 %	0,02	1,1 %	-0,1	-5,2 %
Gesamt Österreich	-159,60	-8,0 %	-79,20	-4,3 %	-195,80	-10,8 %	-49,10	-3,0 %	-478,4	-23,4 %

Quelle: E-Control

Quelle: E-Control 2006, S.51

Parallel zu dieser einfachen „Cost-Plus“-Regulierung verbreiterte e-control das Wissen zu einzelnen Elementen der Anreizregulierung mit dem Ergebnis, dass die Systemnutzungstarife-Verordnung am Ende dieser Phase umfassend novelliert und um ein System

der Anreizregulierung erweitert wurde. Dieses System trat zum 1. Januar 2006 in Kraft. Es wird nunmehr auch von den Netzbetreibern unterstützt, die befürchteten, dass weitere rigide Kostenprüfungen zu weiteren Entgeltsenkungen führen würden und damit die Realisierung der vorhandenen Rationalisierungspotenziale ausschließlich den Verbrauchern zugute kämen.

5.4.3 Aktueller Ansatz der Netzregulierung

Faktisch handelt es sich bei der neu eingeführten Anreizregulierung um eine ex ante-Preisobergrenzenregulierung (Price Cap-Regulation), wobei sich die Ausgangsentgelte („Startwerte“) auf der Grundlage von Kosten- und Mengenprognosen errechneten. Allerdings wurden als Ausgangskosten lediglich die bislang anerkannten Kosten genommen,³⁵ es wurde also keine Kostenprognose durchgeführt. Ebenso wurden die Ausgangsmengen aus 2004 übernommen, ohne eine weitere Prognose durchzuführen.

Neu ist die automatische jährliche Anpassung der Kosten nach unten innerhalb der Regulierungsperiode. Diese Kostenanpassung besteht aus zwei Elementen:

- einem pauschalen Produktivitätsabschlag in Höhe von 1,95 % für alle Netzbetreiber („Frontier Shift“)
- einem individuellen Abschlag wg. nachgewiesener Ineffizienz von maximal 3,5%; der individuelle Abschlag verläuft linear zwischen dem effizientesten Unternehmen (100% Effizienz) mit einem Abschlag von 0% und dem ineffizientesten (rund 75% Effizienz) mit einem 3,5%igen Abschlag.

Die folgende Abbildung verdeutlicht noch einmal den Zusammenhang zwischen der Kostenanpassung und dem ermittelten Effizienzwert.

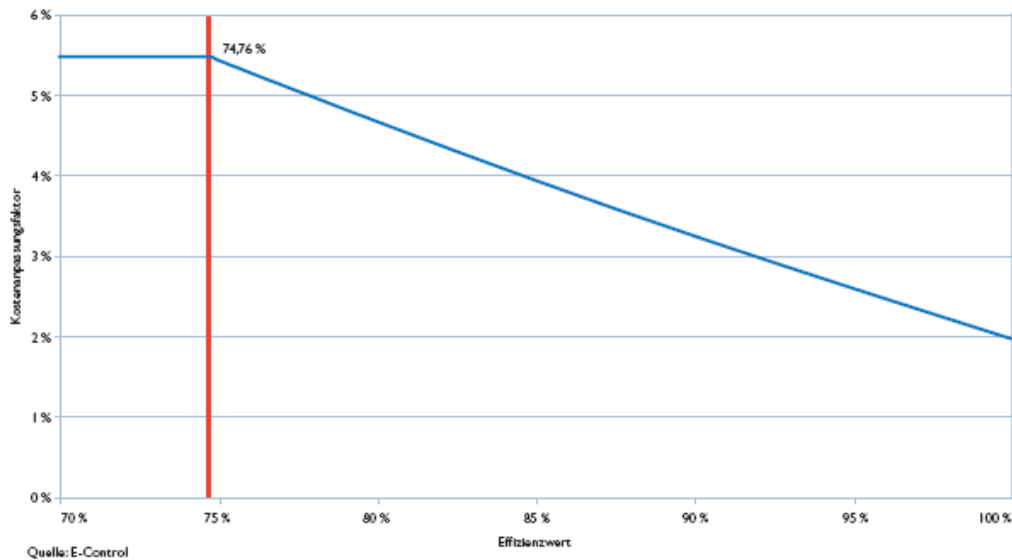
Die Ermittlung der individuellen Effizienz der Netzbetreiber wurde mit Hilfe eines Benchmarking-Verfahrens durchgeführt, bei dem die Data Envelopment Analysis (DEA) mit der Modified Ordinary Least Squares (MOLS) Methode kombiniert wurde. Für diese Analyse wurden allerdings nur die 20 größten Unternehmen herangezogen, die kleineren Netzbetreiber müssen sich in ihrer jeweiligen Region mit ihren Netznutzungsentgelten an den Großen orientieren. Es werden mithin keine Effizienzklassen gebildet.

Für die Heranführung der ineffizientesten Netzbetreiber an die Effizienzgrenze (100% Effizienz) sind zwei Regulierungsperioden vorgesehen.

Zur Berücksichtigung der Inflation wird ein spezieller Netzbetreiberpreisindex ermittelt, der sich zu 40% aus einem Tariflohnindex, zu 30% aus einem Baupreisindex und zu 30% aus einem Verbraucherpreisindex zusammensetzt.

Produktivitätsabschlag und Netzbetreiberpreisindex werden multiplikativ verknüpft und bilden damit den Faktor für den Kostenpfad innerhalb der Regulierungsperiode.

→ **Linearer Zusammenhang zwischen Kostenanpassungsfaktor & Effizienzwert** Abbildung 3



Quelle: e-control 2006, S. 30

Für die Finanzierungskosten wird über die gesamte Regulierungsperiode ein einheitlicher Zinssatz von 6,04% angesetzt, der als gewogener Kapitalkostenansatz (WACC) auf der Grundlage eines risikolosen Zinssatzes in Höhe von 4% errechnet wurde.

Die Mengensteigerung gegenüber den Istmengen aus 2004 wird nur zu 50% für erlaubte Kostensteigerungen in der Regulierungsformel in Anschlag gebracht, der Mengen-Kosten-Faktor ist demnach 0,5.

Eine flankierende Qualitätsregulierung soll erst in der zweiten Regulierungsperiode in Form eines Bonus-/Malus-Systems eingeführt werden; bis dahin gibt es lediglich freiwillige Veröffentlichungen von Qualitätsindikatoren.

³⁵ Die anerkannten Kosten des Jahres 2003 wurden um einen Abschlag von 4% nach unten korrigiert.

Die erste Regulierungsperiode dauert bis zum 31.12.2009, umfasst also vier Jahre. Die zweite Periode wurde ebenfalls bereits auf vier Jahre festgelegt, dauert demnach bis Ende 2013.

5.4.4 Bewertung

Insgesamt hat das nun eingeführte System der Netzregulierung in Österreich sowohl Kompromisscharakter zwischen Netzbetreibern und Verbrauchern als auch zwischen Komplexität und Pragmatismus:

Regelungen pro Netzbetreiber:

- Produktivitätsvorgabe durch Frontier Shift für alle Netzbetreiber in Höhe von 1,95% pro Jahr ist relativ moderat
- relativ hoher Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 9,93% (vor Steuern)
- Zeitraum von zwei Regulierungsperioden zur Heranführung der ineffizienten Netzbetreiber an den gewünschten Effizienzstandard ist großzügig
- Länge der ersten Regulierungsperiode mit 4 Jahren könnte zu hohen Zusatzgewinnen führen, die sich dann nicht abschöpfen lassen

Regelungen pro Verbraucher:

- Berechnung eines speziellen Netzbetreiberindex, der die Inflationssituation im Netzbereich besser widerspiegelt als der allgemeine Verbraucherpreisindex
- individueller Effizienzabschlag bei allen ineffizienten Netzbetreibern
- Deckelung des Eigenkapitals bei 40%, Ansatz von 15% unverzinslichem Fremdkapital

Komplexe Regelungen:

- Durchführung einer DEA und eines MOLS-Verfahrens für alle großen Netzbetreiber zur Bestimmung ihrer Effizienz; Ergänzung der Analyse durch Überprüfung mit Modellnetzverfahren
- Ermittlung eines eigenen Netzbetreiberpreisindex als gewichteter Wert dreier unterschiedlicher Indizes

Vereinfachte Regelungen:

- Prüfung nur der 20 größten Netzbetreiber auf Effizienz, „Erstreckung“ für die kleinen Netzbetreiber
- keine expliziten Mengen- und Kostenprognosen, sondern Verwendung von Ausgangswerten
- Abmilderung des Mengenmaximierungsproblems durch Mengen-Kosten-Faktor von – gebriffenen - 0,5
- Qualitätsregulierung auf freiwilliger Basis

Für Deutschland hat das österreichische Anreizregulierungssystem Pilotcharakter und Vorbildfunktion, und man wird sicher nicht hinter die Diskussion zurückfallen können, die hier geführt wurde.

5.5 New South Wales (Australien)

New South Wales (NSW) ist einer von 8 Bundesstaaten in Australien. Geographisch angesiedelt im Südosten Australiens leben hier auf 10% der Gesamtfläche rund ein Drittel aller Australier. Die Hauptstadt und mit Abstand größte Stadt in NSW ist Sydney.

5.5.1 Elektrizitätswirtschaftliche Ausgangslage

Sowohl die größeren Stromerzeuger als auch der Transportnetz- und die Verteilnetzbetreiber befinden sich in NSW in öffentlicher Hand. Dominiert wird die Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke mit einem Anteil von über 90%, den Rest steuern die Wasserkraft und zu sehr geringen Teilen Gas-, Öl- und Windkraftwerke bei.

Das Transportnetz (≥ 132 kV) gehört der staatlichen TransGrid und wird von ihr betrieben. Es umfasst rund 11.500 km Leitungsnetz. Die Regulierung der Netzentgelte unterliegt der nationalen Australischen Wettbewerbsbehörde (Australian Competition and Consumer Commission).

Die Verteilnetze mit einer Gesamtlänge von rund 265.000 km, davon 25.000 km Kabel, werden von vier öffentlichen Unternehmen betrieben: EnergyAustralia, Integral Energy, Country Energy und Australian Inland. Alle vier VNB haben auch Vertriebsunternehmen, die jedoch organisatorisch vom Netz getrennt sind. Darüber hinaus gibt es 23 private Stromvertriebsunternehmen in NSW. Sowohl die Netzentgelte als auch die Endkundenpreise der vier VNB werden von dem Independent Pricing and Regulatory Tribunal New South Wales (IPART) reguliert (www.ipart.nsw.gov.au).

IPART wurde 1992 durch den *Independent Pricing and Regulatory Tribunal Act* als neutrale Regulierungsinstanz in NSW etabliert. Ihre ursprüngliche Aufgabe, Höchstpreise für Monopoldienste von staatlichen Versorgungsunternehmen und für andere Monopolangebote festzulegen, wurde durch die Liberalisierung der Energiemärkte stark erweitert. Ihre Entscheidungen können grundsätzlich nicht von der Regierung verändert werden, und ihre Finanzierung wird durch Gebühren sichergestellt. Das Tribunal setzt sich aus jeweils drei Mitgliedern ohne zeitlich befristete und drei Mitgliedern mit zeitlich befristeter Mitgliedschaft zusammen; alle Mitglieder werden vom NSW-Regierungschef ernannt. Es kann sich bei der Ausübung seiner Tätigkeiten externer Sachverständiger bedienen.

Die Gesamterlöse des Stromsektors in NSW betragen zum Ende des letzten Jahrzehnts rund 4,3 Mrd. US\$; Netze haben daran einen Anteil von rund 40%.

5.5.2 Historie und Rahmenbedingungen der Regulierung

Der Prozess der Strommarktliberalisierung begann in NSW im Jahr 1995 mit der Verabschiedung des *Electricity Supply Acts*. In einem ersten Schritt wurde der Markt zum 1. Oktober 1996 für alle Kunden mit mehr als 40 GWh Stromabnahme geöffnet, dem folgten in den folgenden Jahren 6 weitere Schritte. Seit dem 1. Januar 2002 ist der Markt für alle Kunden geöffnet.

Im Jahr 1997 wurde die *Electricity Supply Regulation* verabschiedet, die insbesondere ein Regulierungsregime für die VNB vorschrieb. Dieses Regime sah einen ergebnis-/leistungsorientierten Regulierungsansatz vor (performance based regulation), der großen Wert auf Versorgungssicherheit und -qualität legte.

Mit Verabschiedung und Inkrafttreten des *National Electricity Codes* im Dezember 1998 wurden die Anforderungen an die Netzregulierung weiter konkretisiert, und IPART begann einen intensiven Prozess der Meinungsbildung zur Netzregulierung, der in vielfältiger Weise durch ausländische – insbesondere amerikanische - Wissenschaftler begleitet wurde. Dieser Prozess mündete in einen sehr differenzierten Regulierungsansatz für eine erste Regulierungsperiode, die vom 1. Februar 2000 bis zum 30. Juni 2004 rund viereinhalb Jahre umfasste.

Die wesentlichen Elemente dieses Regulierungsansatzes können wie folgt zusammengefasst werden:

- Als Anpassungsformel wurde ein Revenue Cap-Ansatz gewählt, der eine Gewinndeckelung enthält („glide path“), um im Fall hoher Kosteneinsparungen die Kunden daran teilhaben zu lassen.

- Der kalkulatorische Zinssatz zur Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens (regulatory asset base/RAB) wurde als realer Zins vor Steuern mit 7,5% festgelegt.
- Um eine möglicherweise zu hohe Preisvolatilität beim Revenue Cap-Ansatz zu unterbinden und zudem Preissenkungen bei Industriekunden zu ermöglichen, wurde für Haushaltskunden eine maximale Preissteigerung pro Jahr von 2% plus Inflationsrate erlaubt.
- Für die laufenden Betriebskosten (operating expenses OPEX) wurden Effizienzvorgaben für die gesamte Regulierungsperiode zwischen 5 und 15%, differenziert nach den einzelnen VNB, gemacht.
- Zur Bestimmung der Kapitalkosten für den Zeitraum der Regulierungsperiode wurde eine eigene Prognose für die Investitionen zugrunde gelegt.
- Nach den Vorschriften des National Electricity Codes waren Abweichungen zwischen genehmigten und tatsächlichen Erlösen zu ermitteln und jährlich bei den Entgelten zu berücksichtigen.
- Im Hinblick auf eine begleitende Qualitätsregulierung wurde zunächst keine Einigung erzielt, und es wurden keine Anreizmechanismen integriert.
- Für „Monopoldienstleistungen“ (monopoly services) wurden separate Entgelte festgelegt. Diese umfassten neben dem Mess- und Zählerwesen beispielsweise auch den Netzzugang oder die Trennung vom Netz.

Insgesamt wurden die Netzentgelte in dieser Periode über alle VNB um durchschnittlich 16 % gesenkt, in den letzten sieben Jahren um rund 24 %.

5.5.3 Aktueller Ansatz der Netzregulierung

Zum 1. Juli 2004 beschloss IPART den Netzregulierungsansatz für die neue Regulierungsperiode, die bis zum 30. Juni 2009 andauert und damit einen 5-Jahres-Zyklus begründet.

Gegenüber dem Ansatz der abgelaufenen Periode ergab sich eine Reihe von Änderungen, die Gegenstand intensiver Diskussionen mit den Netzbetreibern, den Netznutzern, den Interessenverbänden sowie der Wissenschaft gewesen waren.³⁶

Im Einzelnen handelt es sich um folgende Änderungen:

- Als Anpassungsformel wurde eine gewichtete durchschnittliche Preisobergrenzenfestlegung gewählt (weighted average price cap). Diese Festlegung bezieht sich auf sämtliche Entgelte, die die VNB erheben können (Netzentgelte, Mess- und Zählergebühren, sonstige Gebühren und Entgelte).
- Um die kleinen und mittleren Kunden vor zu starken Preiserhöhungen zu schützen, die sich theoretisch durch interne Verschiebungen der Entgelte ergeben könnten, wurden für sie Erhöhungsobergrenzen festgelegt. Diese betragen im ersten Jahr 7% plus Inflationsrate, in den folgenden Jahren 4,5% plus Inflationsrate.
- Einführung von Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität:
 - a) Verpflichtung der VNB, Kennziffern zur Netzzuverlässigkeit, Versorgungsqualität und Servicequalität zu ermitteln und zu veröffentlichen; IPART verspricht sich davon einen Anreiz seitens der VNB, negative Publicity zu vermeiden.
 - b) die Einführung eines S-Faktors „auf dem Papier“, um monetäre Anreize bei einer Einhaltung bzw. Übererfüllung von vorgegebenen Qualitätsstandards zu ermitteln, aber noch nicht wirklich zur Auszahlung gelangen zu lassen. Konkrete monetäre Anreize sind erst für das Jahr 2006 geplant.
 - c) Vorschriften für Minimum-Standards im Hinblick auf die unterschiedlichen Qualitätsdimensionen, die vom nationalen Energieministerium zu erlassen sind.
- Systematische Berücksichtigung von Nachfragemanagement (Demand Management) als Möglichkeit, Netzlast und Netzausbaunotwendigkeiten zu beeinflussen, durch Aufnahme eines D-Faktors in die Anpassungsformel. Dieser D-Faktor kann enthalten

³⁶ S. dazu eine umfangreiche Liste an „consultation documents“ in IPART 2004, S.6/8.

- a) die Erstattung der Kosten, die mit nicht-tarifären DM-Maßnahmen verbunden sind, bis zur Höhe der erwarteten vermiedenen Netzkosten
- b) die Erstattung von mit DM-Maßnahmen verbundenen „entgangenen Erlöse“, die vor allem bei Effizienzmaßnahmen entstehen
- c) die Erstattung der Kosten von tarifären DM-Maßnahmen wie z.B. unterbrechbare Verträge, Zahlungen bei Abschaltungen etc.

Insgesamt werden durch diese Festlegungen die Netzentgelte pro Jahr um 2,7% ansteigen. Der Hauptgrund dafür liegt in den zusätzlichen Investitionserfordernissen, die sich durch eine Zunahme des Verbrauchs und damit verbunden der Spitzenlast um über 30% in den letzten sieben Jahren ergeben haben.

5.5.4 Erfahrungen und Bewertungen

Das Regulierungsverfahren in NSW ist weltweit zur Zeit eines der profiliertesten und ausgereiftesten und bietet viele Anregungen auch für die bundesdeutsche Diskussion. Einen Überblick über das Spektrum der Ansatzpunkte, die im Rahmen des letzten Preisüberprüfungsverfahrens (distribution price control) bis zum Sommer 2004 intensiv diskutiert wurden, gibt noch einmal Tabelle 5-2.

Über die umfassende inhaltliche Beschäftigung mit den vielfältigen Festlegungen beim Anreizregulierungsverfahren hinaus ist auch die breite Einbeziehung der betroffenen Akteure und der Fachöffentlichkeit in das Verfahren als vorbildlich zu charakterisieren.

Neuland betreten wurde mit der Einbeziehung des D-Faktors für die Berücksichtigung nachfrageseitiger Maßnahmen in der Regulierungsformel sowie mit dem Austesten eines S-Faktors, der Anreize für die kurz- und langfristige Versorgungsqualität geben soll.

Tabelle 5-2 Wesentliche Regulierungsaspekte beim Distribution Price Control in New South Wales im Juni 2004

Hauptaspekt	Unteraspekte
Überprüfung des Kostenblocks und seine Fortschreibung	
	Festlegung effizienter Betriebsausgaben einschließlich Prognose (OPEX)
	Festlegung effizienter Kapitalausgaben einschließlich Prognose (CAPEX)
	Festlegung einer angemessenen kalkulatorischen Verzinsung
	Festlegung der angemessenen Abschreibungen
	Einbeziehung einer periodenübergreifenden Saldierung (account balances)
Ausgestaltung der Regulierungsformel	
	Grundform der Formel
	Bestimmung des Verbraucherpreisindex
	Bestimmung eines X-Faktors für erlaubte Preisabweichungen
	Einbeziehung von Anreizen für Demand Management
	Einbeziehung von Anreizen für Servicequalität
	Berücksichtigung von „durchzureichenden“ Kosten (cost pass through)
Preisbildungsaspekte	
	Mengenvorhersagen
	Festlegung von Obergrenzen für Preiserhöhungen bei Haushalten
	Preisbildungsprinzipien
Sonstige	
	Länge der Regulierungsperiode
	vermiedene Netznutzungsentgelte
	weitere Entgelte für Monopoldienste
	Transparenz

5.6 Zusammenfassende Bewertung der internationalen Erfahrungen

Wie am Beispiel der vier vorgestellten Länder deutlich geworden sein dürfte, unterliegt die Netzentgeltregulierung in Form der Anreizregulierung einem Entwicklungsprozess, der im Laufe der Zeit und im Lichte der gemachten Erfahrungen an Komplexität zunimmt. Grundlegend dafür sind die definierten Regulierungszyklen, nach deren Ablauf regelmäßig ein Anlass für eine sorgfältige Analyse der bestehenden Regelungen und ihre gezielte Weiterentwicklung besteht.

Ein fünfjähriger Zyklus scheint bei einem eingespielten Regulierungsregime ein sinnvoller Zeitraum zu sein, in der Anfangsphase ist ein kürzerer Zyklus zu empfehlen.

Ein sorgfältiges Effizienz-Benchmarking aller Netzbetreiber ist vor allem in der Anfangsphase der Schlüssel für gezielte Effizienzreize. Dabei werden meist mehrdimensionale Benchmarking-Verfahren wie die Data Envelopment Analysis (DEA) oder ökonomische Verfahren (COLS, SFA) verwendet, die auf die unterschiedlichen Kostentreiber im Netz abstellen.

An einigen wenigen Stellschrauben – dem allgemeinen X-Faktor, dem aus dem Effizienzvergleich abgeleiteten X-Faktor, dem Zeitraum für die Erfüllung der Effizienzvorgaben – entscheidet sich die Verteilung der (angestrebten) Rationalisierungsgewinne zwischen den Netzbetreibern und den Netznutzern/Verbrauchern. Je transparenter die Regulierung angelegt ist und je stärker die Öffentlichkeit involviert wird, desto eher kommen beide Interessen zu ihrem Recht.

Der ausdrücklich gewünschte Rationalisierungsanreiz im Regulierungsverfahren führt unvermeidlich zu einem Beschäftigungsrückgang im Netzbereich. Dieser Rückgang ist begrenzt zum einen durch die jeweiligen Anforderungen bei den Netzbetreiberlizenzen, zum anderen durch die explizite Vorgabe von einzuhaltenden Qualitätsstandards („Qualitätsregulierung“).

Die Flankierung der Anreiz- durch eine mehrdimensionale Qualitätsregulierung sollte bereits in der Anfangsphase begonnen werden, allerdings gebietet die Komplexität des Themas hier ein behutsames und vereinfachtes Vorgehen.

Weitere Anreicherungen, die energiepolitischen Zielsetzungen geschuldet sein können (z.B. stärkere Dezentralisierung des Systems, Förderung der Energieeffizienz/Demand Management etc.), lassen sich grundsätzlich in das Regulierungsregime integrieren; wichtig ist es, die entsprechenden Gestaltungsfenster zu identifizieren und sie nicht durch konterkarierende Regelungen zu verschließen.

6 Erwünschte und unerwünschte Anreizwirkungen einer künftigen deutschen Netzentgeltregulierung aus volkswirtschaftlicher Sicht

Mit jedem Verfahren der Festlegung von Netznutzungsentgelten sind monetäre Anreize verbunden. Wenn man wie in Deutschland die Chance hat, dieses Verfahren von Grund auf neu zu gestalten, ist es sicherlich hilfreich, sich zunächst einmal grundsätzlich über erwünschte und unerwünschte Anreize Gedanken zu machen.

Das künftige Verfahren sollte zumindest folgende Anreize für die Netzbetreiber enthalten:

1. Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten
2. Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität
3. Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern (Endkunden, Anlagenbetreiber, Drittversorger)
4. Neutralisierung des Mengenanreizes
5. Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten („Systemoptimierung“)

Bei der konkreten Ausgestaltung der Anreize wird man stets eine Mischung aus Belohnungen für überdurchschnittliche Leistungen und Sanktionen für unterdurchschnittliche Leistungen oder Nichtbefolgung verfolgen müssen.

6.1 Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten

Die bisherigen Verfahren zur Festlegung der Netznutzungsentgelte gaben nur unzureichende Anreize zur Effizienzsteigerung und damit verbunden zur Kosteneinsparung bei den Netzbetreibern. Ziel jeglicher Art von „Anreizregulierung“ ist es daher, vorhandene Rationalisierungspotenziale zu erschließen und dadurch Kostensenkungen zu erreichen.

Im Verteilnetzbereich sind hier folgenden vier Kostenkomponenten zu unterscheiden:

- (laufende) Betriebskosten
- Abschreibungen und Kapitalkosten
- Kosten vorgelagerter Netze
- staatlich auferlegte Kosten

Kurzfristig beeinflussbar sind lediglich die laufenden Betriebskosten, mittel- und langfristig beeinflussbar sind die Investitionen und damit verbunden die Abschreibungen

und Kapitalkosten. Keinen Einfluss haben die Netzbetreiber auf die Kosten der vorgelagerten Netze und auf die staatlich auferlegten Kosten, so dass diese beiden Kostenblöcke nicht von einer Anreizregulierung zu adressieren sind.

Eine Effizienzsteigerung beim Investitionsverhalten beinhaltet folgende Aspekte:

- Vermeidung „unnötiger“ Investitionen
- Kostengünstigkeit der durchgeführten Investitionen (Komponenten, Finanzierung, Synergien, ...)
- Qualitätssteigerung bei gleichen Kosten

6.2 Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität

Eines der wesentlichen Spannungsfelder der Netzentgeltregulierung liegt zwischen dem Anreiz zur Effizienzsteigerung auf der einen Seite und der Gefahr einer Verschlechterung der Versorgungsqualität auf der anderen Seite. Daher ist jede Art der Anreizregulierung zur Vermeidung dieses unerwünschten Anreizes gezwungen, die Einhaltung eines zu definierenden Standards an Versorgungsqualität zu kontrollieren und Verstöße zu sanktionieren bzw. Übererfüllungen zu belohnen.

International orientiert sich eine solche Qualitätsregulierung an der Überprüfung von Kennziffern wie (vgl. Ajodhia et. al., 2005)

- mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden
- mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden
- mittlere Unterbrechungsdauer eines unterbrochenen Kunden.

Je stärker die Erlöse der Netzbetreiber durch die Qualitätsregulierung beeinflusst werden, desto größer werden ihre Anstrengungen sein, die Qualitätsvorgaben einzuhalten bzw. zu übertreffen.

6.3 Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern

Ähnlich wie zuvor beschrieben sind auch im Bereich der Servicequalität für die Netzbetreiber Standards zu definieren, die nicht unterschritten werden dürfen. Mögliche Kennziffern sind hier

- Zeitraum bis zur Beseitigung von Störungen
- Reaktionszeit auf Beschwerden

- Zeitraum, in dem ein beantragter Netzanschluss realisiert wird

6.4 Neutralisierung des Mengenanreizes

Es sollte grundsätzlich nicht Aufgabe eines neutralen Verteilnetzbetreibers sein, die Menge des durch sein Netz durchgeleiteten Stroms beeinflussen zu wollen.³⁷

In den meisten möglichen Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte hat der Netzbetreiber jedoch einen Anreiz, die Menge der durchgeleiteten kWh zu maximieren bzw. die ursprüngliche Mengenprognose zumindest nicht zu unterschreiten. Der Anreiz wird noch gesteigert, wenn der Netzbetreiber weiterhin mit der Vertriebsstufe verflochten ist. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass sich die Mengenanreize immer komplementär für Netzbetreiber und Netznutzer ausgestalten. In den üblichen Preissystemen mit Arbeits- und Leistungselementen führen z. B. hohe Arbeitspreise zu einem – umweltpolitisch gewollten – Einsparanreiz beim Netznutzer, jedoch auch zu einem Anreiz der Mengenerhöhung beim Netzbetreiber. Dieser Mengenanreiz kann durch eine Saldierung neutralisiert oder zumindest abgeschwächt, die periodisch Mengenprognose und Ist-Absatz abgleicht und den Saldo in die neue Periode vorträgt.

Die Neutralisierung des Mengenanreizes ist in vielfacher Hinsicht besonders wichtig:

- Ungeplanter Ausbau von Stromeigenversorgung bei Kunden im Netzgebiet innerhalb eines Regulierungszyklus schmälert nicht mehr die Erlöse des Netzbetreibers
- Ungeplante, spürbare Effizienzaktivitäten der Kunden im Netzgebiet schmälern ebenfalls nicht mehr die Erlöse
- Ungeplante Bildung von Areal- und Werksnetzen ist unter dem Strich ebenfalls erlösneutral für den Netzbetreiber.

Insbesondere bei längeren Regulierungszyklen hätte der Netzbetreiber ohne eine Mengensaldierung einen hohen Anreiz, diese Aktivitäten zu erschweren bzw. zu unterbinden – unabhängig davon, ob diese volkswirtschaftlich sinnvoll sind oder nicht. Der Anreiz wird bei unzureichender Entflechtung von Netz und Vertrieb noch einmal gesteigert, da dem Netzbetreiber neben einem Deckungsbeitrag zum Netz auch noch die Vertriebsmarge entgehen würde.

³⁷ Abgesehen davon, dass ein entflochtener, neutraler Netzbetreiber theoretisch auch keine Möglichkeiten mehr besitzt, die Kundennachfrage und damit die Menge der durchgeleiteten kWh zu beeinflussen, stellt die optimale Auslastung des Netzes zumindest kurzfristig keine sinnvolle ökonomische Zielsetzung dar. Überdimensionierte Netze auf Grund von (unvermeidbaren) Planungsfehlern sind als „stranded investments“ zu betrachten, deren Kosten bei Nichtanwendbarkeit des Verursacherprinzips zu sozialisieren sind.

Gleichwohl hat der Netzbetreiber auch bei einer Mengensaldierung noch einen Anreiz, seine durch das Netz durchgeleitete Strommenge zumindest stabil zu halten, um einen Anstieg der Netzentgelte bei verringerter durchgeleiteter Strommenge zu verhindern. Höhere Entgelte könnten nämlich bei den Kunden tendenziell dazu führen, die oben aufgeführten Aktivitäten zu steigern, was wiederum zu steigenden Netzentgelten führen würde usw. Eine vollständige Neutralisierung des Netzbetreibers gegenüber seiner durchgeleiteten Menge ließe sich daher nur dann erreichen, wenn das Verfahren der Netzentgeltfestlegung die Erlöse vollständig von der Menge entkoppelt und die Entgelte damit auch nicht mehr auf die kWh bezogen würden. Ob eine solche weitgehende Entkopplung ökonomisch sinnvoll ist, soll hier nicht weiter analysiert werden.³⁸

6.5 Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten („Systemoptimierung“)

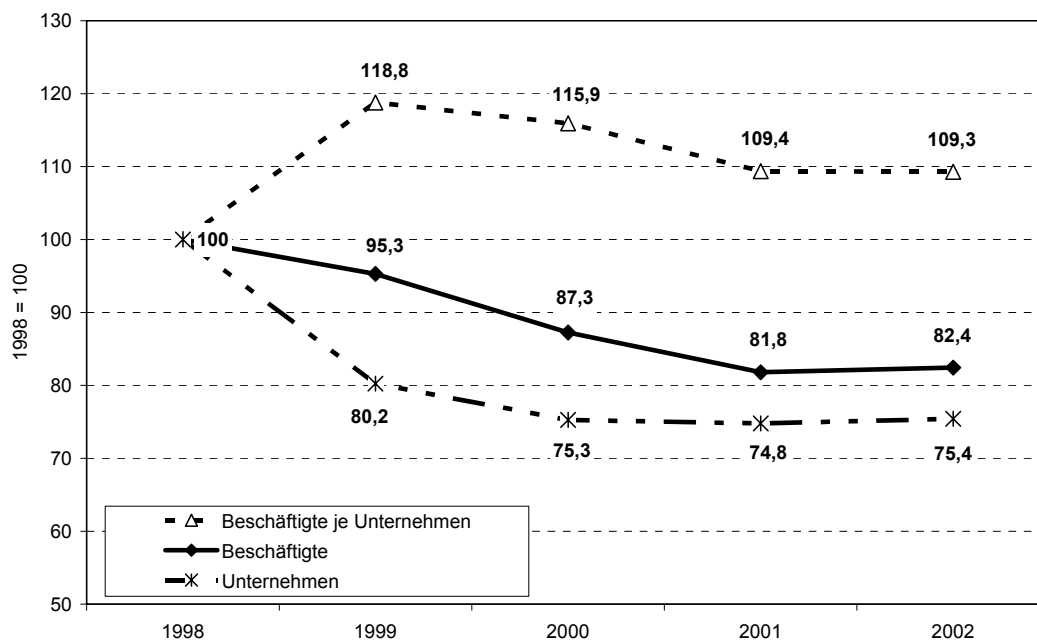
Die Europäische Binnenmarktrichtlinie und das novellierte Energiewirtschaftsgesetz sehen einen Abwägungsprozess bei den Netzbetreibern dahingehend vor, dass jede Nachrüstungs- oder Ersatzinvestition mit den Möglichkeiten von Energieeffizienz-/ Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen abgeglichen werden soll, was letztlich heißen würde, dass die Netzbetreiber ihr Handlungsportfolio um diese Optionen erweitern und ihren Aktivitäten einen erweiterten Systembegriff zugrunde legen müssten. Auf Grund der Entflechtungsvorschriften ist zwar nicht davon auszugehen, dass die Netzbetreiber diese Optionen selbst bereitstellen müssen, aber sie müssen Wege finden, sie durch Dritte zuverlässig bereitstellen zu lassen, wenn der erweiterte Systemvergleich zu dem Ergebnis kommt, dass ihre Realisierung volkswirtschaftlich kostengünstiger ist als Nachrüstungs- oder Ersatzinvestitionen. Bei der Festlegung der Netzentgelte müssten mindestens die Kosten, die dem Netzbetreiber bei der Erwägung und Sicherung dieser Optionen entstehen, anerkannt werden.

³⁸ Es gibt Entkopplungsansätze wie beispielsweise den sogenannten Revenue-Per-Customer-Cap, der eine Erlösbergrenze pro Endkunde festlegt – unabhängig von der Menge der bezogenen kWh - und dadurch beim Netzbetreiber Anreize für eine Absatzminimierung gibt (vgl. Leprich 1994, S.291 ff). In Bezug auf die Netznutzer wäre dies volkswirtschaftlich gesehen sicherlich ein unerwünschter Anreiz und daher ebenfalls zu neutralisieren.

7 Exkurs: Beschäftigungsaspekte sowie Struktur der Netzbetriebskosten

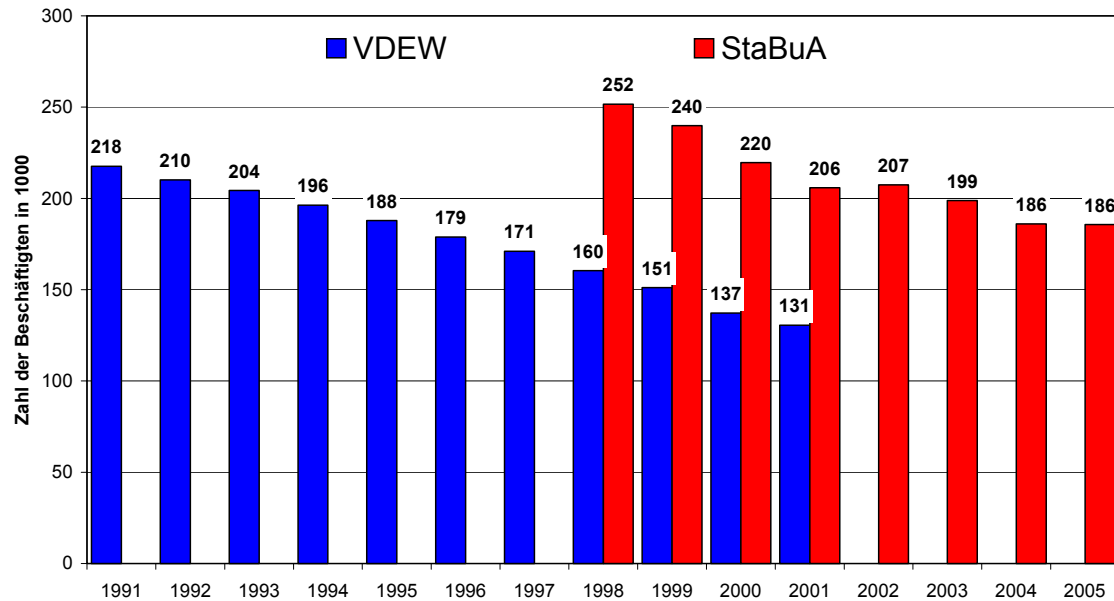
Es ist evident, dass die im Zusammenhang und als Folge der Liberalisierung auf dem Strommarkt einhergehenden Rationalisierungsprozesse sowie Konzentrationsprozesse zu einer erheblichen Reduzierung sowohl der Zahl der Unternehmen als auch der Beschäftigtenzahlen bei den Stromversorgungsunternehmen geführt haben. So ist die Zahl der in der Elektrizitätsversorgung tätigen Unternehmen (NACE 401) von 1998 bis 2002 um rund ein Viertel gesunken, und zwar von 1 229 auf 927 Unternehmen. Gleichzeitig ging die Zahl der Beschäftigten um nahezu ein Fünftel oder um rund 44 000 zurück (Abbildung 7-1). Dabei ist allerdings nicht zu übersehen, dass insbesondere der Beschäftigungsabbau schon seit Anfang der neunziger Jahre stattgefunden hat. Nach Angaben der VDEW ist die Zahl der Beschäftigten bei den deutschen Stromversorgern (nur allgemeine Versorgung) schon von 1991 bis 1998 um rund 57 000 reduziert worden und danach in den drei Jahren bis 2001 noch einmal um fast 30 000, so dass sich in dem Zehnjahreszeitraum von 1991 bis 2001 ein Beschäftigungsabbau um rund 40 % vollzogen hat (Abbildung 7-2).

Abbildung 7-1 Beschäftigte und Unternehmen der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 1998 bis 2002



Quelle: Eurostat.

Abbildung 7-2 Zahl der Beschäftigten in Unternehmen der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 1991 bis 2005



Quellen: Statistisches Bundesamt; VDEW.

Bei einer Bewertung dieser Zahlen muss aber offen bleiben, ob es sich bei diesem Beschäftigungsrückgang um Brutto- oder Nettozahlen handelt. Zu berücksichtigen wäre nämlich, wie viele der im Kerngeschäft „freigesetzten“ Beschäftigten in neuen Geschäftsfeldern (wie Telekommunikation, Handelsgeschäft etc.) und ausgegliederten selbstständigen Firmen (wie Instandhaltung, Ingenieurberatung etc.) eine neue Tätigkeit gefunden haben. Außerdem könnten die mit der Liberalisierung verbundenen Strompreissenkungen dazu führen, „den nationalen Standort attraktiver zu gestalten und besonders stromintensive Erzeugnisse und Fertigungen wettbewerbsfähiger zu machen. Das wirkt natürlich positiv auf die gesamte Beschäftigungssituation“ (Weisheimer 1998).

Detailaussagen, welche Bereiche innerhalb der Elektrizitätsversorgung vom Rückgang der Beschäftigten vor allem betroffen waren, liegen derzeit nicht vor, insbesondere mangelt es an Informationen über die entsprechende Entwicklung im Netzbereich. Einen Anhaltspunkt mag die Struktur der Netzbetriebskosten liefern, wie sie in Tabelle 7-1 und Tabelle 7-2 sowie in Abbildung 7-3 und Abbildung 7-4 dargestellt ist. Danach entfällt von den gesamten Primärkosten des Netzbetriebes knapp ein Viertel auf den Personalaufwand; besonders hohe Anteile werden für die Kostenstellen „Abrechnung“ (52 %), „Verwaltung u.a. gemeinsame Kostenstellen“ (49 %), „gemeinsame Kostenstellen Netzbetrieb“ (45 %) und „Messung“ (40 %) ausgewiesen.

Abbildung 7-3 Kostenstellenrechnung für den Netzbetrieb (Strukturen)

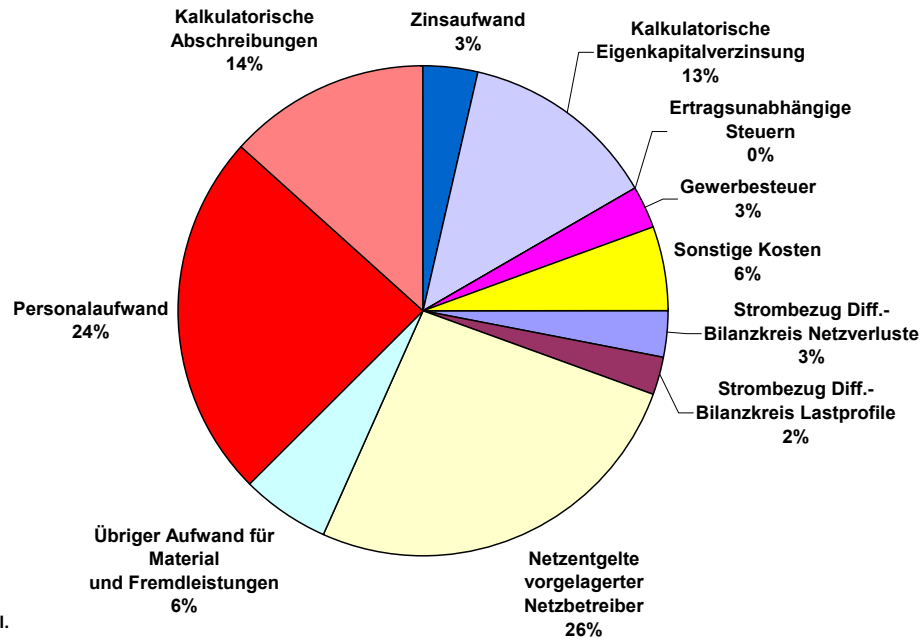
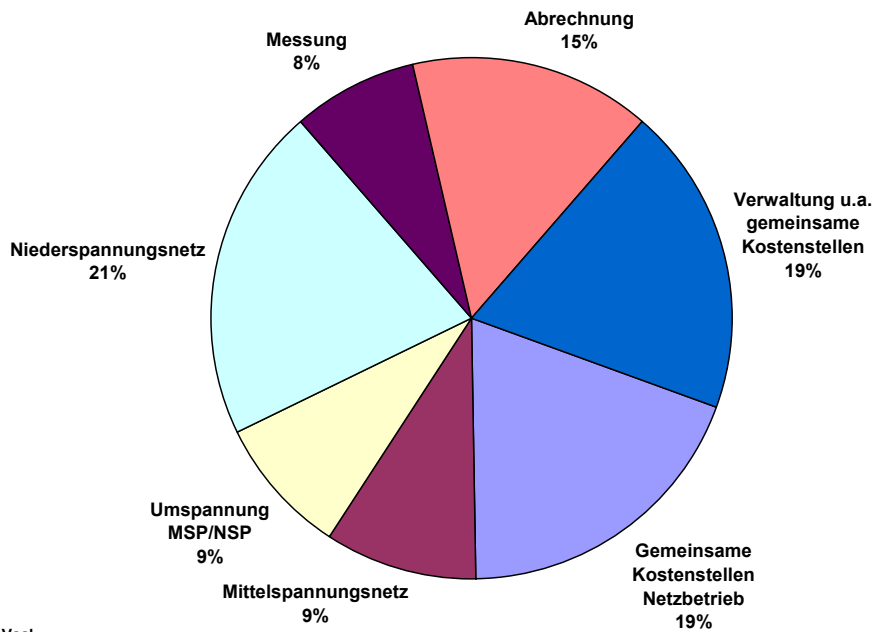


Abbildung 7-4 Kostenstellenrechnung für den Netzbetrieb (Struktur der Personalkosten)



Diese unterschiedliche Bedeutung spiegelt sich auch in der Verteilung des Personalaufwandes über die einzelnen Kostenstellen: Auf die beiden Positionen „Verwaltung u.a. gemeinsame Kostenstellen“ und „gemeinsame Kostenstellen Netzbetrieb“ entfällt jeweils knapp ein Fünftel des gesamten Personalaufwandes; der Anteil des Personalaufwandes für die Niederspannungs-Leitungen sowie die Abrechnung beträgt rund ein Siebtel.

Da auch hinter den anderen Kostenarten in mehr oder weniger großem Umfang Beschäftigte stehen, ist nicht zu übersehen, dass der unmittelbare und mittelbare Beschäftigungseffekt nicht unterschätzt werden kann.

Tabelle 7-1 Rechenbeispiel zur Ermittlung der Netzbetriebskosten: Kostenstellenrechnung für den Netzbetrieb

		Kostenstellen												
		Netzbetrieb gesamt	Gemeinsame Kostenstellen Netzbetrieb	MSP- Anlagen	MSP- Leitungen	MSP- Netz gesamt	Umsp. MSP/ NSP	NSP- Leitungen	Hausanschlüsse	NSP-Netz gesamt	Messung	Abrechnung	Messung und Abrechnung	Verwaltung u.a. gemeinsame Kostenstellen
		1000 Euro												
Kostenarten	Primärkosten													
	Strombezug Diff.-Bilanzkreis Netzverluste	128			28	28	21	79		79		0		
	Strombezug Diff.-Bilanzkreis Lastprofile	100				0				0	100	100		
	Netzentgelte vorgelagerter Netzbetreiber	1071			1071	1071				0		0		
	Übriger Aufwand für Material und Fremdleistungen	237	38	2	24	26	31	63	25	88	26	5	31	23
	Personalaufwand	997	192	8	84	92	87	140	67	207	79	148	227	192
	Kalkulatorische Abschreibungen	555	80	28	119	147	72	98	74	172	49	10	59	25
	Zinsaufwand	141	12	6	37	43	14	32	24	56	6	1	7	9
	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung	537	47	30	140	170	52	119	89	208	23	3	26	34
	Ertragsunabhängige Steuern	3			1	1	1	1	0	1	0	0	0	0
	Gewerbsteuer	113	10	6	30	36	11	25	19	44	5	1	5	7
	Sonstige Kosten	229	46	3	25	28	9	12	8	20	10	17	27	99
	Primärkosten gesamt	4112	425	84	1559	1643	299	568	306	874	198	284	482	389
	Sekundärkosten													
	Umlage gew. Kostenstellen Netzbetrieb	0	-425	20	108	128	65	114	72	186	46	0	46	
	Umlage Verwaltung u.a. gem. Kostenst.	0		17	91	108	55	97	61	157	39	30	69	-389
	Kosten nach Umlagen	4112	0	120	1758	1878	419	779	438	1218	283	314	597	0
Periodenübergreifende Saldierung	-46	0	-2	-13	-16	-8	-13	-8	-22			0		
Zwischensumme	4065	0	118	1745	1863	411	766	430	1196	283	314	597	0	
abzgl. Kostenmindernde Erträge					0									
Auflösung Ertragszuschüsse	98			20	20	12	17	49	66	0	0	0		
Sonstige Erträge	10			3	3		4	2	6	1	0	1		
Verbleibende Kosten Netze	3959	0	118	1722	1840	399	745	379	1124	282	314	596	0	
Konzessionsabgabe	700													
Gesamtkosten	4659													

Quelle: J. Vaal, Präsentation auf einer Euroforum-Tagung am 31.08.2005.

8 Grundelemente einer künftigen deutschen Netzentgeltregulierung unter besonderer Berücksichtigung beschäftigungspolitischer und ökologischer Zielsetzungen

8.1 Überblick über die Grundelemente einer künftigen deutschen Netzentgeltregulierung

Wie weiter oben erläutert, ist die Entscheidung für eine Liberalisierung der Energiemärkte untrennbar mit der Entscheidung für eine Netzregulierung und hier insbesondere für eine Netzentgeltregulierung verbunden. Die Entscheidung für eine Netzentgeltregulierung wiederum zieht unter Berücksichtigung aller bisherigen Erfahrungen die Entscheidung für eine Anreizregulierung nach sich, bei der gezielt Anreize für die Netzbetreiber gesetzt werden. Untrennbar mit der Entscheidung für eine Anreizregulierung verbunden ist wiederum das Ziel, die Effizienz des Netzbetriebs zu steigern und dadurch zu einer besseren Verwendung knapper Ressourcen zu gelangen. Effizienzsteigerung im Netzbetrieb kann häufig auch Arbeitsplatzabbau bedeuten, wie dies bei vielen Rationalisierungsmaßnahmen in der Wirtschaft der Fall ist. Gleichwohl ist Rationalisierung nicht per se gegen die Interessen der Arbeitnehmer gerichtet, da letztlich nur zukunftsfähige Arbeitsplätze auch sichere Arbeitsplätze sind. Wichtig für die nachstehenden Ausführungen ist jedoch auch die Überzeugung, dass Effizienzsteigerung nicht das einzige Ziel einer Anreizregulierung sein kann.

Die Bundesnetzagentur hat am 2. Mai 2006 ihren Berichtsentwurf zur Anreizregulierung vorgelegt, der das breite Feld ihrer Ausgestaltungsmerkmale bearbeitet und vielfältige Empfehlungen für ihre künftige Ausgestaltung abgibt. Dieser Entwurf soll bis Ende Juni in seine endgültige Fassung gebracht und dann so rasch wie möglich in eine Rechtsverordnung umgesetzt werden.

Im Rahmen dieser Untersuchung lassen sich nicht sämtliche Details des Entwurfs prüfen, vielmehr sollen die wesentlichen Elemente und Entwicklungslinien aufgezeigt und vor dem Hintergrund beschäftigungspolitischer und ökologischer Zielsetzungen diskutiert werden.

Die folgende Tabelle 8-1 fasst wesentlichen Aspekte der Anreizregulierung, die sich durch die vielfältigen internationalen Erfahrungen mit unterschiedlichen Ansätzen herauskristallisiert haben, und damit verbundene wichtige Einzelfragen auf einen Blick zusammen.

Tabelle 8-1 Wesentliche Aspekte der Anreizregulierung

1	Festlegung der Ausgangsbasis der Entgelte / Kostenerfassung und -überprüfung	a	TOTEX oder nur OPEX ?
		b	Beeinflussbare vs. nicht beeinflussbare Kostenanteile
2	Durchführung des Effizienzvergleichs	a	Festlegung des Vergleichsverfahrens (Benchmarking)
		b	Festlegung und Berücksichtigung von Strukturmerkmalen
		c	Integration der Qualitätsregulierung in den Effizienzvergleich
		d	Festlegung der Konsequenzen aus den Ergebnissen des Effizienzvergleichs
3	Festlegung und Ausgestaltung der Anpassungsformel ("Entwicklungspfad")	a	Wahl der Anpassungsformel
		b	Festlegung eines allgemeinen X-Faktors
		c	Berücksichtigung von Mengeneffekten
		d	Einbeziehung eines Q-Faktors
4	Ausgestaltung einer flankierenden Qualitätsregulierung	a	Bonus-/Malus-System
		b	Festlegung und Berücksichtigung von Qualitätskennziffern
5	Sonstige	a	Länge der Regulierungsperiode
		b	Entgeltstrukturvorgaben

8.2 Die Ausgangsbasis

Die kostenrechnerischen Vorschriften, nach denen die grundsätzlich akzeptablen Kosten des einer effizienten Leistungsbereitstellung verpflichteten Netzbetreibers kalkuliert und zur Anerkennung gebracht werden können, sind in den §§ 3 bis 11 der Netzentgeltverordnungen Strom und Gas niedergelegt und als Kompromiss zwischen den Interessen der Netzbetreiber und denen der Netznutzer/Verbraucher zu interpretieren. Zur Verifizierung dieser Kosten ist eine regulatorische Kostenrechnungsprüfung durchzuführen, die auf erhobenen Daten basiert und im Einzelfall auch stichprobenartige Vor-Ort-Prüfungen umfassen kann.

Während es unstrittig ist, dass sich die Überprüfung der Akzeptabilität der Kosten nur auf die „beeinflussbaren“ Kosten beziehen darf, ist die Antwort auf die Frage, welche Kosten beeinflussbar sind und welche nicht, durchaus umstritten.

Die Bundesnetzagentur definiert Kostenanteile, die nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar sind, als „ausschließlich von Dritten bestimmt“ (Ziffer 469).

Daraus ergibt sich zunächst einmal die grundsätzliche Anwendung der Anreizregulierung auf die Gesamtkosten (TOTEX), nicht nur auf die Betriebskosten (OPEX). Dies erscheint sachgerecht, da es der Tatsache Rechnung trägt, dass im Kapitalkostenblock

- aktuell erhebliche Bewertungsspielräume vorhanden sind, die einer strategischen Gemeinkostenschlüsselung sowie einer häufig intransparenten und umstrittenen Abschreibungspraxis nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung geschuldet sind;
- auch künftig erhebliche Rationalisierungspotenziale vorhanden sind, wenn man unterstellt, dass nicht sämtliche Netzkonfigurationen heute bereits optimal sind.

Anders akzentuiert: eine Ausklammerung des CAPEX-Blockes aus der Anreizregulierung würde den Rationalisierungsdruck im Netzbereich vor allem auf die Beschäftigten lenken, während die zum Teil außerordentlich hohen Renditen der Kapitalgeber, die auf den Regelungslücken der Vergangenheit beruhen, nicht zur Disposition stünden und durch die neuen Regelungen der Netzentgeltverordnungen nur sehr langsam abgebaut würden.³⁹ Dies kann nicht im Interesse der Gewerkschaften liegen.

Sollte der Rationalisierungsdruck auch beim CAPEX-Block zu einer Investitionsverweigerungshaltung seitens der derzeitigen Netzbetreiber führen, wie es in der aktuellen Diskussion häufiger angedeutet wird,⁴⁰ steht beispielsweise mit §4 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (Genehmigung des Netzbetriebs) ein Instrument zur Verfügung, diese Haltung aufzulösen und die Netze an kaufwillige Dritte zu veräußern. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass es genügend Investoren gibt, die die Netze unter den neuen Bedingungen der Anreizregulierung betreiben wollen. Alle Erfahrungen aus dem Ausland mit der Anreizregulierung deuten allerdings darauf hin, dass es diese Investoren gibt.

³⁹ Es handelt sich beim CAPEX-Block zum überwiegenden Teil um kalkulatorische Kosten, hinter denen sich nur sehr geringe reale Kosten verbergen.

⁴⁰ Vgl. z.B. der VDEW in seiner Presseerklärung vom 2. Mai 2006

8.3 Exkurs: Investitionsbudgets für Neuinvestitionen der Übertragungsnetzbetreiber

Für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wird eine Sonderregelung vorgeschlagen, wonach dort der CAPEX-Pfad durch die Vereinbarung individueller Investitionsbudgets für Neuinvestitionen festgelegt werden soll (Ziffer 285).⁴¹ Allerdings sind mit diesem Ansatz zwei Fragen verbunden, die sorgfältig bedacht werden müssen:

- a. Wie wird der Umfang des Budgets für jeden ÜNB ermittelt ?
- b. Wie wird dem starken Anreiz begegnet, das Budget möglichst wenig auszuschöpfen und dadurch den Gewinn zu erhöhen ?

zu a)

Idealerweise wird das notwendige Investitionsbudget für Netzbetreiber an Hand von Vergleichskennzahlen als Gesamtbudget festgelegt. Diese Kennzahlen könnten grundsätzlich aus theoretischen Modellnetzanalysen gewonnen werden, angereichert um empirische Werte. Dabei sind die Kostentreiber der capital expenditures/CAPEX (z.B. Leitungslänge, Zahl der Anschlüsse, Netzhöchstlast etc.) zu analysieren und mit Investitionsvolumina über definierte Nutzungsdauern zu hinterlegen. Davon ausgenommen sind besondere Investitionssituationen wie z.B. der Netzausbau bei Offshore-Windnutzung, die für den Einzelfall geregelt werden sollten. Die Festlegung umfasst die gesamte Regulierungsperiode, ist also innerhalb dieses Zeitraums für die Netzbetreiber disponibel.

zu b)

Die Vorgabe eines Budgets *ohne* Nachkalkulation und Abschöpfung des Saldos zwischen genehmigtem und tatsächlich verausgabtem Budget birgt für den Netzbetreiber den inhärenten Anreiz, es möglichst wenig auszuschöpfen und das Delta als Gewinn zu vereinnahmen. Damit verbunden ist der Anreiz, Investitionen zu verzögern und zu verschleppen. Daher sollte ein solcher Ansatz zur Zeit nicht in Betracht kommen.

Bei obligatorischer Abschöpfung des Saldos hingegen ginge der Anreiz für die ÜNB, das Budget möglichst optimal zu verausgaben, verloren. Im Gegenteil wären sie stets bestrebt, das Budget vollständig auszuschöpfen, da ihnen ein Saldo in der nächsten Periode von ihren Entgelten abgezogen würde. Im Hinblick auf das Ziel, den Netzbetreibern Anreize für ein optimales Investitionsverhalten zu geben, wäre der Ansatz mit Nachkalkulation und Saldenausgleich daher durch ein Investitions-Benchmarking zu ergänzen, das sich auf die Kostenansätze größerer Teilinvestitionen bezieht und europäische Vergleichskennziffern berücksichtigt.

⁴¹ Auch bei Verteilnetzbetreibern (VNB) sollen in Ausnahmefällen individuelle Investitionsbudgets vereinbart werden können, wenn besondere Situationen beispielsweise durch den Ausbau der erneuerbaren Energien auftreten. Vgl. Fußnote 8 S.54 des Berichtsentwurfs.

Insgesamt ist beim Ansatz eines Investitionsbudgets noch zu beachten, dass eine Rückkopplungsschleife zur Anreizregulierung dahingehend besteht, dass eine mögliche Veralterung der Netzanlagen in der Regel zu einer Erhöhung der laufenden Betriebskosten (v.a. Wartung) führt. Insofern gibt es einen „break even point“ zwischen zusätzlichen CAPEX- und OPEX-Kosten, der nicht auf Dauer zu Lasten höherer OPEX-Kosten überschritten werden sollte. Es ist Aufgabe der Anreizregulierung, hier die entsprechenden OPEX-Rationalisierungssignale zu setzen.

Schließlich bleibt das Investitionsverhalten der Netzbetreiber über die Anreizregulierung hinaus Gegenstand öffentlicher Aufmerksamkeit und ist beispielsweise auch im Rahmen des durchzuführenden Monitorings der Versorgungssicherheit durch das Bundeswirtschaftsministerium kritisch zu prüfen.

Ein weiterer Punkt bei der Festlegung der Ausgangsbasis ist die von Seiten der Gewerkschaften erhobene Forderung, Tarife und betriebliche soziale Leistungen als nicht beeinflussbare Kostenbestandteile anzuerkennen und sie der Anreizregulierung zu entziehen. Grundsätzlich können die gesamten Personalkosten allerdings nicht per se zu den unbeflussbaren Kosten gezählt werden, da unternehmerische Entscheidungen in aller Regel auch den Einsatz von Personal berühren. Fraglich ist aber, inwieweit durch die Regulierung Druck auf die Preiskomponente der Personalkosten ausgeübt werden soll. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass ein einzelnes Unternehmen nur einen begrenzten Einfluss auf die zu zahlenden Tarife hat und dass die Entlohnung jeweils den spezifischen qualitativen Anforderungen entsprechen muss. Die Tarife müssen deshalb hinsichtlich der Ausgangsbasis zunächst als gegeben betrachtet werden.

Die unterschiedlichen Tarifsysteme und betrieblichen Leistungen wie Betriebsrenten und Vorruhestandsregelungen in den Unternehmen der Energiewirtschaft müssen auch unter dem Regime der Anreizregulierung umgesetzt werden können, ohne dass es zu Nachteilen für einzelne Netzbetriebe kommt. Darüber hinaus sind die relativen Veränderungen der spezifischen Personalkosten in angemessener Weise bei der Ermittlung der Effizienzvorgaben zu berücksichtigen. So ist im Konzept der Bundesnetzagentur u.a. vorgesehen, dass bei der Berechnung des generellen X-Faktors die unterschiedlichen Inputpreisentwicklungen im Verhältnis zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung zu berücksichtigen sind.

Nach der Definition der Bundesnetzagentur, die hier geteilt wird, können Personalkosten keine unbeflussbaren Kosten sein, und damit unterliegen sie der Anreizregulierung. Unbenommen davon hat eine flankierende Qualitätsregulierung dafür zu sorgen, dass definierte Qualitätsstandards eingehalten und möglichst übertroffen werden (s. unten).

Zusammenfassend können die Überlegungen zur Festlegung der Ausgangsbasis für die Anreizregulierung wie folgt dargestellt werden:

Regelungsaspekt	Beschäftigungspolitischer Bezug	Ökologischer Bezug	Empfehlung der Gutachter
TOTEX- oder OPEX-Ausgangsbasis ?	Sicherung der Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber	-	TOTEX-Ausgangsbasis
Generell Investitionsbudgets für Neuinvestitionen ?	Sicherung der Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber	verstärkter Anschluss von Anlagen erneuerbarer Energien (z.B. Wind-Offshore)	Investitionsbudgets für ÜNBs mit Saldenausgleich und Benchmarking
Tarife und betriebliche soziale Leistungen als nicht beeinflussbare Kosten?	Entschärfung des Rationalisierungsdrucks beim Personal	-	Personalkosten unterliegen grundsätzlich der Anreizregulierung, die durch Qualitätsregulierung flankiert wird

8.4 Der Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich hat zum Ziel, ineffiziente Netzbetreiber zu ermitteln und ihre Netznutzungsentgelte entsprechend nach unten zu korrigieren. Es ist unmittelbar einsichtig, dass der Effizienzvergleich einen erheblichen Rationalisierungsdruck entfaltet, der die Netzbetreiber dazu veranlassen wird, alle "überflüssigen" - sprich: vermeidbaren - Kosten auch wirklich zu vermeiden.

Es ist hier nicht der Ort, die Vor- und Nachteile der vielfältigen möglichen Effizienzvergleichsverfahren zu diskutieren – das Spektrum reicht dabei von einfachen Kennzahlenverfahren über parametrische statistische Verfahren bis hin zu nicht-parametrischen Verfahren (vgl. dazu ausführlich Franz/Stronzi 2005). Vielmehr sind die folgenden grundsätzlichen Aspekte zu erörtern:

- a) Um wesentliche Strukturunterschiede zwischen Netzbetreibern, die sich in Kostenunterschieden niederschlagen, zu erfassen, bedarf es der Identifizierung von **Strukturmerkmalen** und ihrer quantifizierten Berücksichtigung beim Effizienzvergleich mit dem Ziel, verzerrte Schlußfolgerungen und Aktionen zu vermeiden.

- b) Darüber hinaus sind **Qualitätskennziffern** zu definieren und entweder über ein Bonus-/Malus-System in die Anpassungsformel oder über zusätzliche Strukturmerkmale in den Effizienzvergleich zu integrieren.

zu a) Strukturmerkmale

Ein aussagekräftiges und gerechtes Benchmarking steht und fällt mit der Auswahl und der Qualität der Strukturmerkmale. Diese Merkmale – auch Benchmarking-Parameter genannt – haben den Anspruch, signifikante Kostenunterschiede zwischen den Netzbetreibern zu berücksichtigen. Meist sind sie auch Kostentreiber im Hinblick auf die künftige Kostenentwicklung der Netzbetreiber.

Hat beispielsweise ein Netzbetreiber eine höhere Anschlussleistung dezentraler Erzeugungsanlagen als ein anderer, fallen bei ihm zwangsläufig höhere Kosten an. Würden beide Netzbetreiber nun über den gleichen Leisten geschlagen, wäre das a) ungerecht gegenüber dem ersten, aber es würde ihm auch b) einen starken Anreiz geben, diese Kosten in Zukunft nach Möglichkeit zu vermeiden und den Anschluss dezentraler Anlagen zu verhindern/behindern/verzögern. Dies wäre ein unerwünschter Effekt des Benchmarking-Verfahrens und sollte daher unterbunden werden. Die Möglichkeit dazu bietet die Definition eines geeigneten Strukturmerkmals, das in den Effizienzvergleich zu integrieren ist und dadurch einen reinen Kostenvergleich relativiert (z.B. in dem Sinne: pro X MW dezentrale Anschlussleistung wird eine Kostenabweichung nach oben von Y im Vergleich zum zweiten Netzbetreiber akzeptiert).

Die Kunst der Auswahl der Benchmarking-Parameter besteht nun darin, eine handhabbare Anzahl zu identifizieren und beim Vergleichsverfahren quantitativ zu berücksichtigen. Allerdings sind auch die Anzeizeffekte einer Nichtberücksichtigung von Strukturmerkmalen sorgfältig zu analysieren.

Für die Auswahl der Benchmarking-Parameter hat die Bundesnetzagentur drei methodische Ansätze kombiniert:

- Modellnetzanalyse (MNA)
- Geografische Informationssysteme (GIS)
- Ökonometrische Analysen (SFA)

Als Zwischenergebnis der bisherigen Analyse wird auf den Seiten 152-155 des Berichtsentwurfs eine tabellarische Liste präsentiert, die den Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Als separates „Strukturmerkmal“ werden in einem eigenen Kapitel die Kapital-

kosten einer differenzierten Betrachtung unterzogen. Dabei zeigt sich die Bundesnetzagentur geneigt, sowohl die Abschreibungsdauern, die Eigenkapitalverzinsung und die bisherige Aktivierungspraxis beim Benchmarking zu berücksichtigen.

Unter beschäftigungspolitischen und ökologischen Zielsetzungen sind bei der Auswahl und Berücksichtigung von Strukturmerkmalen folgende Punkte zu bedenken:

- Aktivitäten der Netzbetreiber, die den Umbau des Energiesystems hin zu einem nachhaltigeren System unterstützen und mit zusätzlichen Kosten verbunden sind, sind durch geeignete Strukturmerkmale abzubilden. Dazu zählen zum einen der Anschluss und die energiewirtschaftliche Integration dezentraler Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung und der Nutzung erneuerbarer Energien, zum anderen ein von der Bereitschaft zur fruchtbaren Kooperation getragener Service gegenüber den Anlagenbetreibern und schließlich die Unterstützung von Effizienzaktivitäten bei den Endkunden, soweit die Netzbetreiber dazu die Möglichkeit haben oder durch staatliche Vorschriften dazu angehalten sind. In diesem Zusammenhang ist es zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur in ihrem Berichtsentwurf das Strukturmerkmal “Erzeugungsanlagen als Netzanschlüsse“ vorgeschlagen hat (Ziffer 723).
- Aktivitäten der Netzbetreiber, die zur Qualifizierung heutiger und künftiger Arbeitnehmer im Netzbereich beitragen und mit zusätzlichen Kosten verbunden sind, sollten ebenfalls durch geeignete Strukturmerkmale berücksichtigt werden. Dazu zählt die Lehrlingsausbildung ebenso wie die Schulung und Weiterbildung der eigenen Mitarbeiter.

Insgesamt erscheint der durch die Berücksichtigung von Strukturmerkmalen bereinigte Effizienzvergleich als geeigneter Ansatz, die Rationalisierungsbemühungen der Netzbetreiber in die richtige Richtung zu lenken und “schwarze Schafe“ zu identifizieren. Es ist jedoch zu beachten, dass ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich unvollständig und wenig aussagekräftig ist.

zu b) Qualitätskennziffern

Zu Qualitätskennziffern und der Qualitätsregulierung s. Kapitel 8.6

Zusammenfassend können die Überlegungen zum Effizienzvergleich wie folgt dargestellt werden:

Regelungsaspekt	Beschäftigungspolitischer Bezug	Ökologischer Bezug	Empfehlung der Gutachter
Festlegung und Berücksichtigung von Strukturmerkmalen	Zusatzkosten durch Qualifizierung und besseren Service	Zusatzkosten einer stärkeren Dezentralisierung des Systems und einer Stärkung der Nachfrageeffizienz	Berücksichtigung dieser Zusatzkosten in geeigneten Strukturmerkmalen
Integration der Qualitätsregulierung in den Effizienzvergleich	Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit durch ausreichende Investitionen und qualifiziertes Personal	Nachhaltigkeit und Klimaverträglichkeit durch Dezentralisierung des Systems und einer Stärkung der Nachfrageeffizienz	Berücksichtigung von Q Merkmalen in geeigneten Strukturmerkmalen

8.5 Die Anpassungsformel

Die Festlegung einer automatischen Anpassung der Entgelte oder Erlöse während eines definierten Regulierungszyklus ist in dreifacher Hinsicht sinnvoll:

- Es bewirkt einen starken Rationalisierungsanreiz für die Netzbetreiber.
- Es gibt ihnen Planungssicherheit während dieses Zeitraums
- Es entlastet die Bundesnetzagentur von einer kontinuierlichen Kostenüberprüfung und ist somit ein Beitrag für eine schlanke Regulierung.

Da die automatische Anpassung aber starke Anreize setzt, ist ihre Ausgestaltung besonders gründlich zu diskutieren und zu analysieren. Wir wollen uns an dieser Stelle auf die folgenden vier Punkte konzentrieren:

- a) Wahl der Anpassungsformel
- b) Festlegung eines allgemeinen X-Faktors
- c) Berücksichtigung von Mengeneffekten
- d) Einbeziehung eines Q-Faktors

zu a) Wahl der Anpassungsformel

Die Bundesnetzagentur schlägt für die ersten beiden Regulierungsperioden eine Revenue Cap-Regulierung mit hybriden Elementen vor, ab der dritten Regulierungsperiode soll eine Yardstick-Regulierung eingeführt werden, die alle zwei Jahre eine Aktualisierung der zulässigen Kosten bzw. Erlöse vornimmt (Ziffer 280).

Der wesentliche Unterschied zwischen der Price- oder Revenue Cap-Regulierung auf der einen Seite und der Yardstick-Regulierung auf der anderen Seite besteht darin, dass erstere Verfahren stets von der überprüften individuellen Kostenbasis der regulierten Unternehmen ausgehen, während das letztere sich davon löst und eine externe/kalkulierte/theoretisch bestimmte Kostenbasis zum Ausgangspunkt nimmt. In seiner extremsten Form berücksichtigt eine Yardstick-Regulierung keinerlei Unternehmensspezifika mehr und schert alle Unternehmen über den gleichen Kamm, z.B. durch einen einfachen Vergleich der Höhe der absoluten Netzentgelte.

Die Einführung einer Revenue Cap-Regulierung mit hybriden Elementen folgt der internationalen Diskussion und ist grundsätzlich sachgerecht. Die Unterschiede zur Price-Cap-Regulierung (als Preisniveau-Cap-Regulierung) sind marginal. Der wesentliche Vorteil des Revenue Cap-Ansatzes liegt in der Möglichkeit, explizit die Kostentreiber in hybriden Elementen berücksichtigen zu können und nicht automatisch einen Kostentreiber „Menge“ (kWh) berücksichtigen zu müssen.

Der Begriff der Yardstick-Regulierung legt kein eindeutiges Regulierungsregime fest und ist sehr weit gestaltbar. Das Spektrum reicht dabei vom „Rasenmäher“-Benchmarking ohne Berücksichtigung jeglicher Strukturmerkmale bis hin zu einer faktischen Revenue Cap-Regulierung, bei der sich lediglich die Ausgangsbasis von den unternehmensindividuellen Kosten löst. Insgesamt hängt eine vollständige Lösung von der individuellen Kostenbasis von der Qualität a) der Strukturmerkmale und b) der hybriden Elemente einer Anreizformel, die die wesentlichen Kostentreiber abbilden, ab. Wir empfehlen, diese Qualität in den ersten beiden Regulierungsperioden sorgfältig zu überprüfen, bevor man sich in Richtung Yardstick-Regulierung bewegt. Dazu zählt auch eine Analyse der quantitativen und qualitativen Entwicklung der Beschäftigungssituation in den Unternehmen.

zu b) Festlegung eines allgemeinen X-Faktors

Der allgemeine (generelle) X-Faktor bildet eine gegenüber der Entwicklung in der gesamten deutschen Volkswirtschaft höhere Produktivitätsentwicklung für den Netzsektor ab. Er wäre Null, wenn man davon ausginge, dass hier keine höhere Entwicklung zu erwarten wäre.

Die Bundesnetzagentur hat mit Hilfe des so genannten Törnquist-Index einen generellen X-Faktor von 2,54% ermittelt (Ziffer 323). Aus Gründen der Rechtssicherheit wird eine übergangsweise Festlegung des Faktors in einem Bereich von 1,5-2%, der sich an international üblichen Bandbreiten orientiert, für die erste Regulierungsperiode als sinnvoller Ausweg aus den bestehenden methodischen und Datenschwierigkeiten angesehen.

Der X-Faktor ist der Schlüsselfaktor für die Aufteilung der künftigen Rationalisierungserfolge zwischen Netzbetreibern und Verbrauchern/Netznutzern. Unterschätzt er die Möglichkeiten, kommen die Erfolge zum größten Teil den Netzbetreibern zugute, überschätzt er sie, profitieren die Verbraucher/Netznutzer auf Kosten der Netzbetreibererfolge. Insbesondere auf Grund der Datenschwierigkeiten bleibt der Bundesnetzagentur in der aktuellen Situation wohl keine andere Möglichkeit, als sich an internationalen Werten zu orientieren. Die folgende Übersicht entstammt der Begründung der Systemnutzungstarife-Verordnung in Österreich, die zum 1. Januar 2006 in Kraft getreten ist.

Auf dieser Grundlage hat Österreich einen „Frontier Shift“ von 1,95 %/a festgelegt, allerdings die Tatsache einbeziehend, dass die Netzentgelte dort in den letzten drei Jahren bereits um durchschnittlich 25% abgesenkt wurden. Vor diesem Hintergrund erscheint ein Wert von deutlich über 0 % für einen bundesdeutschen „Frontier Shift“ nach allen internationalen Erfahrungen als plausibel.

Eine Festlegung auf 0% unterstellt, dass die Entwicklung im monopolistischen Netzbereich in der Vergangenheit im Gleichklang mit der übrigen, konkurrenzgetriebenen Produktions- und Dienstleistungswirtschaft erfolgt ist und es insofern keinen „Nachholbedarf“ gibt. Nach allen internationalen Erfahrungen bestehen begründete Zweifel, dies zu unterstellen. Sollte man sich im Gesetzgebungsverfahren gleichwohl an einem sehr niedrigen Wert orientieren, wäre im Interesse der Netznutzer/Verbraucher zumindest ein Renditekorridor festzulegen, der die Gewinne der Netzbetreiber im Falle sehr hoher Kosteneinsparungen nach oben deckelt.

Land	Periode	Studie	TFP pro Jahr	Kommentar
England und Wales	1990/91-1996/97	London Economics, 1999	3,5 %	Malmquist Index Frontier Shift: 3,9 % Catch up: -0,4 % In den letzten Jahren der Untersuchungsperiode hat sich die Produktivität am meisten gesteigert.
	1990/91-1997/98	Tilley/Weyman-Jones, 1999	6,3 %	Tornqvist Index
	1971-1993	Weyman-Jones/Burns, 1994	2,8 %	Malmquist Index Frontier Shift: 3 % Catch up: -0,2 %
	1986-97	Hattori/Jamasb/Pollitt, 2003	3,3 % - 6,1 %	Verwendung verschiedener Methoden; Die Produktivität hat sich ab 1994 stark gesteigert.
New South Wales, Australien	1981/82-1993/94	London Economics/ESAA, 1994	3,6 %	Malmquist Index Arbeitsproduktivität: 8,1 % Kapitalproduktivität: 0,2 % Produktivität von sonstigen Faktoren: 3,7 %
Norwegen	1983-89	Försund/Kittelsen, 1998	1,9 %	Malmquist Index Frontier Shift: 1,8 % Catch up: 0,1 %
	1994-98	ECON, 2000	2,8 %	In den letzten Jahren der Untersuchungsperiode hat sich die TFP am stärksten gesteigert.
	1995-98	NVE, 2001	2,5 %	Malmquist Index Frontier Shift: 2,48 % Catch up: 0,1 %
Land	Periode	Studie	TFP pro Jahr	Kommentar
Ontario, Canada	1993-97	OEB, 1999	2,1 %	
Neu Zeeland	1994/95-1996/97	London Economics, 1999	1,4 %	Malmquist Index Frontier Shift: -1,3 % Catch up: 2,7 %
Spanien	1987-97	Arocena/Contin/Huerta, 2002	2,9 %	Tornqvist Index
USA	1994-96	London Economics, 1999	0,7 %	Malmquist Index Frontier Shift: 2,3 % Catch up: -1,6 %
	1972-94	Makholm, 2003	1,86 %	Für unterschiedliche Regionen variiert die Produktivität zwischen 0,96 % und 2,76 %
	1984-94	Makholm, 2003	2,08 %	Für unterschiedliche Regionen variiert die Produktivität zwischen 1,36 % und 3,12 %
Nord-Irland	1971-94	Competition Commission, 2002	3,1 % (5,2 % ab Privatisierung)	Frontier Shift: 3,3 % (6,9 % ab Privatisierung) Catch up: -0,2 %

Tabelle 3: Überblick über empirische Produktivitätsentwicklungen im Stromnetz.

zu c) Berücksichtigung von Mengeneffekten

Wenn man davon ausgeht, dass dem Netzbetreiber als neutralem Mittler zwischen den Welten Erzeugung und Vertrieb die Menge seiner durch sein Netz durchgeleiteten Kilowattstunden vollkommen egal sein und er keinerlei Einfluss auf diese Menge in der einen oder anderen Richtung nehmen sollte, muss das Regulierungsverfahren so ausgestaltet sein, dass insbesondere Anreize zur Stabilisierung der aktuellen Menge bzw. zur Mengenausweitung neutralisiert werden.

Neutralität der Netzbetreiber ist dabei notwendig im Hinblick auf z.B.

- Effizienzaktivitäten beim Endkunden
- die Realisierung von Stromeigenerzeugung im Netzgebiet
- den Betrieb von Objektnetzen und Versorgungsinseln.

Diese Argumentation zielt ausschließlich auf die elektrische Arbeit (kWh), nicht jedoch auf die Leistung (kW). Auf letztere ist im Rahmen der Netzlastoptimierung durchaus Einfluss zu nehmen.

Der Vorschlag der Bundesnetzagentur unterscheidet zwei Ansätze:

- 1) Zur Berücksichtigung nachhaltiger Mengenänderungen soll der Revenue Cap um entsprechende („hybride“) Elemente ergänzt werden. Diese erfassen die Veränderung wesentlicher kostentreibender Elemente innerhalb der Regulierungsperiode.
- 2) Damit kurzfristige Mengenschwankungen unter einem Revenue Cap nicht zu einer – vor allem aus Kundensicht – unerwünschten Volatilität der Entgelte führen, soll ein Regulierungskonto der Netzbetreiber eingerichtet werden. Der Saldo des Regulierungskontos wird am Ende der Regulierungsperiode bei der Ermittlung des neuen Erlöspfades für die nächste Regulierungsperiode berücksichtigt. (Ziffer 308) Insgesamt sollen sämtliche Soll-Ist-Abweichungen zu Prognosewerten (neben Mengen beispielsweise auch vorgelagerte Netzkosten und sonstige Erlöse) im Regulierungskonto berücksichtigt werden (Ziffer 267).

zu 1): Nachhaltige Mengenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode führen häufig zu höheren Kosten. Ohne unmittelbare Berücksichtigung dieser Änderungen könnte der Anreiz für die Netzbetreiber entstehen, sie zu verhindern oder verzögern – jedenfalls würde er sie nicht offensiv verfolgen. Ein Beispiel dafür wären zusätzliche Netzan-schlüsse durch den Bau dezentraler Anlagen, die mit zusätzlichen Kosten verbunden

sind. Die Neutralisierung dieser Anreize ist der wichtigste Aspekt einer Einführung hybrider Elemente; der Kostenausgleich könnte auch ohne solche Elemente in der nächsten Periode erfolgen. Insofern ist die Hybridisierung der Revenue Cap-Formel der Notwendigkeit geschuldet, im Rahmen einer Anreizregulierung die richtigen Anreize zu setzen bzw. falsche Anreize zu neutralisieren. Grundlage für die Hybridisierung ist die Identifizierung der wesentlichen Kostentreiber und ihre regelmäßige quantitative Überprüfung.

zu 2): Die Einführung eines Regulierungskontos zum Ausgleich kurzfristiger Mengenschwankungen ist ebenfalls vor allem unter Anreizgesichtspunkten zu bewerten. Der Mengenausgleich für beispielsweise ein flächendeckendes Umstellungsprogramm für Nachtspeicherheizungen auf umweltverträglichere Heizsysteme im Netzgebiet ist beim Revenue Cap-Ansatz zwar grundsätzlich unmittelbar über eine Anhebung der Entgelte möglich, eine solche Anhebung ist jedoch häufig politisch und in den Augen der Öffentlichkeit problematisch. Daher könnte der Netzbetreiber bestrebt sein, ein solches Effizienzprogramm nach Möglichkeit zu verhindern. Die gleiche Argumentation gilt im Übrigen bei jeglicher Unterschreitung der Mengenprognose: der Netzbetreiber wird stets bestrebt sein, die Einhaltung der Prognose⁴² zu erreichen und Einflüsse, die dieses Ziel in Frage stellen, auszuschalten. Insofern ist die Aussage im Bericht der Bundesnetzagentur, wonach der Revenue Cap keine Anreize für Absatzmengensteigerungen setze, falsch (Ziffer 228) und wird durch die Einführung des Regulierungskontos implizit auch zurückgenommen.

Wenngleich das Regulierungskonto nicht jeglichen Mengenanreiz ausschalten kann - die Höhe der Entgelte hängt beim Revenue Cap stets auch von der Menge der durchgeleiteten kWh ab, und niedrigere spezifische Entgelte werden im Hinblick auf das politische und öffentliche Umfeld ein eigenständiges Ziel bleiben - wird dieser Anreiz doch erheblich relativiert.

Da die vorgeschlagene Periodenlänge von drei Jahren relativ kurz ist, spricht nichts gegen einen periodenübergreifenden Saldenausgleich statt eines jährlichen Ausgleichs.

Beide oben ausgeführten Ansätze der Bundesnetzagentur sind aus Sicht der Gutachter überzeugend begründet und im Kontext der Revenue Cap-Regulierung sinnvoll und notwendig.

⁴² Die zunächst verwendeten Mengen beruhen auf den Mengen des abgelaufenen Geschäftsjahres; prognostizierte Mengenänderungen sollen der Bundesnetzagentur separat übermittelt werden.

zu d) Einbeziehung eines Q-Faktors

Bei der Ausgestaltung der Anpassungsformel im Rahmen der Revenue Cap-Regulierung ist ein Qualitätsfaktor Q vorgesehen, der Belohnungen für die Erfüllung von Qualitätsstandards bzw. Sanktionen bei deren Nichterfüllung abbildet (Ziffer 261). Dieser Faktor befindet sich außerhalb der Anpassungsformel und vergrößert bzw. reduziert daher unmittelbar den Umfang der genehmigten Erlöse.

Die Einbeziehung dieses Faktors ist grundsätzlich zu begrüßen und eröffnet Spielräume für Vorgaben im Hinblick auf die Einhaltung von Mindeststandards in den Bereichen Servicequalität und Versorgungszuverlässigkeit, die für eine Beschäftigungssicherung genutzt werden können.

Zusammenfassend können vorstehende Überlegungen zur Anpassungsformel wie folgt dargestellt werden:

Regelungsaspekt	Beschäftigungspolitischer Bezug	Ökologischer Bezug	Empfehlung der Gutachter
Wahl der Anpassungsformel	Stärkerer Rationalisierungsdruck bei Yardstick Competition	-	Revenue Cap mit hybriden Elementen ist sachgerecht; bei Schritt zur Yardstick-Regulierung ist Vorsicht geboten
Festlegung eines allgemeinen X-Faktors	Je höher, desto stärker der Rationalisierungsdruck	-	X-Wert deutlich über 0 erscheint sachgerecht; evtl. Flankierung durch Renditekorridor
Berücksichtigung von Mengeneffekten		Neutralisierung von Mengenmaximierungsanreizen und Negativanreizen gegenüber Eigenerzeugung und Inselnetzen	Beide Ansätze a) Ergänzung der Revenue Cap-Formel um hybride Elemente und b) Einrichtung eines Regulierungskontos sind sinnvoll
Einbeziehung eines Q-Faktors	Beschäftigungssicherung durch Mindeststandards	Besserer Service für dezentrale Anlagenbetreiber möglich; "aktive" Netzbetreiber sollten belohnt werden	Q-Faktor außerhalb der Anpassungsformel ist sinnvolle Ergänzung des Revenue Caps

8.6 Die Qualitätsregulierung

Ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich ist unvollständig und wenig aussagekräftig, da niedrige Netzentgelte noch nichts darüber aussagen, ob die Qualität den Anforderungen genügt.

Qualitätsregulierung als notwendige Flankierung der Anreizregulierung ist ein komplexes Feld, dessen Bestellung differenziert nach Qualitätsdimensionen erfolgen sollte. Zu unterscheiden sind dabei folgende Dimensionen:

Sicherheit und Produktqualität

Die Qualitätsdimensionen „Technische Sicherheit“ und „Produktqualität“ sind im Netzbereich im Wesentlichen durch technische Regeln und Standards vorgegeben. Die Nichteinhaltung dieser Vorgaben durch die Netzbetreiber gefährdet ihre Lizenz und ist insofern kein Gegenstand der Qualitätsregulierung.

Servicequalität

Die Qualitätsdimension Servicequalität gegenüber Netznutzern und Verbrauchern lässt sich bei der Qualitätsregulierung mit einem System von Mindeststandards, Pönalen und Belohnungen adressieren. Ein solches Bonus-Malus-System wird dann über den Q-Faktor in die Anpassungsformel integriert (vgl. Kapitel 8.4) und entfaltet dort seine Wirkung. Je höher die Pönalen und Belohnungen gesetzt werden, desto stärker wirken die Anreize.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Berichtsentwurf insgesamt sieben Mindeststandards für eine angemessene Servicequalität vorgeschlagen und eine entsprechende Pönale bei einer Unterschreitung festgelegt (Ziffer 1111 Tabelle 32). Belohnungen für ein Übertreffen der Mindeststandards sind nicht vorgesehen.

Damit ist die Qualitätsdimension Servicequalität allerdings nicht vollständig abgehandelt. Vorstellbar wären beispielsweise umfassendere Serviceleistungen zur Unterstützung dezentraler Einspeisungen mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutritts-hemmnisse abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken. Diese Leistungen könnten folgende Punkte umfassen:

- Beratung über den bestmöglichen Netzanschluss und die damit verbundenen Kosten, Klärung der Installation einer Lastgangmessung

- allgemeine und spezielle Informationen über Charakteristika und Verlauf der Netzlasten mit Beistellung eines Signals über Hochlastzeiten des Netzes (Stellsignal Netzlastregelung)
- Beratung zur Erhöhung der disponiblen Kapazitäten von Anlagen (Rückkühlung bei KWK) zur aktiven Teilnahme am Lastmanagement
- Darstellung der Verfahren zur Ermittlung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung auf der Grundlage der Strom-NEV mit Erläuterung des Verteilschlüssels bei mehreren Einspeisern
- Klärung der Vorteilhaftigkeit der tatsächlichen oder pauschalierten Ermittlung der Vermeidungsleistung
- Klärung von Reservenetzbestellung für und durch den einspeisenden Anlagenbetreiber und Eigenerzeuger

Im Sinne der gesellschaftlichen Zielsetzung, durch eine stärkere Dezentralisierung des Energiesystems eine größere Nachhaltigkeit zu erreichen, wäre eine Abwälzung der Kosten für diese Serviceleistungen allein auf die Anlagenbetreiber nicht angemessen. Stattdessen wäre es sinnvoll, Belohnungen der „aktiven“ Netzbetreiber für die Erbringung dieser Leistungen in den Q-Faktor der Anpassungsformel aufzunehmen.

In diesem Zusammenhang könnte auch eine Qualitätskennziffer „dezentrale Effizienz“ entwickelt werden, die die Verminderung der in einem abgeschlossenen System zentral vorzuhaltenden Leistung zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe abbildet (vgl. Leprich u.a. 2005). Mögliche Kennzifferdefinitionen wären hier

- Anteil der dezentralen Optionen an der Deckung der Netzhöchstlast (Einspeiser)
- Anteil der Netzreservekapazitäten im Verhältnis zur Netzhöchstlast (Einspeiser und Eigenerzeuger)
- Entwicklung der Vollbenutzungsstunden der Netzentnahmen (Eigenerzeuger und Nachfrageseite)

Die Nichteinhaltung bzw. Übertreffung von Mindeststandards für diese oder andere Kennziffern ließe sich wie oben pönalisieren oder belohnen. Durch ein solches Anreizsystem könnte sich der Netzbetreiber zu einem lokalen/regionalen Systemoptimierer entwickeln, der systematisch die vorhandenen dezentralen Optionen auf der Angebots- und der Nachfrageseite in seinem Netzgebiet integriert und dadurch erhebliche positive Beschäftigungseffekte auslöst.

Versorgungssicherheit/-zuverlässigkeit

Das komplexeste und sensibelste Gebiet der Qualitätsregulierung ist sicherlich die Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung der Versorgungsqualität im Sinne von Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit, zumal hier kurz- und langfristige Entwicklungen zu unterscheiden sind.

Übliche Qualitätskennziffern zur Beurteilung der *kurzfristigen* Versorgungsqualität sind die folgenden:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)
Mittlere Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenen Kunden im Betrachtungszeitraum
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index)
Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenen Kunden im Betrachtungszeitraum
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)
Mittlere Unterbrechungsdauer eines unterbrochenen Kunden

Vorstellbar ist auch hier wiederum ein System von Mindeststandards, Pönalen und Belohnungen, das über den Q-Faktor in die Anreizregulierung integriert wird. Die Bundesnetzagentur schlägt hierfür Mindeststandards für die maximale Unterbrechungsdauer sowie die Häufigkeit langer Unterbrechungen vor (Ziffer 1115 Tabelle 33), deren Unterschreitung pönalisiert wird. An dieser Stelle wäre zu überlegen, ob die Liste der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Mindeststandards zur Sicherung bzw. Verbesserung der Versorgungsqualität nicht um die Vorgabe einer Mindest-Ausstattung mit ausreichend qualifiziertem Personal beispielsweise für den Bereich der Netzwartung zu ergänzen wäre.

Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Anforderungen an die Versorgungsqualität je nach Kundengruppe unterschiedlich sein können, plant die Bundesnetzagentur eine Ermittlung von Zahlungsbereitschaften mit dem Ziel, Unterschreitungen der Anforderungen zu monetarisieren und beim Effizienzbenchmarking als Kostenfaktor zu veranschlagen (Ziffer 1181). Diese ökonomisch elegante Lösung steht und fällt allerdings mit der Belastbarkeit der ermittelten Datenbasis.

Für die Beurteilung der *langfristigen* Versorgungsqualität liegen international noch keine belastbaren Kennziffern vor. In Großbritannien wurde einem möglichen Auseinanderklaffen zwischen einer Verbesserung der kurzfristigen Qualitätskennziffern und einer

Verschlechterung des Netzzustands dadurch begegnet, dass für die 14 Netzbetreiber Einzelfallbetrachtungen durchgeführt und individuelle Investitionsbudgets festgelegt wurden. Da diese Lösung in Deutschland zumindest für den Verteil-/Ortsnetzbereich ausscheidet, haben die Gewerkschaften die Festlegung eines Mindest-Budgets für Netzinvestitionen über einen längeren Zeitraum vorgeschlagen. Es erscheint jedoch zweifelhaft, ob dieser Vorschlag geeignet ist, die langfristige Versorgungsqualität zu sichern, da sich die Situation von Netzbetreiber zu Netzbetreiber doch stark unterscheidet.

Hier wird empfohlen, zunächst einmal die Entwicklung der kurzfristigen Qualitätskennziffern zu beobachten und parallel dazu an der Entwicklung aussagekräftiger langfristiger Kennziffern zu arbeiten.

Insgesamt werden die Beschäftigungsauswirkungen der Qualitätsregulierung umso höher sein, je höher die Anforderungen an die Versorgungsqualität gestellt werden und je stärker sich die Netzbetreiber zu aktiven Systemoptimierern entwickeln. Die Gewerkschaften wären daher gut beraten, die Diskussion über diese Anforderungen offensiv zu führen.

Zusammenfassend können diese Überlegungen zur Qualitätsregulierung wie folgt dargestellt werden:

Regelungsaspekt	Beschäftigungspolitischer Bezug	Ökologischer Bezug	Empfehlung der Gutachter
Sicherheit und Produktqualität	Mindeststandards sichern Mindestausstattung an Personal	-	Einhaltung technischer Regeln und Standards als Voraussetzung für Lizenz
Servicequalität	Erweiterung des Serviceangebots und des Aufgabenspektrums schafft Beschäftigung	Erweiterung des Serviceangebots und des Aufgabenspektrums bietet Chancen für Umbau des Systems	Erweiterung der Liste von Qualitätskennziffern; Belohnung für besondere Serviceleistungen
Versorgungsqualität	höhere Anforderungen an Versorgungsqualität schaffen mehr Beschäftigung	-	Erweiterung der Liste von Mindeststandards um Vorgabe einer Mindestausstattung mit ausreichend qualifiziertem Personal

8.7 Resümee

Die Anreizregulierung wird in vielfacher Hinsicht einen Rationalisierungsdruck auf die Netzbetreiber entfalten, der auch zum Beschäftigungsabbau im Netzbereich führen wird. Dieser Abbau lässt sich durch die Berücksichtigung geeigneter Strukturmerkmale beim Effizienzvergleich sowie geeigneter Qualitätskennziffern im Rahmen eines Bonus-Malus-Systems sinnvoll lenken, gänzlich verhindern lässt er sich nicht.

Unter beschäftigungspolitischen Gesichtspunkten ist jedoch die Rationalisierung im Netzbereich und damit verbunden die Senkung der Netznutzungsentgelte nur zusammen mit der damit verbundenen Kaufkraftstärkung beim Endkunden zu betrachten: Bei einem Gesamtumsatz von 18 bis 20 Mrd. € im Netzbereich (nur Strom) und einer Senkung der Entgelte um 25% wie in Österreich entspräche dies einem mittleren Konjunkturprogramm mit entsprechenden Beschäftigungseffekten.

Von entscheidender Bedeutung ist es aus Sicht der Gutachter zu diesem Zeitpunkt, dass die Anreizregulierung alle Fenster offen lässt für neue Aufgaben der Netzbetreiber, die mit dem notwendigen Umbau des bestehenden Energiesystems zusammenhängen. Diese Aufgaben erscheinen geeignet, neue zukunftsfähige Arbeitsplätze bei den Netzbetreibern und vor Ort zu schaffen. Voraussetzung dafür ist ein Wandel im Selbstverständnis der Unternehmen – vom reinen Durchleitungsgehilfen hin zu einem „aktiven“ Netzbetreiber, der die Erschließung und Integration aller dezentral vorhandenen und erschließbaren Optionen koordiniert und unterstützt.

9 Literatur

- Ajodhia, Viren/Franken, Bart/Keller, Katja/Petrov, Konstantin 2005: Versorgungssicherheit und Netzqualität – Erfahrungen mit integrierter Preis- und Qualitätsregulierung, in: Proceedings der 4. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 16.-18. Februar 2005
- Armstrong, M., Sappington, D.E.M. (2005): Recent Developments in the Theory of Regulation. Forthcoming in the Handbook of Industrial Organisation (Vol. III), edited by M. Armstrong and R. Porter. London, Florida, October 2005.
- Averch, H., Johnson, L.L. (1962): Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. In: American Economic Review, 52, 1059-69.
- Bailey, E.E., Coleman, R.D. (1971): The Effect of Lagged Regulation in an Averch-Johnson Model. In: Bell Journal of Economics, 2, 278-292.
- Baumol, W.J. Panzar, J., Willig, R.D. (1982): Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. Harcourt Brace Javanovich. New York.
- Bjørndal, M. et al. (2005):. Regulating Electricity Networks - A Norm Model for Electricity Distribution. NHH / SNF, SNF-SESSA Conference March 3 2005.
- Blankart, Ch.B., Cwojdzinski, L., Fritz, M. (2004): Netzregulierung in der Elektrizitätswirtschaft: Was bringt das neue Gesetz? In: Wirtschaftsdienst 8/2004, 498-505.
- Büchner, Jens/Hesmondhalgh, Serena: Wettbewerb um Produktivitätswachstum. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg.(2005), Heft 9, S.604-609
- Bundesnetzagentur (2006): Entwurf eines Berichtes der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Bonn, 2. Mai 2006
- Bundesnetzagentur, WIK (2006): Internationale wissenschaftliche Konferenz der Bundesnetzagentur. Anreizregulierung in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft - Effizienz und Zuverlässigkeit als Maßstab. Incentive regulation in the German electricity and gas sector efficiency and reliability to set the yardstick. Bonn/Bad Godesberg. 25.-26.4.2006.
- Bundesverband der Deutschen Industrie/Deutscher Industrie- und Handelskammertag (Hrsg.): Privatisierung der integrierten DB AG – Auswirkungen und Alternativen, Berlin, 27. Juni 2005
- Burns, Phil u.a.: Anreizregulierung – Kostenorientierung oder Yardstick Competition? in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 29 (2005), Heft 2, S.99-113
- Commission of the European Communities. Report from the Commission. Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market. Brussels, 5.1.2005. COM(2004) 863 final. Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market. COM(2004)863 final. Brussels, 5.1.2005

- Coyle, Eugene P.: Public Control, through Ownership or Regulation, is Necessary in Electric Power, in: Miller, Edythe S. / Samuels, Warren J. (ed.): An Institutional Approach to Public Utilities Regulation, Michigan State University Press, East Lansing, Michigan, 2002, S.358-385
- Crew, Michael A./Kleindorfer, Paul R.: Productivity Incentives and Rate-of-Return Regulation, in: Crew, Michael A.: Regulating Utilities in an Era of Deregulation, Basingstoke 1987, S.7-23
- Demsetz, H. (1968): Why Regulate Utilities? In: Journal of Law and Economics, 11, 1, 55- 65.
- DTI(2006): Digest of United Kingdom Energy Statistics 2005. www.dti.gov.uk/energy/statistics/publications/dukes/page19311.html.
- E-control GmbH. Jahresbericht 2005, Wien 2006
- ECOTEC(2000) The Effects of the Liberalisation of the Electricity and Gas Sectors on Employment. A Final Report to the European Commission. ECOTEC Research and Consulting Limited. Birmingham
- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 2005. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005. BGBl I 2005, 1970.
- EU-Kommission: Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market. COM(2004)863 final. Brussels, 5.1.2005
- EU-Kommission (2005): 4th Benchmark Report. Annex.
- EU-Kommission, Generaldirektion Energie und Verkehr (2004): Rolle der Regulatorischen Behörden. Vermerk der GD Energie und Verkehr zu den Richtlinien 2003/54 und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und den Erdgasbinnenmarkt. Rechtlich nicht bindendes Kommissionspapier vom 14.1.2004.
- EU-Kommission (2001) Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen. Vollendung des Energiebinnenmarktes. Brüssel, den 12.03.2001. SEC(2001) 438.
- Eurelectric et al. (2000): Joint Declaration of EURELECTRIC, EMCEF and EPSU on the ECOTEC Study for the European Commission on the social implications of the Internal Electricity Market. Done at Brussels, 7 November 2000.
- Franz, Oliver/Schäffner, Daniel/Trage, Bastian: Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen. wik-Diskussionsbeiträge Nr. 267, Bad Honnef, August 2005
- Franz, Oliver/Stronzi, Marcus: Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen. wik-Diskussionsbeiträge Nr. 262, Bad Honnef, Februar 2005
- Franz, O. (2004): Netzentgeltregulierung und Strompreisentwicklung im internationalen Vergleich. Vortrag, Berlin, 3.12.2004.
- Fritsch, Michael / Wein, Thomas/Ewers, Hans-Jürgen: Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 5. Auflage, München: Vahlen 2003

- Frontier Economics: Yardstick-Competition – Implementierung eines Unternehmensvergleichs. Ein Gutachten für EnBW AG, Oktober 2004
- Frontier Economics/Consentec: Netzpreisaufsicht in der Praxis - Anreize für angemessene Netzdimensionierung und Betriebsführung sowie Kenngrößen für betriebswirtschaftlichen Vergleich. Abschlussbericht für VIK und BDI, November 2003
- Frontier Economics/Consentec: Benchmarking des Stromnetzbetriebs in Österreich. Bericht zu Methoden und Variablenauswahl, Juni 2003
- Frontier economics, EWI (2001): Zusammenstellung von Kostenrechnungsansätzen für kalkulatorische Kosten von Stromnetzen (Transport und Verteilung) in den Ländern, Norwegen, England/Wales, Dänemark und Niederlande. Kurzgutachten im Auftrag des BMWi. März 2001
- Getzner, Michael u.a.: Elektrizitätsmarkt in Österreich 2004, Klagenfurt u.a., Juni 2004
- Grasto, K. (1998): Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway - background, principles and directives, implementation and control system, The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) (www.nve.no)
- Grønli, Helle/Haberfellner, Maria: Mechanismen der Anreizregulierung, e-control, Wien, 20. Juni 2002
- Growitsch, Chr. (2006): Essays on Network Regulation. Theoretical and Empirical Evidence from Supply Industry. Schriften des Instituts für Wirtschaftsforschung Halle Band 21. Nomos-Verlag. Baden-Baden.
- Haas, Reinhard: Regulierung und Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft in Österreich: Eine kritische Analyse, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 26 (2002), Heft 2, S.117-133
- Harborth, Hans-Jürgen: Dauerhafte Entwicklung statt globaler Selbstzerstörung, Berlin: Edition Sigma, 1991
- Haubrich, H.-J., Consentec (2002): Preise und Bedingungen der Nutzung von Stromnetzen in ausgewählten europäischen Ländern. Studie im Auftrag des BMWA. Aachen, Dezember 2002.
- Heck, Volker: Die Anreizregulierung als politische Allzweckwaffe für die Regulierung der Netzentgelte ? in: Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 4/2005, S.6-9
- Hense, Andreas/Schäffner, Daniel: Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich. wik-Diskussionsbeiträge Nr. 254, Bad Honnef, Juni 2004
- Independent Pricing and Regulatory Tribunal New South Wales/IPART: Regulation of New South Wales Electricity Distribution Networks, December 1999
- Independent Pricing and Regulatory Tribunal New South Wales/IPART: NSW Electricity Distribution Pricing 2004/05 to 2008/09. Final Report, June 2004
- Independent Pricing and Regulatory Tribunal New South Wales/IPART: Determination NSW Electricity Distribution Pricing 2004/05 to 2008/09. June 2004
- Joskow, Paul: Regulating Transmission and Distribution Networks. Vortrag auf der EnBW/EPRG/MIT Summer Conference, Berlin, 19. September 2005

- Joskow, P.L.(2005b): Incentive Regulation I Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks. Prepared for the National Bureau of Economic Research Conference on Economic Regulation. MIT, September 9-10, 2005.
- Joskow, P.L.(2005a): Regulation of Natural Monopolies. Prepared for the Handbook of Law and Economics, A.M. Polinsky and S. Shavell, editors. Elsevier, B.V. MIT, April 17, 2005
- Joskow, Paul L./Schmalensee, Richard: Markets for Power. An Analysis of Electric Utility Deregulation, Boston MA: Massachusetts Institute of Technology Press 1983
- Katterle, Siegfried: Der Beitrag der institutionalistischen Ökonomik zur Wirtschaftsethik, in: Peter Ulrich (Hrsg.): Auf der Suche nach einer modernen Wirtschaftsethik: Lernschritte zu einer reflexiven Ökonomie, Bern und Stuttgart 1990, S.121-144
- Kinnunen, K. (2002): Electricity Network Regulation – Practical Implementation in the Nordic Countries. Bremer Energie Institut. WIP-Workshop. TU-Berlin. www.bei.uni-bremen.de
- Kinnunen, K. (2003): Network Pricing in the Nordic Countries- An Empirical Analysis of the Local Electricity Distribution Utilities' Efficiency and Pricing. Dissertation. Oldenburg, September 2003
- Klein, Philip A.: Why Be An Economist? Remarks Upon Receipt of the Veblen-Commons Award in: JOURNAL OF ECONOMIC ISSUES, Vol.25, No.2, June 1991, S.303-318
- Kling, Robert W.: Building An Institutional Theory of Regulation, in: JOURNAL OF ECONOMIC ISSUES, Vol.22, No.1, March 1988, S.197-209
- Knieps, Günther: Zur Regulierung monopolistischer Bottlenecks, in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 48. Jahrgang, Heft 3, 1999, S. 297-304
- Knieps, Günther: Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik. 2., überarbeitete Auflage; Berlin et al.: Springer (2005)
- Knieps, G (2003): Entgeltregulierung aus der Perspektive des disaggregierten Regulierungsansatzes. Diskussionsbeitrag des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik an der Universität Freiburg Nr. 94. Dezember 2003.
- Kunz, Martin: Regulierungsregime in Theorie und Praxis. in: Knieps, Günther/Brunkreeft, Gert: Zwischen Regulierung und Wettbewerb. Netzsektoren in Deutschland, 2. Auflage, Heidelberg: Physika, 2003, S.47-81
- Kurth, Matthias: The German Masterplan for Incentive Regulation. Vortrag auf der EnBW/EPRG/MIT Summer Conference, Berlin, 19. September 2005
- Laffont, J.-J., Tirole, J. (1993): A Theory of Incentives in Regulation and Procurement. Cambridge, MA: MIT Press.
- Langset, T. (2001): Quality Dependent Revenues – Incentive Regulation of Quality of Supply. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE). World Energy Council 18th Congress, Buenos Aires, October 2001.

- Leprich, Uwe/Bauknecht, Dierk/Evers, Elfried/Gaßner, Hartmut/Schrader, Knut: Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber, Saarbrücken/Freiburg/ Aachen/Berlin, Oktober 2005
- Leprich, Uwe/Hanspeter Georgi/Elfried Evers (Hrsg.): Strommarktliberalisierung durch Netzregulierung, Berlin: Berliner Wissenschaftsverlag, Juli 2004
- Leprich, Uwe/Horst, Juri: Energiemarktregulierung in Österreich. Kurzgutachten für Energie SaarLorLux, Saarbrücken, Juli 2003
- Leprich, Uwe/Irrek, Wolfgang/Thomas, Stefan: Das „Multiple Driver Cap Scheme“ als Basis einer schlanken Anreizregulierung der Netzbetreiber im liberalisierten Strommarkt, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4/2001, S.231-241
- Leprich, Uwe: Least-Cost Planning als Regulierungskonzept. Neue ökonomische Strategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie, Dissertation, Freiburg: Öko-Institut, 1994
- Lewington, I., Weisheimer, M. (1998): Nichts bleibt, wie es ist – Auswirkungen der Liberalisierung des Strommarktes, unter Berücksichtigung britischer Erfahrungen. Institut für Wirtschaftsforschung Halle. Diskussionspapier Nr. 69. Januar 1998
- Lissabon Strategie, Der Europäische Rat am 23. und 24. März 2000 in Lissabon
- Mahn, Ulrich: Was ist Anreizregulierung? Anlage zum VKU-Nachrichtendienst 676, April 2005
- Meran, G., von Hirschhausen, Chr. (2004): Corporate Self-Regulation vs. Ex-Ante Regulation of Network Access – A Model of the German Gas Sector. DIW Berlin Discussion Papers 436. Berlin, August 2004
- Miller, Edythe S.: Controlling Power in the Social Economy: The Regulatory Approach, in: Review of Social Economy, Vol.43, No.2, October 1985, S.129-139
- Müller-Kirchenbauer, Joachim/Haller, Barbie/Albrecht, Stefan: Vortrag zur 2. Sitzung Konsultationskreis, Bonn, 29. September 2005
- Müller-Kirchenbauer, Joachim/Krogias, Maria: Vortrag zur 3. Sitzung Konsultationskreis, Bonn, 2. November 2005
- Müller-Kirchenbauer, Joachim: Die Ausgestaltung der Anreizregulierung. Vortrag am Institut für Energierecht, Berlin, 27. Juni 2005
- Nowotny, Kenneth: The Economics of Public Utility Regulation: An Overview, in: Nowotny, Kenneth/Smith, David B./Trebing, Harry: Public Utility Regulation, Norwell MA: Kluwer Academic Publishers, 1989, S.9-27
- OFGEM (Nov. 2004): Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals. OFGEM (Dec. 2005): Electricity Distribution Cost Review 2004/05.
- OFGEM (Nov. 2005): 2004/05 Electricity Distribution Quality of Service Report.
- OGEM (2006): Office of Gas and Electricity Markets. Homepage, www.ofgem.gov.uk/ofgem/index.jsp.
- Petr, Jerry L.: The Nature and necessity of the Mixed Economy, in: JOURNAL OF ECONOMIC ISSUES, Vol.21, No.4, December 1987, S.1445-1468

- Phillips, Charles F.: The Regulation of Public Utilities: Theory and Practice, Second Edition, Arlington VA: Public Utilities Reports, Inc., June 1988
- Politecnico di Milano /Wuppertal Institut (Leprich/Irrek/Thomas)/ Energieverwertungs-agentur Wien: DSM pilot actions, DSM bidding and removal of DSM disincentives from price regulation. A joint project in Italy, Germany and Austria co-funded by the European Commission (DGXVII, SAVE programme). Volume 3: Price regulation and removal of DSM disincentives in monopoly segments of re-structured electricity markets, Mailand/Wuppertal/Wien 2000
- Reuter, Norbert: Der Institutionalismus. Geschichte und Theorie der evolutionären Ökonomie, Metropolis: 2. Auflage 1996
- Reynolds, Larry: Foundations of an Institutional Theory of Regulation, in: JOURNAL OF ECONOMIC ISSUES, Vol.15, No.3, September 1981, S.641-656
- Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. Amtsblatt der Europäischen Union L 176/37, 15.7.2003
- Riechmann, Christoph/Milczarek, Janine: Anreizregulierung: Eine Chance für Verbraucher und Netzbetreiber? in: vwd: energy weekly 2004
- Riechmann (2002): Strommarktregulierung in Großbritannien: Innovation ohne Ende? Vortrag, 29. November 2002.
- Robinson, Joan: Economic Philosophy, New York: Anchor Books, 1962
- Rodgarkia-Dara, Aria: Neues Regulierungssystem – Anreizregulierung auf dem österreichischen Energiemarkt. Vortrag auf der EUOFORM-Konferenz am 7. Dezember 2005 in Berlin
- Sharkey, W.W. (1982): The Theory of Natural Monopoly. Cambridge: Cambridge University Press.
- Shleifer, Andrei (1985), A Theory of Yardstick Competition. In: Rand Journal of Economics, Vol. 16, No. 3, 319-327.
- Simonis, Udo E.: Industrial Restructuring for Sustainable Development. Three Points of Departure, FSII-89-401, Wissenschaftszentrum Berlin, 1989
- Steppacher, Rolf: Institutionalismus, in: Jarre, Jan (Hrsg.): Die Zukunft der Ökonomie. Wirtschaftswissenschaftliche Forschungsansätze im Vergleich, Loccum: Loccum Protokolle 15, 1985, S.30-92
- Stevenson, Rodney: Institutional Objectives, Structural Barriers, and Deregulation in the Electric Utility Industry, in: JOURNAL OF ECONOMIC ISSUES, Vol.17, No.2, June 1983, S.443-452
- Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) vom 25.7.2005
- Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) vom 25.7.2005
- Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006) inkl. Erläuterungen

- The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) (1999): Regulations concerning financial and technical reporting, permitted income for network operations and transmission tariffs (Electricity Network Regulations), Oslo 1999
- The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) (2005): The Norwegian Water Resources and Energy Directorate. www.nve.no
- Trebing, Harry M.: Equity, Efficiency, and the Viability of Public Utility Regulation, in: Sichel, Werner/Gies, Thomas (Ed.): Applications of Economic Principles in Public Utility Industries, University of Michigan 1981, S. 17-52
- Trebing, Harry M.: Public Control of Enterprise: Neoclassical Assault and Neoinstitutional Reform. Remarks upon Receipt of the Veblen-Commons-Award, in: JOURNAL OF ECONOMIC ISSUES, Vol.18, No.2, June 1984, S.353-368
- Trebing, Harry M.: Regulation of Industry: An Institutionalist Approach, in: JOURNAL OF ECONOMIC ISSUES, Vol.21, No.4, December 1987, S.1707-1737
- Trebing, Harry M.: New Dimensions of Market Failure in Electricity and Natural Gas Supply, in: JOURNAL OF ECONOMIC ISSUES, Vol.25, No.2, June 2001, S.395-403
- Wagner, R., Cohnen, B.(): Sicherung der Versorgungsqualität unter Anreizregulierung – Ansätze aus UK und Niederlande. In: emw 2/05.
- Weitzman, M.A. (1983): Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure: Comment. In: American Economic Review, 73:3 486-487.
- Wild, J., Vaterlaus, St. (2002): Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung: Kostenrechnung und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften. Schlussbericht. Bundesamt für Energie. Bern 2002.

10 Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid
AT	Österreich
AU	Australien
BGBI	Bundesgesetzblatt
BMF	Bundesministerium für Finanzen
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BNetzA	Bundesnetzagentur
C	Kosten
C'	Grenzkosten
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index (Mittlere Unterbrechungsdauer eines unterbrochenen Kunden)
CAPEX	Kapitalkosten
CENS	costs of energy not supplied (Kosten nicht gelieferter Energie)
CO ₂	Kohlendioxid
COLS	Corrected Ordinary Least Squares (Korrigierte Kleinste Quadrate)
D	Nachfrage
DEA	Data Envelopment Analysis
ECG	Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung" (Energie-Control GmbH)
ECK	E-Control Kommission, AT
EG	Europäische Gemeinschaft
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz, AT
ENS	energy not supplied (nicht gelieferte Energie)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERBG	Energie-Regulierungsbehördengesetz, AT
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GB	Großbritannien
GD	Generaldirektion
GIS	Geografische Informationssysteme
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt (Million Kilowatt)
i	Index der Anbieter
IPART	Independent Pricing and Regulatory Tribunal New South Wales, AU
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt

kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LSP	Leitsätze für die Preisermittlung aufgrund von Selbstkosten
MNA	Modellnetzanalyse
MOLS	Modified Ordinary Least Squares (Modifizierte Kleinste Quadrate)
MWh	Megawattstunden (1000 Kilowattstunden)
NACE	Europäische Systematik der Wirtschaftszweige
NEV	Netzentgeltverordnung
NO	Norwegen
NSW	New South Wales, AU
NTPA	negotiated third party access (verhandelter Netzzugang)
NVE	The Norwegian Water Resources and Energy Directorate
NZV	Netzzugangsverordnung
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets (UK)
OLS	Ordinary Least Squares (Kleinste Quadrate)
OPEX	laufenden Ausgaben
p	Preis
q	Produktionsmenge
Q	Qualität
R	Revenue (Erlös)
RAB	regulatory asset base, NO
RAV	regulatory asset value (inflationsangepasste Kapitalbasis, UK)
RoR	Rate of Return (interne Verzinsung)
RPI	Retail Price Index (Verbraucherpreisindex)
S	(Versorgungs-) Sicherheit
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro Kunde)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Mittlere Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen pro Kunde)
SFA	Stochastic Frontier Analysis
TOTEX	Gesamtausgaben ()
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunden (Milliarden Kilowattstunden)
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UK	Vereinigtes Königreich
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
X	Produktivitätssteigerung

11 Anhang: EnWG 2005 § 21 und § 21 a

EnWG 2005 § 21 Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang

(1) Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang müssen angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.

(2) Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet, soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.

(3) Um zu gewährleisten, dass sich die Entgelte für den Netzzugang an den Kosten einer Betriebsführung nach Absatz 2 orientieren, kann die Regulierungsbehörde in regelmäßigen zeitlichen Abständen einen Vergleich der Entgelte für den Netzzugang, der Erlöse oder der Kosten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen durchführen (Vergleichsverfahren). Soweit eine kostenorientierte Entgeltbildung erfolgt und die Entgelte genehmigt sind, findet nur ein Vergleich der Kosten statt.

(4) Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens sind bei der kostenorientierten Entgeltbildung nach Absatz 2 zu berücksichtigen. Ergibt ein Vergleich, dass die Entgelte, Erlöse oder Kosten einzelner Betreiber von Energieversorgungsnetzen für das Netz insgesamt oder für einzelne Netz- oder Umspannebenen die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Betreiber von Energieversorgungsnetzen überschreiten, wird vermutet, dass sie einer Betriebsführung nach Absatz 2 nicht entsprechen.

EnWG 2005 § 21a Regulierungsvorgaben für Anreize für eine effiziente Leistungserbringung

(1) Soweit eine kostenorientierte Entgeltbildung im Sinne des § 21 Abs. 2 Satz 1 erfolgt, können nach Maßgabe einer Rechtsverordnung nach Absatz 6 Satz 1 Nr. 1 Netzzugangsentgelte der Betreiber von Energieversorgungsnetzen abweichend von der Entgeltbildung nach § 21 Abs. 2 bis 4 auch durch eine Methode bestimmt werden, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt (Anreizregulierung).

(2) Die Anreizregulierung beinhaltet die Vorgabe von Obergrenzen, die in der Regel für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder die Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten gebildet werden, für eine Regulierungsperiode unter Berücksichtigung von Effizienzvorgaben. Die Obergrenzen und Effizienzvorgaben sind auf einzelne Netzbetreiber oder auf Gruppen von Netzbetreibern sowie entweder auf das gesamte Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz, auf Teile des Netzes oder auf die einzelnen Netz- und Umspannebenen bezogen. Dabei sind Obergrenzen mindestens für den Beginn und das Ende der Regulierungsperiode vorzusehen. Vorgaben für Gruppen von Netzbetreibern setzen voraus, dass die Netzbetreiber objektiv strukturell vergleichbar sind.

(3) Die Regulierungsperiode darf zwei Jahre nicht unterschreiten und fünf Jahre nicht überschreiten. Die Vorgaben können eine zeitliche Staffelung der Entwicklung der Obergrenzen innerhalb einer Regulierungsperiode vorsehen. Die Vorgaben bleiben für eine Regulierungsperiode unverändert, sofern nicht Änderungen staatlich veranlasster Mehrbelastungen auf Grund von Abgaben oder der Abnahme- und Vergütungspflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder anderer, nicht vom Netzbetreiber zu vertretender, Umstände eintreten. Falls Obergrenzen für Netzzugangsentgelte gesetzt werden, sind bei den Vorgaben die Auswirkungen jährlich schwankender Verbrauchsmengen auf die Gesamterlöse der Netzbetreiber (Mengeneffekte) zu berücksichtigen.

(4) Bei der Ermittlung von Obergrenzen sind die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile zu unterscheiden. Der nicht beeinflussbare Kostenanteil an dem Gesamtentgelt wird nach § 21 Abs. 2 ermittelt; hierzu zählen insbesondere Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen. Soweit sich Vorgaben auf Gruppen von Netzbetreibern beziehen, gelten die Netzbetreiber als strukturell vergleichbar, die unter Berücksichtigung struktureller Unterschiede einer Gruppe zugeordnet worden sind. Der beeinflussbare Kostenanteil wird nach § 21 Abs. 2 bis 4 zu Beginn einer Regulierungsperiode ermittelt. Effizienzvorgaben sind nur auf den

beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen. Die Vorgaben für die Entwicklung oder Festlegung der Obergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode müssen den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung vorsehen.

(5) Die Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode werden durch Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung, der Versorgungsqualität und auf diese bezogener Qualitätsvorgaben sowie gesetzlicher Regelungen bestimmt. Qualitätsvorgaben werden auf der Grundlage einer Bewertung von Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt, bei der auch Strukturunterschiede zu berücksichtigen sind. Bei einem Verstoß gegen Qualitätsvorgaben können auch die Obergrenzen zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte für ein Energieversorgungsunternehmen gesenkt werden. Die Effizienzvorgaben müssen so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber oder die betroffene Gruppe von Netzbetreibern die Vorgaben unter Nutzung der ihm oder ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Die Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben muss so gestaltet sein, dass eine geringfügige Änderung einzelner Parameter der zugrunde gelegten Methode nicht zu einer, insbesondere im Vergleich zur Bedeutung, überproportionalen Änderung der Vorgaben führt.

(6) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates

1. zu bestimmen, ob und ab welchem Zeitpunkt Netzzugangsentgelte im Wege einer Anreizregulierung bestimmt werden,
2. die nähere Ausgestaltung der Methode einer Anreizregulierung nach den Absätzen 1 bis 5 und ihrer Durchführung zu regeln sowie
3. zu regeln, in welchen Fällen und unter welchen Voraussetzungen die Regulierungsbehörde im Rahmen der Durchführung der Methoden Festlegungen treffen und Maßnahmen des Netzbetreibers genehmigen kann.

Insbesondere können durch Rechtsverordnung nach Satz 1

1. Regelungen zur Festlegung der für eine Gruppenbildung relevanten Strukturkriterien und über deren Bedeutung für die Ausgestaltung von Effizienzvorgaben getroffen werden,

2. Anforderungen an eine Gruppenbildung einschließlich der dabei zu berücksichtigenden objektiven strukturellen Umstände gestellt werden, wobei für Betreiber von Übertragungsnetzen gesonderte Vorgaben vorzusehen sind,
3. Mindest- und Höchstgrenzen für Effizienz- und Qualitätsvorgaben vorgesehen und Regelungen für den Fall einer Unter- oder Überschreitung sowie Regelungen für die Ausgestaltung dieser Vorgaben einschließlich des Entwicklungspfades getroffen werden,
4. Regelungen getroffen werden, unter welchen Voraussetzungen die Obergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode auf Antrag des betroffenen Netzbetreibers von der Regulierungsbehörde abweichend vom Entwicklungspfad angepasst werden kann,
5. Regelungen zum Verfahren bei der Berücksichtigung der Inflationsrate getroffen werden,
6. nähere Anforderungen an die Zuverlässigkeit einer Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben gestellt werden,
7. Regelungen getroffen werden, welche Kostenanteile dauerhaft oder vorübergehend als nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten,
8. Regelungen getroffen werden, die eine Begünstigung von Investitionen vorsehen, die unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 zur Verbesserung der Versorgungssicherheit dienen,
9. Regelungen für die Bestimmung von Zuverlässigkeitskenngrößen für den Netzbetrieb unter Berücksichtigung der Informationen nach § 51 und deren Auswirkungen auf die Regulierungsvorgaben getroffen werden, wobei auch Senkungen der Obergrenzen zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte vorgesehen werden können, und

Regelungen zur Erhebung der für die Durchführung einer Anreizregulierung erforderlichen Daten durch die Regulierungsbehörde getroffen werden.