Uwe Leprich
Least-Cost Planning
als Regulierungskonzept
Neue ökonomische Strategien zur rationellen
Verwendung elektrischer Energie
Öko-Institut e.V.

Uwe Leprich

Least-Cost Planning als Regulierungskonzept

Neue ökonomische Strategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie

Herausgeber:

Öko-Institut e.V. • Postfach 6226 • 79038 Freiburg

Die Deutsche Bibliothek - CIP-Einheitsaufnahme

Leprich, Uwe:
Least cost planning als Regulierungskonzept : neue ökonomische Strategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie / Uwe Leprich. Hrsg.: Öko-Institut e.V. - 2. Aufl. - Freiburg [Breisgau] : Öko-Inst., 1994
Zugl.: Bielefeld, Univ., Diss., 1994
ISBN 3-928433-14-8

1. Auflage 1994
2. Auflage Dezember 1994

ISBN 3-928433-14-8
Alle Rechte vorbehalten
Copyright 1994 by Öko-Institut e.V.
Postfach 6226, 79038 Freiburg
Tel. 0761-45295-0

Umschlaggestaltung: Frank Wiedemann

Vorwort

Wie kaum eine zweite umweltpolitische Problematik hat die Energiepolitik in den zurückliegenden zwei Jahrzehnten die öffentliche und wissenschaftliche Diskussion beschäftigt. Mittlerweile ist ihre Gestaltung längst zum Synonym geworden für Wirtschaftsstile und Lebensweisen, die sich in wesentlichen Teilen diametral gegenüberstehen.

Wissenschaftler des Öko-Instituts Freiburg beispielsweise, einem 1977 gegründeten privaten Forschungsinstitut, das sich der angewandten Umweltforschung verschrieben hat, präsentierten 1980 eine "Energiewende"-Zukunft, die die großtechnologisch-technokratischen Visionen der 60er und 70er Jahre grundsätzlich ablehnte und ihnen einen ökologisch orientierten und mit Hilfe dezentraler Techniken zu realisierenden Entwurf entgegensetzte. Diese und andere ökologische "Dissidenten" waren es, wie Klaus Traube in seinem lesenwerten Vorwort zu Amory Lovins' Pionierstudie "Sanfte Energie" 1978 bemerkte, die "oft unter hohen persönlichen Opfern, mit geringen Mitteln und trotz erheblicher Diskriminierungen ... Stück für Stück die Zerstörung der natürlichen und sozialen Umwelt ... analysiert und öffentlich ... bekämpft (haben)" (S.12).

In der anregenden und an der praktischen Umsetzung von ökologischen Reformvorschlägen orientierten Arbeitsatmosphäre des Öko-Instituts, in dem ich seit Juli 1986 mitarbeite, ist die vorliegende Arbeit entstanden. Sie wurde in einer nur leicht abweichenden Fassung als Dissertation zur Erlangung des Grades eines Doktors der Wirtschaftswissenschaften der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Bielefeld vorgelegt und von dieser im Februar 1994 angenommen. Inhaltlich knüpft sie da an, wo meine Diplomarbeit 1985 mangels (veröffentlichten) Wissens um die ökonomische, politische und gesellschaftliche Praxis der Energiepolitik aufhören mußte. Es ist wohl kein Zufall, daß dieses Wissen heute weniger an den Universitäten, als vielmehr in außeruniversitäten Forschungsinstituten und -einrichtungen anzutreffen ist.

Die Anfertigung einer solchen Arbeit ist nicht vorstellbar ohne die großzügige und viele Facetten umfassende Unterstützung von Seiten Dritter. Aus Platzgründen können hier jedoch nur die wichtigsten Unterstützer gewürdigt werden:

Mein erster Dank gilt meinem akademischen Lehrer, Prof. Dr. Siegfried Katterle, der die vorliegende Arbeit von der ersten Minute an betreute und mir stets den Rücken stärkte bei dem Unterfangen, unfruchtbare und realitätsferne ökonomische Argumentationspfade zu verlassen und stattdessen pragmatische, den realen Menschen und die Zeitdimension berücksichtigende Reformansätze ökonomisch zu fundieren. Auch dem Zweitgutachter dieser Arbeit, Prof. Dr. Werner Glastetter, gebührt an dieser Stelle ein herzlicher Dank.

Eine Vielzahl wichtiger inhaltlicher Anregungen und Rückkopplungen zur gesamten Arbeit verdanke ich Henning Borchers (Universität Mainz) und Christoph Helle (Universität Heidelberg/Stadtwerke Mannheim), zu einzelnen Kapiteln Dieter Seifried (Öko-Institut) und Dr.Dieter Schulte Janson (Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen). Mein

wissenschaftliches Interesse an diesem Forschungsgebiet weckten insbesondere Dr. Clemens Arzt (Rechtsanwalt in Bremen) und Prof. Dr. Peter Hennicke (Wuppertal-Institut).

Der erfrischenden Offenheit und Hilfsbereitschaft vieler Menschen in den USA bin ich zu großem Dank verpflichtet. Die stärkste fachliche Unterstützung erhielt ich dabei von Ali Miremadi, Don Schultz und Gigi Coe (alle California Public Utilities Commission) sowie von Jonathan Raab (ehemals Massachusetts Public Utilities Commission). Ohne die unermüdliche Hilfe von Anneliese Missbach (Bibliothek der California Public Utilities Commission) hätte ich bei weitem nicht so viele Materialien auswerten und in die Argumentation einbeziehen können, wie dies nunmehr geschehen ist, und ohne die einzigartige Gastfreundschaft von John Gilbert und Lea Cox wäre es mir nicht möglich gewesen, meine USA-Aufenthalte in den Jahren 1990-1993 so ertragreich zu gestalten. Ihnen allen möchte ich auch stellvertretend für die Vielzahl meiner amerikanischen Freunde und Kollegen danken, die hier nicht genannt werden können.

Ein besonderer Dank geht an Rosemarie und Karl-Heinz Firch, die die Sisyphus-Arbeit auf sich nahmen, das Manuskript auf Fehler durchzuschauen. Jürgen Leuchtner vom Öko-Institut gebührt der Dank, das im September 1993 abgeschlossene Manuskript innerhalb kürzester Zeit in das vorliegende Buch verwandelt zu haben. Schließlich ist es mir ein großes Bedürfnis, die Evangelische Studienstiftung Villigst gesondert zu würdigen: Ohne das von ihr gewährte Promotionsstipendium wäre diese Arbeit nicht zustande gekommen. Weiterhin möchte ich mich bei den Stadtwerken Hannover bedanken, die mir die vorliegende Veröffentlichung durch einen großzügigen Zuschuß erleichterten.

Zu guter Letzt gilt mein persönlicher Dank Ute und Valentin Jahnel, die mir vor allem seit November 1992 Anreiz genug waren, diese Arbeit zu einem zügigen Ende zu bringen und mich ihnen endlich wieder stärker zu widmen.

Freiburg, im Februar 1994 Uwe Leprich

Inhaltsübersicht

1 Einleitung 1

I. Theoretische Grundlagen 18

2 Theoretische Fundierung der Regulierung von Energieversorgungsunternehmen 18
2.1 Regulierungsbegriff und Abgrenzung der EVU-Regulierung 18
2.2 Zur wettbewerblichen Sonderstellung von EVU 21
2.3 Begründung der EVU-Regulierung 34
2.4 Ziele der EVU-Regulierung und mögliche Zielkonflikte 57
2.5 Instrumente der EVU-Regulierung 67
2.6 Allgemeine Regulierungskritik und Reformansätze 68
2.7 Alternativen zur EVU-Regulierung 80
2.8 Zusammenfassung: Ein Regulierungsleitbild für die Elektrizitätswirtschaft 85

3 Das elektrizitätswirtschaftliche Wettbewerbskonzept des Least-Cost Planning in Theorie und Praxis 88
3.1 Ökonomische Grundlagen des Least-Cost Planning 89
3.2 Verankerung und praktische Umsetzung von LCP in den USA 131
3.3 Weitere Anwendungsfelder und konzeptionelle Weiterentwicklungen von LCP 151

II. Empirische Bestandsaufnahme 158

4 Die amerikanische Elektrizitätswirtschaft und ihre Regulierung 158
4.1 Die amerikanische Elektrizitätswirtschaft 158
4.2 Das amerikanische Regulierungssystem 180
4.3 Der Regulierungsprozeß am Beispiel Kaliforniens 229

5 Die bundesdeutsche Elektrizitätswirtschaft und ihre Regulierung durch die Energieaufsicht 240
5.1 Die bundesdeutsche Elektrizitätswirtschaft 240

5.2 Die Regulierung der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft durch die Energieaufsicht 252

III. Integration, Übertragbarkeit und Reformvorschläge 275

6 Integration des LCP-Konzeptes in das amerikanische Regulierungssystem: Grundsätzliche Anreizprobleme sowie theoretische und praktische Ansätze zu ihrer Überwindung 275

6.1 Negative Anreize bei unveränderter Regulierungspraxis 275

6.2 Theoretische und praktische Regulierungsansätze in den amerikanischen Bundesstaaten zur Unterstützung einer LCP-orientierten EVU-Geschäftspolitik..... 282

6.3 Umfassendere theoretische Regulierungskonzepte im Einklang mit dem LCP-Konzept 310

7 Integration des LCP-Konzeptes in das deutsche Regulierungssystem: Übertragbarkeit, Anreizprobleme und Umsetzungsschritte 315

7.1 Gegenüberstellung des amerikanischen und des bundesdeutschen Regulierungssystems 315

7.2 Probleme einer Umsetzung des LCP-Konzeptes in der Bundesrepublik bei unveränderter Regulierungspraxis..... 320

7.3 Umsetzungsschritte für eine LCP-orientierte Regulierung in der Bundesrepublik 330

7.4 Ausblick 356

8 Zusammenfassung 360

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis .....

Abbildungsverzeichnis .....

Abkürzungsverzeichnis .....

1 Einleitung 1

1.1 Zum Reformdruck in der Elektrizitätswirtschaft 1

1.2 Auswahl des Untersuchungsgegenstandes und Methodik der Untersuchung 7

1.3 Abgrenzung der Fragestellung und Aufbau der Untersuchung 15

I. Theoretische Grundlagen 18

2 Theoretische Fundierung der Regulierung von Energieversorgungsunternehmen 18

2.1 Regulierungsbegriff und Abgrenzung der EVU-Regulierung 18

2.2 Zur wettbewerblichen Sonderstellung von EVU 21

2.2.1 Übergeordnete energiepolitische Ziele 22

2.2.2 Die Besonderheitenlehre im Lichte der übergeordneten energiepolitischen Ziele 23

2.2.2.1 Technisch-wirtschaftliche Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft im Überblick 23

2.2.2.2 Kritik an der Besonderheitenlehre 26

2.2.2.3 Bewertung 29

2.2.3 Historische Gründe für die Schaffung eines wettbewerblichen Ausnahmebereichs für EVU in der Bundesrepublik 32

2.3 Begründung der EVU-Regulierung 34

2.3.1 Geschlossene Versorgungsgebiete und Regulierung 34

2.3.2 Allokationseffizienz als Leitziel der neoklassischen normativen Regulierungstheorie 34

2.3.3 "Good Society" als Leitziel einer institutionalistisch fundierten Regulierungstheorie 42

2.3.4 Historische Grundlagen der EVU-Regulierung in der Bundesrepublik 52

2.3.4.1 EVU-Regulierung als Folge des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 52

2.3.4.2 Regulierung als Folge des GWB 54

2.3.5 Resümee ... 56
2.4 Ziele der EVU-Regulierung und mögliche Zielkonflikte ... 57
2.4.1 Ergebnisziele ... 58
2.4.2 Prozeßziele ... 62
2.4.3 Einige mögliche Zielkonflikte ... 63
Exkurs: Regulierung als "Entdeckungsverfahren" ... 65
2.5 Instrumente der EVU-Regulierung ... 67
2.6 Allgemeine Regulierungskritik und Reformansätze ... 68
2.6.1 Ökonomische und administrative Kritikpunkte ... 69
2.6.2 Theorien des Regulierungsverhaltens ... 72
2.6.3 Reformansätze ... 76
Exkurs: Zur Unabhängigkeit der Regulierungsinstitutionen ... 79
2.7 Alternativen zur EVU-Regulierung ... 80
2.7.1 Verstaatlichung und Zentralisierung ... 81
2.7.2 Öffentliche Beteiligungen ... 81
2.7.3 Kommunalisierung und Dezentralisierung ... 82
2.7.4 Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft ... 84
2.7.5 Fazit ... 85
2.8 Zusammenfassung: Ein Regulierungsleitbild für die Elektrizitätswirtschaft ... 85

3 Das elektrizitätswirtschaftliche Wettbewerbskonzept des Least-Cost Planning in Theorie und Praxis ... 88
3.1 Ökonomische Grundlagen des Least-Cost Planning ... 89
3.1.1 Begriff, Zielsetzung und Abgrenzungen ... 89
3.1.2 Mikrotheoretische Ausgangsbetrachtung ... 90
3.1.2.1 Das Produkt Energiedienstleistung ... 90
3.1.2.2 Das ökonomische Optimum der Stromnutzung ... 91
3.1.3 Empirische Sachverhalte und ihre Analyse ... 93
3.1.3.1 Die Effizienzlücke ... 93
3.1.3.2 Markthemmnisse ... 96
3.1.3.2.1 Disparität der Wirtschaftlichkeitskalküle ... 97
3.1.3.2.2 Weitere preisunabhängige Hemmnisse als (Teil-) Ursache der Disparität ... 101
3.1.4 Makrotheoretische Fundierung von LCP ... 103
3.1.4.1 Die Angebotskurve der Einsparung ... 103
3.1.4.2 Das Prinzip des Least-Cost Planning ... 106

3.1.5 Wettbewerbspolitische und institutionelle Fundierung 109
3.1.5.1 Die Akteure auf dem "Energiedienstleistungsmarkt" 113
3.1.5.2 Die Rahmenbedingungen des EDL-Marktes 116
3.1.5.3 LCP als Prozeß und Multikriterienkonzept 120
3.1.6 Konzeptionelle Fragestellungen bei der Umsetzung von LCP 12
3.1.6.1 Nutzen-Kosten-Perspektiven von Einsparinvestitionen 122
3.1.6.2 Methoden und Instrumente integrierter Ressourcenplanung 12
3.2 Verankerung und praktische Umsetzung von LCP in den USA 131
3.2.1 Verbreitung des LCP-Konzepts in den Bundesstaaten 132
3.2.2 Die Rolle der Bundesebene 133
3.2.3 Umsetzung durch EVU 133
3.2.3.1 Dienstleistungsprogramme der EVU in Zahlen 134
3.2.3.2 Das Spektrum der Dienstleistungsprogramme 136
3.2.3.3 Hauptproblemfelder bei der Durchführung von Einsparprogrammen 141
3.2.3.3.1 Datenprobleme 142
3.2.3.3.2 Probleme der Kosten-Nutzenberechnung 143
3.2.3.3.3 Anreizprobleme 149
3.2.4 Bisherige Ergebnisse von LCP und Ausblick 150
3.3 Weitere Anwendungsfelder und konzeptionelle Weiterentwicklungen von LCP 151
3.3.1 LCP für Gasversorgungsunternehmen 152
3.3.2 LCP und Brennstoffwechselprogramme 153
3.3.3 Internalisierung externer Effekte im Rahmen von LCP 153

II. Empirische Bestandsaufnahme 158

4 Die amerikanische Elektrizitätswirtschaft und ihre Regulierung 158
4.1 Die amerikanische Elektrizitätswirtschaft 158
4.1.1 Struktur und Organisation des Elektrizitätssektors 158
4.1.2 Bestandsaufnahme und Entwicklung der wichtigsten elektrizitätswirtschaftlichen und ökonomischen Daten 163
4.1.2.1 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Elektrizitätssektors 163
4.1.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch 165
4.1.2.3 Strompreise und -kosten sowie finanzielle Situation der EVU 167
4.1.3 Gesetzliche Meilensteine amerikanischer Energiepolitik 171

4.1.3.1 Public Utility Act von 1935 ... 171
4.1.3.2 National Energy Act von 1978 ... 171
4.1.4 Ausblick auf die Entwicklung der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft in den 90er Jahren ... 173
4.1.4.1 Perspektiven privater Energieversorgungsunternehmen als Stromerzeuger und -verteiler ... 173
4.1.4.2 Perspektiven öffentlicher und genossenschaftlicher EVU ... 179
4.2 Das amerikanische Regulierungssystem ... 180
4.2.1 Kurzer geschichtlicher Abriß der EVU-Regulierung ... 180
4.2.2 Die Regulierungskommissionen ... 183
4.2.2.1 Status und Ausstattung ... 183
4.2.2.2 Kommissionsaufbau und Personalaspekte ... 185
4.2.2.3 Die Adressaten der EVU-Regulierung ... 187
4.2.2.4 Zuständigkeiten und Zusammenspiel der Kommissionen ... 187
4.2.3 Die Regulierungsinhalte ... 190
4.2.3.1 Allgemeine Charakterisierung und Schwerpunktsetzung ... 190
4.2.3.2 Die klassische Rentabilitätsregulierung: Konzeptionelle Grundlagen und praktische Umsetzung ... 191
4.2.3.2.1 Festlegung des betriebsnotwendigen Vermögens (rate base) ... 19
Exkurs: Der Averch-Johnson-Effekt ... 206
4.2.3.2.2 Festlegung der Rendite (rate of return) auf das betriebsnotwendige Vermögen ... 207
4.2.3.2.3 Kontrolle der Betriebskosten (operating expenses) ... 209
4.2.3.2.4 Zusammenfassende Darstellung der Rentabilitätsregulierung ... 21
4.2.3.3 Die Praxis von Untersagungen in der amerikanischen Rentabilitätsregulierung ... 215
4.2.3.3.1 Untersagungen im Zusammenhang mit Überkapazitäten ... 218
4.2.3.3.2 Untersagungen im Zusammenhang mit vorzeitig aufgegebenen Kraftwerksprojekten ... 221
4.2.3.3.3 Wirksamkeit der Tests und Implikationen von Untersagungen ... 224
4.2.3.4 Neuere Regulierungsansätze zur Minimierung der Kosten des EVU ... 226
4.3 Der Regulierungsprozeß am Beispiel Kaliforniens ... 229
4.3.1 Zum Prozeßcharakter der EVU-Regulierung ... 229
4.3.2 Die kalifornische Elektrizitätswirtschaft und ihre Regulierungsinstitutionen ... 230
4.3.3 Der formelle Regulierungsprozeß in Kalifornien ... 231
4.3.3.1 Die öffentlichen Aufsichtsverfahren ... 231

4.3.3.2 Öffentliches Interesse an Aufsichtsverfahren 232
4.3.3.3 Organisatorische und finanzielle Absicherung der Öffentlichkeitsbeteiligung bei Aufsichtsverfahren 233
4.3.3.3.1 Die Einrichtung des "Public Advisor's Office" 234
4.3.3.3.2 Status und Auftrag der "Division of Ratepayer Advocates" 23
4.3.3.3.3 Das Intervenor Funding Program 235
4.3.3.3.4 Das Ratepayer Notice Program 236
4.3.4 Zum informellen Regulierungsprozeß in Kalifornien 236

5 Die bundesdeutsche Elektrizitätswirtschaft und ihre Regulierung durch die Energieaufsicht 240
5.1 Die bundesdeutsche Elektrizitätswirtschaft 240
5.1.1 Struktur und Organisation des Elektrizitätssektors 240
5.1.2 Bestandsaufnahme und Entwicklung der wichtigsten elektrizitätswirtschaftlichen und ökonomischen Daten 245
5.1.2.1 Stromerzeugung, -verbrauch und -erlöse 245
5.1.2.2 Investitionen und finanzielle Situation 248
Exkurs: Die elektrizitätswirtschaftliche Situation in den neuen Bundesländern 250
5.1.3 Ausblick auf die Entwicklung der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft in den 90er Jahren 250
5.2 Die Regulierung der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft durch die Energieaufsicht 252
5.2.1 Energiefachaufsicht 253
5.2.2 Strompreisaufsicht 254
5.2.2.1 Allgemeine Grundlagen 254
5.2.2.2 Die Institution 257
5.2.2.3 Die Entwicklung der Strompreisaufsicht seit 1971 257
5.2.2.4 Die Praxis der Preisaufsicht am Beispiel Nordrhein-Westfalens 260
5.2.2.5 Inhärente Anreizstrukturen der bundesdeutschen Strompreisaufsicht 263
5.2.3 Kartellaufsicht 264
5.2.4 Zum Verhältnis der unterschiedlichen Ansätze staatlicher Aufsichtstätigkeit 266
5.2.5 Konzeptionelle und praktische Kritik an der bundesdeutschen Energieaufsicht 268
5.2.5.1 Konzeptionelle Kritikpunkte 269
5.2.5.2 Kritik an der Aufsichtspraxis 271

Exkurs: Die politischen Grenzen der bundesdeutschen Strompreisaufsicht: Das Fallbeispiel RWE 1986 272
5.2.5.3 Fazit 274

III. Integration, Übertragbarkeit und Reformvorschläge 275

6 Integration des LCP-Konzeptes in das amerikanische Regulierungssystem: Grundsätzliche Anreizprobleme sowie theoretische und praktische Ansätze zu ihrer Überwindung 275
6.1 Negative Anreize bei unveränderter Regulierungspraxis 275
6.2 Theoretische und praktische Regulierungsansätze in den amerikanischen Bundesstaaten zur Unterstützung einer LCP-orientierten EVU-Geschäftspolitik 282
6.2.1 Erstattung der Kosten von LCP-Programmen 282
6.2.2 Entkopplung von Stromabsatz und Erlösen 287
6.2.2.1 Electric Revenue Adjustment Mechanism/ERAM in Kalifornien 287
6.2.2.2 Regulatory Decoupling Mechanism/RDM in New York 290
6.2.2.3 Revenue Per Customer (RPC)-Ansatz in Oregon 291
6.2.2.4 Weitere Ansätze 292
6.2.2.5 Bewertung und Ausblick 292
6.2.3 Positive Anreizprogramme 293
6.2.3.1 Gewährung einer zusätzlichen Verzinsung als Anreizprogramm 294
6.2.3.2 Shared-Savings-Programme 296
6.2.3.2.1 Die Programme von Orange & Rockland und Niagara Mohawk 1989 299
6.2.3.2.2 Das Programm von Pacific Gas & Electric 1990 300
6.2.3.2.3 Das Programm von Consolidated Edison 1991 301
6.2.3.2.4 Bewertung 302
6.2.3.3 Unkonventionelle Programme 303
6.2.3.3.1 Competition Pilot der Madison Gas and Electric Company (MG&E) 303
6.2.3.3.2 Anreizzahlung für die Massachusetts Electric Company 305
6.2.3.3.3 Anreizsystem für die Narragansett Electric Company 306
6.2.3.4 Zur Kritik an den positiven Anreizprogrammen 306
6.2.4 Sanktionsprogramme 308
6.2.5 Ausblick 308

6.3 Umfassendere theoretische Regulierungskonzepte im Einklang mit dem LCP-Konzept 310
6.3.1 Der Stromrechnungsindex von Moskovitz 311
6.3.2 Weitere Konzepte 313

7 Integration des LCP-Konzeptes in das deutsche Regulierungssystem: Übertragbarkeit, Anreizprobleme und Umsetzungsschritte 315
7.1 Gegenüberstellung des amerikanischen und des bundesdeutschen Regulierungssystems 315
7.2 Probleme einer Umsetzung des LCP-Konzeptes in der Bundesrepublik bei unveränderter Regulierungspraxis 320
7.2.1 Bisherige Dienstleistungsaktivitäten bundesdeutscher EVU 320
7.2.2 Stromeinspar- und -substitutionsprogramme aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht 321
7.2.2.1 Erzeuger-EVU 321
7.2.2.2 Weiterverteiler 324
Exkurs: Zum Charakter und zur preisaufsichtlichen Behandlung von "entgangenen Deckungsbeiträgen" (Lost Revenues) 327
7.2.3 Die fehlende Öffentlichkeitsbeteiligung im Tarifgenehmigungsverfahren 328
7.2.4 Schlußfolgerungen 329
7.3 Umsetzungsschritte für eine LCP-orientierte Regulierung in der Bundesrepublik 330
7.3.1 Elemente einer Anreizregulierung im Rahmen der Strompreisaufsicht 331
7.3.1.1 Zur Anerkennung der Kosten von LCP-Programmen 332
Exkurs: Beispiel für die Überprüfung des Nutzen-Kosten-Verhältnisses eines Ressourcenprogramms 337
7.3.1.2 Die Entkopplung von Stromabsatz und Erlösen 344
7.3.1.3 Positive Anreize für EVU 347
7.3.1.4 Zur Wirkung einer Anreizregulierung 349
7.3.2 Risiko- und Wettbewerbselemente im Rahmen einer LCP-orientierten Energiefach- und Strompreisaufsicht 351
7.3.3 "Runde Tische" als administrative Innovationsbündnisse 355
7.4 Ausblick 356

8 Zusammenfassung 360

Literaturverzeichnis 365

Tabellenverzeichnis (finales)

Tab.1.1: Reformvorschläge für die Elektrizitätswirtschaft 5

Tab.2.1: Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft im Lichte der übergeordneten energiepolitischen Ziele 26

Tab.2.2: Regulierungsgründe und -ziele aus Sicht der neoklassischen normativen Regulierungstheorie 40

Tab.3.1: Stromeinsparpotentiale in der Bundesrepublik nach Enquête-Kommission 1990 95

Tab.3.2: Implizite Diskontraten in Abhängigkeit von Kapitalrückflußzeit und Lebensdauer 98

Tab.3.3: Empirisch ermittelte implizite Diskontraten für Stromanwendungen in den USA 99

Tab.3.4: Übersicht über Hemmnisse bei der Erschließung von Stromeinsparpotentialen 101

Tab.3.5: Ausgaben für Dienstleistungsprogramme ausgewählter amerikanischer EVU im Jahr 1990 135

Tab.3.6: Kategorien von Dienstleistungsprogrammen (Conservation and Load Management Programs) in den USA 136

Tab.3.7: Ausgaben für Dienstleistungsprogramme/Pacific Gas & Electric Company 1991 137

Tab.3.8: Ausgewählte Prämienprogramme für Haushaltsgeräte bei PG&E/Ergebnisse 1991 139

Tab.3.9: Hauptproblemfelder von Einsparprogrammen 142

Tab.3.10: Kosten-Nutzenanalyse eines ausgewählten Prämienprogramms des kalifornischen EVU PG&E 144

Tab.3.11: Tatsächliche im Vergleich zur geschätzten Einsparung bei ausgewählten Einsparprogrammen im Haushaltsbereich 145

Tab.4.1: Eigentumsverhältnisse der Elektrizitätsversorgung in den USA 1989 159

Tab.4.2: Nettostromerzeugung in den USA nach Energieträgern 165

Tab.4.3: Entwicklung des Stromverbrauchs in den USA 1970-1990 167

Tab.4.4: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise für Endabnehmer in den USA (in cts/kWh) 168

Tab.4.5: Entwicklung der durchschnittlichen Leistungskosten für Atomkraftwerke in den USA (Nominalkosten) 169

Tab.4.6: Entwicklung wichtiger finanzieller Parameter für EVU in den USA (1970-1990) 170

Tab.4.7: Regulierungszuständigkeiten im amerikanischen Stromversorgungssystem 189

Tab.4.8: Das Prinzip der Allowance for Funds Used During Construction/AFUDC 204

Tab.4.9: Bestimmung der Rate of Return für PG&E 1984 208

Tab.4.10: Inhärente EVU-Anreize, Verbraucherrisiken und Kontrollaufwand bei den wichtigsten Ansätzen der Rentabilitätsregulierung 214/15

Tab.5.1: Bilanz der öffentlichen Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer) 246

Tab.5.2: Entwicklung des Stromverbrauchs und der Durchschnittserlöse in der Bundesrepublik 1970-1990 ..... 247/48

Tab.5.3: Die Praxis der nordrhein-westfälischen Strompreisaufsicht in Bezug auf die wichtigsten Prüfungsaspekte 263

Tab.6.1: Erstattung der Kosten von LCP-Programmen 287

Tab.6.2: Matrix der Anreizzahlungen für Consolidated Edison 1991-1992 (Angaben in %/100) 302

Tab.7.1: Gegenüberstellung der wichtigsten Charakteristika des amerikanischen und des bundesdeutschen Regulierungssystems .....

Tab.7.2: Kategorien von LCP-Programmen .....

Tab.7.3: Kriterien für die Anerkennung von Ressourcenprogrammen durch die Strompreisaufsicht .....

Tab.7.4: Vorschläge zur Anerkennung der Kosten von LCP-Programmen .....

Tab.7.5: Zur Wirkung einer Anreizregulierung .....

Abbildungsverzeichnis (finales)

Abb.2.1: Ein Regulierungsleitbild für die Elektrizitätswirtschaft 87

Abb.3.1: Schema unterschiedlicher Kategorien von Einsparpotentialen 94

Abb.3.2: Mikro-Angebotskurve der Einsparung für Efffizienzverbesserungen an Kühlschränken in Kalifornien 105

Abb.3.3: Makro-Angebotskurve der Einsparung ("Grand Supply Curve") für den Haushaltsbereich im Bundesstaat Michigan 105

Abb.3.4: Das Prinzip des Least-Cost Planning 108

Abb.3.5: Marktsegmentierung des EDL-Marktes nach Kapitalrückflußzeiten als Marktergebnis 115

Abb.3.6: Wettbewerbspolitische und institutionelle Fundierung des LCP-Konzepts 119

Abb.3.7: Nutzen-Kosten-Perspektiven von Einsparinvestitionen 125

Abb.3.8: Integrierte Ressourcenplanung in Kalifornien 129

Abb.3.9: Ressourcenportfolios des Northwest Power Planning Councils 1986 130

Abb.3.10: Qualitatives Punkten bei Wisconsin Power & Light (hier: nur Umwelteffekte) 156

Abb.3.11: Externalitäten-Matrix für NEESPLAN 1990 157

Abb.5.1: Beispielhafte Darstellung der Verflechtung zwischen Verbund-EVU 243

Abkürzungsverzeichnis (finales)

ACEEE	American Council for an Energy-Efficient Economy
AFUDC	Allowance for Funds Used During Construction
A-J-Effekt	Averch-Johnson-Effekt
AKW	Atomkraftwerk
ALJ	Administrative Law Judge
a.M.	anderer Meinung
APPA	American Public Power Association
ARA	Attrition Revenue Adjustment
ARE	Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen
ASEW	Arbeitsgemeinschaft kommunaler Versorgungsunternehmen zur Förderung rationeller, sparsamer und umweltschonender Energieverwendung und rationeller Wasserverwendung
BayVGH	Bayrischer Verwaltungsgerichtshof
BECO	Boston Edison Company
BGH	Bundesgerichtshof
BMFT	Bundesministerium für Forschung und Technologie
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
bnK	betriebsnotwendiges Kapital
BPA	Bonneville Power Administration
BRPU	Biennial Resource Plan Update
BT	Bundestag
BTOElt	Bundestarifordnung Elektrizität
CEC	California Energy Commission
CPCN	Certificate of Public Convenience and Necessity
CPUC	California Public Utilities Commission
CWIP	Construction Work in Progress
DL	Dienstleistung
DOE	Department of Energy
DSM	Demand-Side Management
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
ECAC	Energy Cost Adjustment Clause
EDL	Energiedienstleistung
EDU	Energiedienstleistungsunternehmen
EEI	Edison Electric Institute
EG	Europäische Gemeinschaft

EJ	The Electricity Journal
ELCON	Electricity Consumers Resource Council
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPMC	Equal Percent of Marginal Cost
EPRI	Electric Power Research Institute
ERAM	Electric Revenue Adjustment Mechanism
ERB	elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung
ESCO	Energy Service Company
ET	Energiewirtschaftliche Tagesfragen
EUW	Electric Utility Week
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Electrical World
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln
FAC	Fuel Adjustment Clause
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FR	Frankfurter Rundschau
GEMIS	Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme
GRC	General Rate Case
GVU	Gasversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWU	gemischwirtschaftliche Unternehmen
HH	Haushalt
HMUE	Hessisches Ministerium für Umwelt und Energie
ICEM	Integrated Cost Effectiveness Method
i.d.R.	in der Regel
IOU	Investor-Owned Utility
IPP	Independent Power Producer
IRRC	Investor Responsibility Research Center
ISI	Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
IWG	Institut für Wirtschaft und Gesellschaft
IZE	Informationszentrale Elektrizitätswirtschaft
JEI	Journal of Economic Issues
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LADWP	Los Angeles Department of Water and Power

LBL	Lawrence Berkeley Laboratories
LCP	Least-Cost Planning
LSP	Leitsätze für die Preisermittlung aufgrund von Selbstkosten
MDPU	Massachusetts Department of Public Utilities
m.E.	meines Erachtens
MECO	Massachusetts Electric Company
MG&E	Madison Gas & Electric Company
MW	Megawatt
MWMT	Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie
m.w.N.	mit weiteren Nachweisen
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NEA	National Energy Act
NEES	New England Electric System
NERC	National Electric Reliability Council
NIMO	Niagara Mohawk Company
NOPR	Notice of Proposed Rulemaking
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NPÖ	Neue Politische Ökonomie
NRDC	Natural Resources Defense Council
NRRI	National Regulatory Research Institute
NRW	Nordrhein-Westfalen
NUG	Non-Utility Generator
NWPPC	Northwest Power Planning Council
NYPSC	New York Public Service Commission
O&R	Orange & Rockland Company
ORNL	Oak Ridge National Laboratories
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PSNH	Public Service Company of New Hampshire
PUF	Public Utilities Fortnightly
PUHCA	Public Utility Holding Company Act
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
QF	Qualifying Facility
RdE	Recht der Energiewirtschaft (früher: Recht der Elektrizitätswirtschaft)
RDM	Regulatory Decoupling Mechanism
RIM	Rate Impact Measure Test
ROE	Return On Equity
ROR	Rate-Of-Return (Regulation)

RPC	Revenue Per Customer (-Ansatz)
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
SCE	Southern California Edison
SCL	Seattle City Light
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company
SEC	Securities and Exchange Commission
SMUD	Sacramento Municipal Utility District
s.o.	siehe oben
SRC	Synergic Resources Corporation
s.u.	siehe unten
SZ	Süddeutsche Zeitung
TOU	Time-Of-Use
TPA	Third Party Access
TRC-Test	Total Resource Cost Test
TVA	Tennessee Valley Authority
TWh	Terrawattstunde
u.a.	unter anderem
ÜBV	Überörtlicher Betriebsvergleich
UWG	Gesetz gegen unlauteren Wettbewerb
u.U.	unter Umständen
v.a.	vor allem
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke
VEA	Verband der Energie-Abnehmer
VIK	Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VPSB	State of Vermont Public Service Board
WEPCO	Wisconsin Electric Power Company
WP&L	Wisconsin Power & Light
z.B.	zum Beispiel
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft
ZfK	Zeitschrift für kommunale Wirtschaft
ZögU	Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen
z.T.	zum Teil

> "Psychiatrists do not assume away their patients' symptoms; they work at helping them disappear. ... Orthopedists do not assume broken bones are non-existent or will set and heal themselves; they intervene. Intensive care units are not set up to teach patients the virtue of patience. In no other field do its practitioners almost invariably assume that performance is either flawless, can correct itself, or is beyond help. But these are the alternatives on which mainstream economists dote. Is it not time - at last - for the Queen of the Social Sciences to join other fields of human endeavor? Is it not time - finally - for economic theorists to look at the world around them, and ask themselves, in all humility, 'How can we help?'"[1]

1 Einleitung

1.1 Zum Reformdruck in der Elektrizitätswirtschaft

Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich weltweit in einer Situation des Umbruchs, die weitreichende Veränderungsperspektiven in sich birgt. Man muß kein Prophet sein, um festzustellen, daß sich die Rahmen- und Geschäftsbedingungen für diesen Schlüsselbereich der Volkswirtschaft im nächsten Jahrhundert grundlegend von denen dieses Jahrhunderts unterscheiden werden.

Drei renommierte amerikanische Consulting-Unternehmen beispielsweise halten es in einer perspektivischen Untersuchung nicht für ausgeschlossen, daß nach der Jahrtausendwende u.a. globale, im Wettbewerb befindliche Energieversorgungsunternehmen (EVU)[2] mit lokalen und regionalen "grünen" EVU interagieren, bei denen Stromsparaktivitäten als Unternehmensaufgabe im Vordergrund stehen und/oder die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energiequellen verkaufen.[3]

Der Interessenverband der deutschen Elektrizitätswirtschaft VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke) konstatiert anläßlich seines hundertjährigen Bestehens nüchtern:

> "Wenn nicht alles trügt, gehen die Zeiten endgültig zu Ende, während derer die Stromversorger auf weitgehend stabilen rechtlichen und energiepolitischen Grundlagen wirtschaften und ihre öffentliche Aufgabe erfüllen konnten."[4]

---

1 Klein (Economist), 1991, S.317.

2 Ich verwende den Begriff Energieversorgungsunternehmen (EVU) in der gesamten Untersuchung stets für diejenigen Unternehmen, deren ausschließliche oder partielle Unternehmensaufgabe in der Verteilung von selbsterzeugter oder fremdbezogener Elektrizität und der davon nicht getrennten Endversorgung besteht.

3 Vgl. Cambridge Associates/Arthur Andersen/Andersen Consulting (Power Trends), 1992.

4 Grawe (Stromversorgung), 1992.

Wo liegen die Gründe dafür, daß eine Branche, die über Jahrzehnte hinweg relativ ungestört ihren Geschäften nachgehen konnte und der stabile Rahmenbedingungen gesetzlich garantiert wurden, so stark unter Druck gerät, daß ihre ordnungspolitischen und rechtlichen Grundlagen in Frage gestellt und weitreichende Veränderungen als zwangsläufig betrachtet werden?
Die Antwort darauf läßt sich zugespitzt in drei Problemkomplexen zusammenfassen:

a) Umwelt- und Sicherheitsprobleme

Die überwiegende Mehrheit der Klimawissenschaftler ist sich einig, daß ein ungebremster Ausstoß von klimarelevanten atmosphärischen Spurengasen eine durchschnittliche globale Erwärmung um mehrere Grade Celsius nach sich ziehen wird ("Treibhauseffekt").[5] Zur Hälfte wird allein Kohlendioxid (CO_2) für den drohenden Temperaturanstieg verantwortlich gemacht, ein Spurengas, das bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe (Kohle, Öl und Gas) freigesetzt wird.

Eine theoretische CO_2-freie Alternative - die Atomenergie - ist spätestens seit der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl im Jahr 1986 vor allem unter Sicherheitsaspekten in den meisten Staaten inakzeptabel geworden.[6] Hinzu kommen das ungelöste Problem des über Jahrtausende sicher zu lagernden Atommülls, die häufig vernachlässigten Gefahren des Uranabbaus für die einheimische Bevölkerung, Standortprobleme für neue Kraftwerke sowie eine explosionsartige Verteuerung dieser Technologie infolge erhöhter Sicherheitsauflagen.

Solange regenerative Energiequellen (Sonne, Wind, Wasser, Biomasse, Erdwärme) als *umfassende* Alternativen nicht konkurrenzfähig sind, wächst der politische Druck für eine erheblich effizientere Energienutzung in allen Verbrauchsbereichen und Anwendungsfeldern. Dazu gehört notwendigerweise ein sparsamer und rationeller Einsatz von Strom und damit verbunden ein Abknicken der Stromzuwächse bis hin zu einem absoluten Rückgang des Stromverbrauchs.

---

5 Aus einer nahezu unüberschaubaren Fülle an Publikationen zu diesem Thema sei hier auf folgende deutschsprachigen Standardwerke verwiesen: Crutzen/Müller (Klimakollaps), 1989; Schönwiese/Diekmann (Treibhauseffekt), 1989; Leggett (Global Warming), 1991. Vgl. insbesondere auch die umfassende Darstellung der Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" in Enquête-Kommission (Dritter Bericht), 1990.

6 Vgl. dazu beispielsweise eine Umfrage innerhalb der EG, bei der sich in allen Mitgliedsländern eine Mehrheit dahingehend äußerte, daß für sie die Risiken der Atomenergie untragbar seien (Energie in Europa Nr. 15, August 1990).

b) Effizienzprobleme

Kaum eine andere Branche hat in den zurückliegenden Jahrzehnten derart gravierende Fehlinvestitionen zu verzeichnen gehabt wie die Elektrizitätswirtschaft. In vielen Staaten führten drastische Überschätzungen der Absatzentwicklung zum Aufbau von Überkapazitäten, die z.T. bis heute nicht abgebaut sind. Insbesondere in der Bundesrepublik führten zudem Fehleinschätzungen hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz der Atomenergie zur Errichtung kostspieliger Nuklearprojekte, deren Nutzung letztendlich nicht durchzusetzen war.[7]

Auf Grund ihrer wettbewerblichen Ausnahmestellung und einer "nachsichtigen" staatlichen Aufsicht war es den EVU jedoch meist möglich, die Kosten dieser Fehlinvestitionen auf die Verbraucher abzuwälzen. Lediglich in den USA mußten zum Teil auch die Aktionäre der EVU Einbußen hinnehmen (s. dazu ausführlich Kapitel 4.2.3.3).

Darüber hinaus stehen EVU auf Grund ihrer besonderen wettbewerblichen Ausnahmestellung stets im Verdacht, ihre Kostensenkungsspielräume nicht auszuschöpfen und demzufolge ineffizient zu wirtschaften. Die Folge sind überhöhte Strompreise, die den Verbrauchern Kaufkraft entziehen und damit zu einer volkswirtschaftlich suboptimalen Ressourcenallokation führen.[8]

c) Legitimationsprobleme

Spätestens mit der Beendigung des kalten Krieges und des Zerfalls der osteuropäischen Wirtschaftsgemeinschaft ist die ökonomische Überlegenheit wettbewerbsorientierter Wirtschaftssysteme gegenüber wettbewerbsfreien Plansystemen weltweit anerkannt.

Der wettbewerbliche *Freiraum* der EVU, der ihnen in nahezu allen Staaten eingeräumt wird, war solange nicht umstritten, wie eine fortschreitende Elektrifizierung bei verbesserter Technologie zu sinkenden Strompreisen führte, also auch die Ver-

---

7 Zu den kostspieligsten "Technologie-Ruinen" gehören dabei der Schnelle Brüter in Kalkar (ca. 7 Mrd. DM), der Hochtemperaturreaktor in Hamm-Uentrop (ca. 4 Mrd. DM) und die erste Bauphase der Wiederaufbereitungsanlage in Wackersdorf (ca. 2,7 Mrd. DM). Hinzu kommt aller Voraussicht nach das Atomkraftwerk Mülheim-Kärlich (ca. 7 Mrd. DM), das nach einer Widerrufung der Teilerrichtungsgenehmigung 1988 stillgelegt werden mußte.

8 Das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) kommt 1991 in einer Untersuchung über mögliche Auswirkungen des EG-Binnenmarktes für Energie auf die Verbraucher und die Energiewirtschaft in der Bundesrepublik zu dem Ergebnis, daß bei der Elektrizitätsversorgung "in der Bundesrepublik Preissenkungen durchaus möglich wären". RWI (EG-Binnenmarkt), 1991, S.135. Dem widerspricht die VDEW unter Verweis auf einen vermeintlich "grundlegenden Denkfehler", ohne diesen allerdings identifizieren zu können. Vgl. N.N. (Umsatzrendite), 1991, S.1203.

braucher davon profitierten. In der heutigen Situation jedoch, in der die Branche mit steigenden Kosten, den Grenzen von Kostendegressionen beim Kraftwerksbau und dem Image des Umweltsünders konfrontiert ist, gerät dieser Freiraum immer stärker in die Diskussion. Der Zeitgeist ruft nach Wettbewerb auch in bisherigen Ausnahmebereichen. Dieser Ruf ertönt umso lauter, je offensichtlicher und zügelloser die EVU den bestehenden Freiraum zu ihren Gunsten nutzen und ihre Monopolstellung bei der Stromversorgung beispielsweise zum Aufbau von Firmenimperien nutzen.[9]

Angesichts dieser Probleme ist der Reformdruck in den letzten beiden Jahrzehnten stetig gewachsen. Ausdruck dafür sind eine Vielzahl von Reformkonzepten und -ansätzen, die im Laufe der Zeit entwickelt wurden.

In der Bundesrepublik hat die Reformdiskussion durch die Vereinigung der beiden deutschen Staaten im November 1989 und die Vorstellungen der EG-Kommission für einen europäischen Energie-Binnenmarkt eine zusätzliche Dynamik entfaltet, die sich in einer wachsenden Zahl von Publikationen niederschlägt.[10] Tabelle 1.1 gibt einen Überblick über das Spektrum der Reformvorschläge, wobei eine trennscharfe Abgrenzung zwischen ihnen häufig nicht möglich ist.

---

[9] Zur Presse-Kritik an der Diversifizierungspolitik deutscher Verbund-EVU vgl. u.a. Tichy (Monopol sahnt ab), 1989; N.N. (Alles geordnet), 1989; Büschemann (Reich und unersättlich), 1990.

[10] Zur Diskussion über den elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsrahmen im vereinten Deutschland vgl. Kartte (Ost-Berlin), 1990. Zur ordnungspolitischen Diskussion über den EG-Binnenmarkt vgl. z.B. Eiß u.a. (Ordnung), 1990, m.w.N.

Tab.1.1: Reformvorschläge für die Elektrizitätswirtschaft

Maßnahmenkategorie	**Anwendungsfeld**
Strukturelle Eingriffe (Entflechtung)	Vertikalstruktur * Primärenergiebasis * Erzeugung/Transport-Verteilung * Erzeugung-Transport/Verteilung * Erzeugung/Transport/Verteilung Horizontalstruktur * EVU-Verflechtungen * Kraftwerksanzahl konglomerate Struktur * Querverbund * sachfremde Sparten
Eröffnung von Wettbewerb bzw.Wettbewerbssimulation	Erzeugungsbereich * Abschaffung der Investitions-aufsicht * Ausschreibung von Kraftwerksleistung * gesetzliche Ankaufpflicht zu "vermiedenen Kosten" Transport-/Verteilungsbereich * Durchleitungspflicht * Spot-Märkte beim Stromhandel * Ausschreibung von Versorgungs-gebieten * Versteigerung von Netz-nutzungsrechten Rahmenbedingungen * Verbot wettbewerbsausschließen-der Verträge * Privatisierung öffentlicher und gemischt-öffentlicher Unternehmen * Wegfall des Wegemonopols der Gemeinden
Verbesserung der Aufsicht (Regulierungsreform)	strukturelle Verbesserungen * Schaffung einer zusätzlichen Bundesaufsicht * Zusammenfassung von Preis- und Investitionsaufsicht * Zuständigkeit der Preisaufsicht auch für Sondervertragskunden * Schaffung einer eigenständigen Behörde außerhalb d. Verwaltung * Öffentlichkeitsbeteiligung an Aufsichtsverfahren Verbesserungen bei der Ausstattung * personell * finanziell und mit Sachmitteln

Im Zentrum der aktuellen Reformdiskussion in der Bundesrepublik stehen zur Zeit wettbewerbliche Maßnahmen, die meist unter dem Schlagwort "Deregulierung" zusammengefaßt werden.[11] Dabei geht es in erster Linie um

a) ein Verbot wettbewerbsausschließender Verträge
b) die Einführung einer Durchleitungspflicht für die Betreiber von Transport- und Verteilungsnetzen
c) die Abschaffung der Investitionsaufsicht.
d) die Ausschreibung von Versorgungsgebieten

Aus dem Spektrum struktureller Eingriffe werden zur Zeit

e) die Trennung von Erzeugungs- und Verteilungsfunktionen bei der Stromversorgung sowie
f) die Entflechtung von Querverbundunternehmen

gesondert hervorgehoben.[12] Es fällt auf, daß der problematische Aufbau von Firmenimperien durch große Stromversorgungsunternehmen in der aktuellen Deregulierungsdiskussion ebenso wenig eine Rolle spielt wie die Entflechtung der EVU untereinander.[13]

Die Diskussion über die organisatorische Trennung von Stromnetz und Stromerzeugung und die Beseitigung/Auflockerung des Gebietsschutzes hat in der Bundesrepublik eine lange Tradition. Während in den 70er Jahren den Befürwortern dieses Ansatzes[14] in der wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit z.T. scharfer Ablehnung begegnet wurde,[15] haben sie in den letzten Jahren zweifellos die Meinungsführerschaft übernommen.[16] Entscheidende Rückendeckung erhalten sie von der EG-Kommission in Brüssel, die in ihrer Wettbewerbsrichtlinie zum Energiebinnenmarkt u.a. folgende Regelungen vorsieht:[17]

---

11 So spricht beispielsweise auch die Bundesregierung bei ihren Überlegungen zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes davon, daß "die Deregulierungspotentiale so weit wie möglich ausgeschöpft werden" sollen. Vgl. Deutscher Bundestag (BT-Drucksache 12/1799: Energiepolitisches Gesamtkonzept), 1991, S.37.

12 Wichtige Akzente in der bundesdeutschen Deregulierungsdiskussion setzten hierbei die Gutachten des Instituts für Wirtschaft und Gesellschaft (vgl. IWG (Marktsteuerung), 1988) und der vom Bundesministerium für Wirtschaft eingesetzten Deregulierungskommission (vgl. Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, insbesondere Kapitel 4).

13 Die bundesdeutschen EVU der Verbund-, Regional- und Lokalstufe sind auf vielfältige Art und Weise miteinander verflochten. Vgl. dazu Kapitel 5.1.1.

14 An vorderster Stelle zu nennen sind hier Gröner (Ordnung), 1975, und Emmerich (Ausnahmebereich), 1978.

15 Zur ökonomischen Kritik des Ansatzes vgl. Schneider (Verbesserung), 1979; Lukes (Reformdiskussion), 1979; Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.236ff; zur ingenieurwissenschaftlichen Kritik vgl. Stumpf (Staatliche Lenkung), 1979.

16 Neben den in Fußnote 12 genannten Untersuchungen sind hier insbesondere die Publikationen des sogenannten Kronberger Kreises (vgl. Engels/Hamm/Issing (Markt), 1988; Möschel (Energiepolitik), 1989) sowie des Instituts für Weltwirtschaft an der Universität Kiel (vgl. Soltwedel u.a. (Deregulierungspotentiale), 1986; Busch (Markt), 1986) zu nennen.

17 Vgl. Kommission der EG (KOM (91) 548 endg.-SYN 384: Binnenmarktrichtlinie), 1992.

- Freier Zugang zum Stromnetz für Industriekunden mit einer jährlichen Stromabnahmemenge von mindestens 100 GWh sowie für Verteilergesellschaften, die mindestens 3% der Stromverteilung im betreffenden Mitgliedsstaat auf sich vereinigen (*Third Party Access/TPA*).

- Unternehmensbezogene verwaltungstechnische und rechnerische Trennung der Erzeugungs-, Transport- und Verteilungsfunktion innerhalb der EVU (*Unbundling*).

Obwohl die EG-Kommission bei diesen Vorschlägen offensichtlich die weitergehende Maßnahme einer eigentumsmäßigen vertikalen Entflechtung der EVU aufgegeben hat, würde ihre Realisierung dennoch eine nicht geringzuschätzende Veränderung der elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen bedeuten.[18]

Die Popularität und Dynamik der augenblicklichen Wettbewerbs- und Deregulierungsdiskussion in der Bundesrepublik und der EG kontrastiert mit der Forderung nach einer umfassenden Regulierungsreform in der Elektrizitätswirtschaft, die letztmalig - mit erkennbarer Resonanz - von der Monopolkommission im Jahr 1976 vertreten wurde.[19]

1.2 Auswahl des Untersuchungsgegenstandes und Methodik der Untersuchung

Das Hauptziel der Untersuchung liegt zusammenfassend darin, die seit vielen Jahren einmütig bekräftigte gesellschaftliche und wirtschaftspolitische Zielsetzung der Energieeinsparung für einen Teilsektor der Energiewirtschaft - den Elektrizitätssektor - zu operationalisieren[20] und sie ohne die Notwendigkeit grundlegender und zeitraubender ordnungspolitischer Strukturreformen in das bestehende bundesdeutsche Regulierungssystem einzufügen.

Konkret bedeutet dies,

- Energiesparen allokations- und wettbewerbstheoretisch als "Energiequelle" zu identifizieren und ihre Erschließung institutionell und wettbewerbspolitisch zu fundieren

- die Integrationsfähigkeit dieses Konzeptes in ein Regulierungssystem am Beispiel der USA zu demonstrieren und

- das bestehende bundesdeutsche Regulierungssystem auf dieser Grundlage zu ergänzen und

---

[18] Die Richtlinie ist allerdings nicht wie ursprünglich vorgesehen zum 1.01.1993 in Kraft getreten, und es erscheint mittlerweile unwahrscheinlich, daß sie in dieser Form jemals in Kraft treten wird.

[19] Vgl. Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, insbesondere S.417-423.

[20] Das Ziel der Energieeinsparung soll hier nicht mehr aus allgemeinen gesellschaftlichen, volks- und energiewirtschaftlichen Zielsetzungen abgeleitet werden. Vgl. dazu die erschöpfenden Ausführungen von Meixner (Energieeinsparung), 1983, S.67-69.

weiterzuentwickeln.

Es geht in dieser Untersuchung also weder um die Konzipierung eines "optimalen" Regulierungssystems[21] noch um die grundsätzliche Abschaffung von Regulierung in der Elektrizitätswirtschaft. Vielmehr geht es um eine zielgerichtete, ökonomisch fundierte Veränderung des regulatorischen Status Quo in der Bundesrepublik zu einem "besseren", weil einsparverträglichen Regulierungssystem, das jedoch durchaus Möglichkeiten für die Integration wettbewerblicher Elemente bieten sollte. In diesem Sinne stellt die Untersuchung einen Beitrag zur Re-Regulierungsdiskussion dar. Sie knüpft an die Pionierarbeit von *Arzt* an, der 1991 mit einer bis dahin im deutschsprachigen Raum nicht anzutreffenden Akribie einen juristischen Vergleich der amerikanischen und der bundesdeutschen Strompreisaufsicht vorgenommen und damit der Re-Regulierungsdiskussion bereits wesentliche Impulse gegeben hat.[22]

Aus der Vielzahl von aktuellen Reformüberlegungen und -ansätzen in der Elektrizitätswirtschaft einen speziellen wie den obigen herauszufiltern und zu untersuchen, bedarf einer besonderen Begründung. Bei der vorliegenden Untersuchung bestand der Filter aus vier Leitgedanken, die das Forschungsinteresse auf dieses Thema lenkten:

a) Die Einsparung von Energie ist der Schlüsselfaktor in jeder realistischen Klimastabilisierungsstrategie.

b) Die Einsparung von Energie läßt sich funktional als "Energiequelle" auffassen.

c) Die Einsparung elektrischer Energie ist politökonomisch betrachtet ein strategisch wichtiger Ansatz auf dem Weg zu einer bedarfs- und dienstleistungsorientierten Energiewirtschaft.

d) Die Regulierung von EVU bietet günstige Voraussetzungen, diesen Ansatz rasch ohne weitreichende Strukturreformen zu forcieren.

zu a)

Die bisherigen Untersuchungen zur weltweiten Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Folgen für das Klima sind übereinstimmend zu dem Ergebnis gekommen, daß ohne eine drastische Absenkung des fossilen Energieverbrauchs in den Industrieländern mit einer spürbaren Erhöhung der Durchschnittstemperaturen zu rechnen ist. Unabhängig von der Einschätzung, welchen Beitrag erneuerbare Energien und die Atomenergie mittelfristig zu dieser Absenkung leisten können oder sollen, kommt die internationale Diskussion wie erwähnt einhellig zu dem Ergebnis, daß das Ziel einer Klimastabilisierung ohne erhebliche Anstrengungen zur Erschließung der vorhandenen Einsparpotentiale

---

[21] Zu wohlfahrtsökonomischen Überlegungen dieser Art vgl. z.B. Schröter (Energiewirtschaft), 1986, S.54-60.

[22] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991.

nicht zu erreichen ist.[23]

Vor diesem Hintergrund sind diejenigen Reformansätze in der Energiewirtschaft von herausragender Bedeutung, die die Energieeinsparung in das Zentrum ihrer Überlegungen stellen.[24]

zu b)

Spätestens nach der zweiten Ölpreiskrise 1978/79 richtete die energiewirtschaftliche Diskussion in der Bundesrepublik erstmals den Blick auf die großen unerschlossenen Energieinsparpotentiale.[25] Aus dieser Zeit stammt die populär gewordene Formulierung von *Meyer-Abich*, wonach

> "Einsparung von Energie im Rahmen von Energiesystemen funktional eine Energiequelle ist und als solche verstärkt genutzt werden sollte".[26]

Seither wird dem Ziel der Energieeinsparung in den programmatischen Aussagen der Bundesregierung, der Länder, der politischen Parteien und der Gewerkschaften eine

---

[23] Vgl. z.B. Keepin/Kats (Greenhouse Warming), 1988; Lesch/Bach (Reduktion), 1989, S.38. Zum Umfang und Charakter von Einsparpotentialen s. Kapitel 3.1.

[24] Dies gilt umso mehr, als die deutsche Stromwirtschaft kürzlich einräumte, daß sie das von der Bundesregierung vorgegebene Ziel einer Reduzierung der Kohlendioxid-Emissionen um 25% bis zum Jahr 2005 wohl kaum erreichen werde. Vgl. FR vom 1.09.92.

[25] Vgl. Fichtner Beratende Ingenieure (Technologien), 1976; Krause/Bossel/Müller-Reißmann (Energiewende), 1980.

[26] Meyer-Abich (Energieeinsparung), 1983, S.15.

hohe Priorität eingeräumt; das Bekenntnis zum Energiesparen gehört gleichsam zum *common sense* in der Bundesrepublik.

Allerdings ist der impliziten Behauptung *Meyer-Abichs* kaum ernsthaft nachgegangen worden, wonach Energieeinsparung ob ihres funktionalen Charakters als "Energiequelle" gezielt und verläßlich erschlossen werden kann. Vielmehr vertraut die Bundesregierung bis heute in ihrer Energiepolitik im wesentlichen auf die "Wirkung der Marktkräfte",[27] was in der Praxis nichts anderes heißt, als daß Energieeinsparung nahezu ausschließlich über die preisinduzierten Reaktionen der Verbraucher definiert wird. Im Ergebnis führte dieses "Trendsparen" in der Vergangenheit zwar dazu, daß sich die Energieeffizienz in der Bundesrepublik verbessert hat (seit 1984 allerdings nur noch marginal) und die Entkopplung zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum weiter voranschritt. Andererseits jedoch wurden davon definitionsgemäß eben jene Energieeinsparpotentiale nicht erfaßt, die im *Meyer-Abich*'schen Sinne als "Energiequelle" zur Verfügung stehen und nur durch eine *aktive* Vorgehensweise erschlossen werden können.

Hier liegt der Anknüpfungspunkt für das in den USA entwickelte Konzept des Least-Cost Planning (LCP). Es erscheint geeignet, die Lücke zwischen der technisch-analytischen Erkenntnis der 70er Jahre, daß Energiesparen als Energiequelle aufgefaßt werden kann, und dem programmatischen Konsens, daß der Energieeinsparung in der Energiepolitik höchste Priorität zukomme, zu schließen.

zu c)

Strategisch gesehen ist die Einsparung *elektrischer Energie* einer der Schlüssel für eine grundlegende Umorientierung der Energiewirtschaft, wie der Politikwissenschaftler *Kitschelt* im Jahr 1980 bereits mit analytischem Weitblick erkannt hat:

> "Für eine alternative Energiepolitik, die langfristig eine gebrauchswertorientierte Energiewirtschaft anstrebt..., die aber auch die politischen und ökonomischen Randbedingungen berücksichtigt, könnte es ein strategischer Ansatzpunkt sein, die Funktion gegenwärtiger Energieversorgungsunternehmen .. besonders im Elektrizitätsbereich zu verändern, so daß sie sinnvolle Agenten eines politischen, ökonomischen und ökologischen Wandels in der Energieversorgung und im Energiebereich werden können."[28]

Zur Umsetzung dieses Ansatzes bemerkt er:

> "Es handelt sich hierbei um einen 'reformistischen' Vorschlag, der sich von einer institutionellen Veränderung des Elektrizitätssektors eine Katalysatorwirkung für eine schnellere Durchsetzung von Energiesparmaßnahmen ... verspricht. ... Zugleich sind die EVU'n [Energieversorgungsunternehmen, U.L.] allein durch die Tatsache, daß sie

---

[27] Vgl. Deutscher Bundestag (BT-Drucksache 12/1799: Energiepolitisches Gesamtkonzept), 1991, S.3.

[28] Kitschelt (Ökonomie), 1980, S.230.

> in allen Ländern zumindest Energieaufsichtsbehörden unterworfen sind ..., leichter als Kanäle für eine politische Umstrukturierung der Energiewirtschaft zu instrumentalisieren als etwa die Ölwirtschaft".[29]

Auch *Hennicke u.a.* gehen davon aus, daß der Elektrizitätssektor für das gesamte Energiesystem "strukturprägend" ist und daher ein Reformkonzept für die Energiewirtschaft in erster Linie in diesem Sektor anzusetzen habe.[30]

Schließt man sich diesen Analysen an, richtet sich das Interesse auf die Fragestellungen, *ob* und *wie* sich EVU für die Durchsetzung einer gebrauchswertorientierten Energiewirtschaft "instrumentalisieren" lassen. Im Versuch, hier zu ökonomisch fundierten Antworten zu kommen, liegt der erkenntnisleitende Kern der vorliegenden Untersuchung.

zu d)

In einer Zeit der - wenn auch bereits wieder abflauenden - Deregulierungseuphorie eine Arbeit über die Verbesserung und Weiterentwicklung des bestehenden Regulierungssystems und damit über "Re-Regulierung" zu schreiben, mag auf den ersten Blick verwundern. Vor dem Hintergrund einer alles in allem vernichtenden Kritik an staatlicher Regulierung im allgemeinen und der der Elektrizitätswirtschaft im besonderen durch die neoklassisch orientierte Mainstream-Ökonomie erscheint dieses Unterfangen zumindest gewagt.

Dennoch sollte die derzeitige Diskussionslage nicht darüber hinwegtäuschen, daß unter pragmatischen Gesichtspunkten eine Verbesserung des Regulierungssystems stets auf der wissenschaftlichen und politischen Agenda stand und von denen, die einer Durchsetzbarkeit und den Auswirkungen von Wettbewerb im Bereich der Stromversorgung skeptisch gegenüber stehen, als Alternative nie aus den Augen verloren wurde.[31]

Bei genauerem Hinsehen gibt es zweifellos eine Reihe von Quellen, aus denen sich heute das wissenschaftliche Erkenntnisinteresse an diesem Untersuchungsgegenstand speisen und zu einem Forschungsstrom verdichten kann:

---

[29] Ebenda.

[30] Vgl. Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.17.

[31] Vgl. z.B. Kantzenbach (Leitbild), 1977; Hölker (Entmonopolisierung), 1986; Schneider (Alternativen), 1987. Im Hinblick auf die EG kommt das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) zu dem Ergebnis: "Die Einführung einer kostenorientierten Preis- und Rentabilitätsregulierung in Westeuropa nach amerikanischem Vorbild erscheint jedenfalls eher realisierbar als die Harmonisierung der energiewirtschaftlichen Strukturen in der Europäischen Gemeinschaft". Horn (Regulierung), 1988, S.146f.

- Undogmatische Wettbewerbsbefürworter im Elektrizitätsbereich gestehen zu, daß eine Vielzahl von Problemen gelöst werden müßte, wenn das bestehende Regulierungssystem durch ein wettbewerblich strukturiertes System abgelöst werden soll.[32] Daher erscheint es zur Zeit völlig offen, ob ein solches System dem heutigen überlegen wäre.

- Wettbewerb startet nicht auf der "grünen Wiese", sondern muß die konkrete Ausgangssituation auf den Märkten berücksichtigen. Dies gilt insbesondere in Bezug auf die Anzahl und die Marktmacht der Akteure. Es gibt Hinweise darauf, daß ein weiterentwickeltes Regulierungssystem einen guten Rahmen für die sukzessive und behutsame Integration wettbewerblicher Elemente bilden kann.[33]

- Es zeichnet sich ab, daß wettbewerbliche Ansätze in der Elektrizitätswirtschaft neue oder weiterentwickelte Formen von Regulierung erforderlich machen, eine vollständige Abschaffung von Regulierung in diesem Bereich also zur Fiktion wird.[34] Regulierungsforschung muß demnach auch von Deregulierungsbefürwortern betrieben werden.

- Die Regulierung der Elektrizitätswirtschaft hat sich in den zurückliegenden zwei Jahrzehnten in den USA als beeindruckend reformfähig erwiesen. Keine der früheren Untersuchungen im deutschsprachigen Raum, die die amerikanische Regulierung der 70er und frühen 80er Jahre nahezu einhellig als ineffizient und interessengebunden abstempelten,[35] kann heute im Lichte neuer Ansätze und Erkenntnisse noch bestehen.

Die Beschäftigung mit Regulierung erscheint aus all diesen Gründen eine lohnende wissenschaftliche Herausforderung sowie eine Voraussetzung für eine realistische Deregulierungsdiskussion zu sein.

---

[32] Vgl. dazu z.B. die Aussagen von drei der renommiertesten amerikanischen Regulierungsökonomen, die alle im hohen Maße wettbewerblichen Ansätzen gegenüber aufgeschlossen sind (Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.2; Kahn (Least Cost Planning), 1992, S.178). Die deutschen Deregulierungsbefürworter hingegen scheinen von weniger Selbstzweifeln geplagt zu sein. Skeptisch lediglich Schneider (Verbesserung), 1979; offene Fragen zur Durchleitung formuliert Pick (Durchleitung), 1991.

[33] S. dazu Kapitel 4.1.4.

[34] Vgl. z.B. die Erfahrungen in Großbritannien, wo im Gefolge einer Trennung von Stromerzeugung und -verteilung eine neue Aufsichtsbehörde mit rund 200 Beschäftigten geschaffen werden mußte, die u.a. für die Versorgungssicherheit, Verbraucherschutz, Förderung neuer Technologien und Bonitätskontrolle der Akteure zuständig ist (Zinow (Privatisierung), 1990, S.65).

[35] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979; Kühne (Regulierungsdebatte), 1983; Hermann (Regulierung), 1986.

Wissenschaftliche Arbeitsthemen entstehen indes nicht allein durch nüchternes Aufspüren wissenschaftlicher Forschungsdefizite, sondern werden zu einem guten Teil durch persönliche Wertungen und ontologische Urteile determiniert. Unter diesem Aspekt haben neben den Leitgedanken a) bis d) auch folgende Gründe zur Auswahl des vorliegenden Untersuchungsgegenstandes geführt:

- Wettbewerb ist für viele im Unterschied zu den Vertretern eines Marktradikalismus *Hayek*'scher Prägung kein Selbstzweck, sondern stets Mittel zum Zweck. Eine a priori-Überlegenheitsvermutung von Wettbewerb *im Elektrizitätsbereich* im Sinne eines ontologischen Werturteils vermag ich daher nicht zu teilen. Im Gegenteil stehe ich dem (in den treffenden Worten *Trebings*) "almost theological commitment to competition and market-oriented solutions"[36] der neoklassischen Ökonomie skeptisch gegenüber.

- Regulierung ist nach meinem Verständnis mehr als ein staatlicher Korrekturmechanismus zur Sicherung einer effizienten Faktorallokation im wettbewerblichen Ausnahmebereich. Regulierung ist vielmehr ein konstitutives Element einer "gemischten Wirtschaft", in der ein breites Spektrum öffentlicher Ziele mit Hilfe wettbewerblicher und öffentlicher Instrumentarien angesteuert und verwirklicht werden soll.[37] Allokationseffizienz ist dabei nur eines von mehreren Zielen, Machtkontrolle ein weiteres. Regulierung als Kombination einer hoheitlichen Korrektur- und Lenkungsaufgabe mit einer entsprechend abgesicherten Kontroll- und Partizipationsmöglichkeit "von unten" kann m.E. einen wesentlichen Beitrag zur gesellschaftlichen Integration und damit zur konsensualen Lösung drängender gesellschaftlicher Probleme leisten.

- Regulierung ist ein interdisziplinäres Forschungsobjekt, zu dem sowohl Ökonomen, Politologen und Systemforscher, aber beispielsweise auch Juristen und Psychologen bereits wichtige Beiträge geleistet haben und noch leisten können. Inhaltlich bietet es kritischen Ökonomen die Möglichkeit, der immer stärker drohenden Isolierung der Wirtschaftswissenschaften innerhalb der Sozialwissenschaften entgegenzuwirken.[38]

- Die Zeiten "großer Entwürfe" und universaler Theorien sind nicht nur für die Philosophie und die Politik, sondern auch und gerade für die Ökonomie m.E. am

---

36 Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1720.

37 Vgl. dazu Petr (Mixed Economy), 1987.

38 Vgl. z.B. Holub (Abenteuer), 1989, der den Berufsstand der Ökonomen heute radikal in Frage gestellt sieht.

Ende angelangt.[39] Vielmehr geht es heute um fundierte pragmatische Schritte, die vor dem Hintergrund der immer drängenderen globalen Probleme möglichst rasch konkrete Ergebnisse erzielen können,[40] und um eine wissenschaftliche Politikberatung, die gemäß dem *Habermas'schen* pragmatistischen Modell Politik und Wissenschaft in einen zielorientierten und akteursbezogenen Diskurs- und Gestaltungsprozeß treten lassen.

Die wissenschaftlichen Wurzeln der vorliegenden Untersuchung liegen in der heterodoxen Ökonomie des amerikanischen Institutionalismus, der in den USA wesentliche Beiträge zur Ausgestaltung des Regulierungssystems der leitungsgebundenen Energieversorgung geleistet hat und immer noch leistet.[41] Mit Hilfe dieser in Deutschland wenig verbreiteten ökonomischen Denktradition soll der Gefahr vorgebeugt werden, Regulierung einmal mehr ausschließlich unter den einengenden und von der Realität radikal abstrahierenden Blickwinkeln der neoklassischen normativen Regulierungstheorie oder der Theorie der Politik/Neue Politische Ökonomie (NPÖ) analysieren und beurteilen zu wollen.[42]
Der amerikanische Institutionalismus zeichnet sich durch eine fundierte empirische Arbeitsweise und eine große Praxisnähe aus. Ein Schwerpunkt dieser Untersuchung liegt daher in der sorgfältigen empirischen Bestandsaufnahme und Darstellung der bestehenden Regulierungssysteme in den USA und der Bundesrepublik und der in

---

39 Als Indiz dafür, daß die Öffentlichkeit von der Ökonomie keine universalen Theorien mehr erwartet, mag die Darstellung der einschlägigen deutschen Wochenzeitschriften zur Nobelpreisverleihung an den Neoklassiker Gary Becker im Jahr 1992 dienen, in denen dessen Vorstellungen karikaturistisch abgehandelt und in die Nähe einer "zynischen und realitätsfernen Wissenschaft" gerückt werden. Vgl. Heuser (Ökonom auf Abwegen), 1992, S.31; vgl. auch N.N. (Gut und Börse), 1992.

40 Als pragmatisch in der institutionalistischen Tradition John Deweys gilt eine Einstellung dann, "wenn sie das Handeln über das Denken, den Nutzen einer Theorie über die Wahrheit der Theorie stellt, weil über die Wahrheit einer Theorie erst deren praktische Auswirkungen entscheiden. Sinnhaftigkeit, bzw. bei gewissen Pragmatikern Wahrheit, bedeutet praktische Nützlichkeit. Der Pragmatismus entstand aus einer Protestbewegung gegen den Formalismus: gegen die Dominanz der Abstraktion und der Lebensferne. Pragmatiker glauben an die Wirksamkeit von Ideen und an die Möglichkeit des Neuen." Stadler (Institutionalismus), 1983, S.153.

41 Vgl. dazu Trebing (Economic Regulation), 1984, S.224ff. Der Institutionalist Harry Trebing ist einer der einflußreichsten amerikanischen Regulierungsökonomen der Nachkriegszeit. An seinem jährlichen Sommerkursus zu Regulierungsfragen (Annual Regulatory Studies Program) haben seit 1973 mehr als 4.600 MitarbeiterInnen von Regulierungskommissionen teilgenommen.

42 S. dazu ausführlich Kapitel 2.3.2 und 2.6.2. Zur "gefährlichen Naivität" des NPÖ-Ansatzes vgl. Himmelmann (Politische Ökonomie), 1977, S.193f. Es handelt sich hierbei um einen hervorragenden Überblicksaufsatz zum Selbstverständnis der deutschen sozialökonomischen "Politischen Ökonomie", deren wissenschaftstheoretische Nähe zum amerikanischen Institutionalismus zwar nicht herausgearbeitet wurde, die jedoch evident ist.

ihnen angelegten Anreizstrukturen. Insbesondere für die Bundesrepublik gilt es dabei, eine Lücke zu füllen, die in der Literatur schon häufig beklagt wurde.[43]

Das Zielsystem des Institutionalismus unterscheidet sich vom neoklassischen Zielsystem dahingehend, daß es nicht eindimensional auf eine abstrakte ökonomische Effizienz fixiert ist, sondern eine Reihe zusätzlicher gesellschaftlicher und wirtschaftspolitischer Ziele *gleichrangig* verfolgt. Eine wichtige Aufgabe dieser Untersuchung besteht demnach darin, Regulierung als ein ökonomisches Instrumentarium zur Verfolgung mehrdimensionaler Zielsetzungen zu identifizieren und daraus ein Regulierungsleitbild für die Elektrizitätswirtschaft abzuleiten.

Die Fundierung des Least Cost-Planning-Konzeptes zur Operationalisierung des Ziels Energiesparen folgt zunächst der neoklassischen Allokationstheorie und damit dem herkömmlichen Effizienzkriterium. Seine institutionelle Umsetzung und seine konkrete Ausgestaltung jedoch orientieren sich an einem breiteren Spektrum gesellschaftlicher Zielsetzungen, die im einzelnen abgeleitet und begründet werden.

Auf der Grundlage der empirischen Analyse und eines im wesentlichen institutionalistisch begründeten Regulierungsleitbildes versucht die vorliegende Untersuchung dann, Kriterien und Ansatzpunkte für die Integration des LCP-Konzeptes in das bundesdeutsche Regulierungssystem zu entwickeln, die sich aus den amerikanischen Integrationserfahrungen ableiten lassen.

1.3 Abgrenzung der Fragestellung und Aufbau der Untersuchung

Das Konzept des Least-Cost Planning hat seinen Ursprung in einer Weiterentwicklung der traditionellen Unternehmensplanung der Energieversorgungsunternehmen. Unter einer betriebswirtschaftlichen Perspektive ist es für EVU in bestimmten Situationen durchaus rational, die Stromnachfrage zu begrenzen oder zumindest zu verlagern ("Last-Management") und dadurch das unternehmerische Handlungsfeld zu erweitern. LCP *als Regulierungskonzept* löst sich von dieser EVU-Perspektive und beurteilt Energiesparaktivitäten der EVU ausschließlich aus einer *gesamtwirtschaftlichen* Perspektive. Die relevante Fragestellung lautet dann nicht mehr, wann Energiesparen unter heutigen Rahmenbedingungen für EVU sinnvoll ist, sondern vielmehr, in welchem Umfang es volkswirtschaftlich erwünscht ist und wie die Rahmenbedingungen angepaßt werden müssen, damit die EVU entsprechende Aktivitäten entfalten.

Im Rahmen dieser Untersuchung soll nur am Rande darauf eingegangen werden, wie sich das Verhältnis von Least-Cost Planning zu den Reformvorstellungen einer deregulierten Elektrizitätswirtschaft darstellen könnte.[44] Die Symbiose der beiden derzeit wohl relevantesten Reformströmungen ist m.E. erst dann fundiert möglich, wenn das LCP-Konzept in Bezug auf das bestehende Regulierungssystem einmal

---

[43] Vgl. Stumpf (Staatliche Lenkung), 1979, S.289; Bücker (Niedersachsen), 1985, S.222.

[44] Ein wissenschaftliches Interesse an einer solchen Untersuchung bekundet z.B. UNIPEDE (Least-Cost Planning), 1992, S.3.

umfassend entwickelt worden ist.

Geringe Aufmerksamkeit wird auch der Frage zugemessen, ob eine LCP-orientierte Regulierung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft im Vergleich zu anderen globalen und sektoralen ökonomischen Instrumenten das - im Hinblick auf die Erreichung von Zielen einer hierarchisch strukturierten Zielliste, an deren oberster Stelle die Energieeinsparung steht - *effektivste und effizienteste* wirtschaftspolitische Instrument ist.[45] Einer der wesentlichen Gründe dafür liegt in der Schwierigkeit, die politische und ökonomische Akzeptanz des Einsatzes dieser Instrumente einigermaßen *realistisch* abzuschätzen, da es unter pragmatischen Gesichtspunkten wenig zielführend wäre, die Diskussion allein auf einer theoretisch-abstrakten Ebene abzuhandeln.

Die empirischen Teile der Arbeit stützen sich auf die Auswertung von Dokumenten bis einschließlich Dezember 1992 sowie eigene praktische Erfahrungen,[46] wobei je nach Verfügbarkeit die statistischen Daten der Jahre 1989/90 zugrunde gelegt wurden; Dokumente des Jahres 1993 wurden nur noch in Einzelfällen berücksichtigt.

Die Untersuchung zerfällt in drei große Teile: Teil I mit den Kapiteln 2 und 3 entwickelt die theoretischen Grundlagen des Untersuchungsgegenstandes. Teil II als empirisches Herzstück mit den Kapiteln 4 und 5 analysiert das amerikanische und das bundesdeutsche Regulierungssystem. Teil III mit den Kapiteln 6 und 7 schließlich diskutiert die Integration der wirtschaftspolitischen Zielsetzung der Energieeinsparung in das bestehende amerikanische Regulierungssystem und leitet daraus Reformvorschläge für die Bundesrepublik ab.

Zur Vorgehensweise im einzelnen:

In Kapitel 2 wird die Regulierung von EVU auf eine breite theoretische Grundlage gestellt. Ausgehend von einer differenzierten Analyse der wettbewerblichen Sonderstellung der EVU wird ihre Regulierung mit Hilfe zweier regulationstheoretischer Ansätze begründet und vor dem Hintergrund eines Zielkatalogs zu einer Art "Regulierungsleitbild" für die Elektrizitätswirtschaft zusammengefaßt.

Kapitel 3 operationalisiert zunächst mit Hilfe des Least-Cost Planning-Konzeptes das Ziel der Energieeinsparung im Elektrizitätssektor und fundiert es als elektrizitätswirtschaftliches Wettbewerbskonzept. Anschließend wird die Verankerung und praktische Umsetzung des LCP-Konzepts in den USA aufgezeigt, und es werden konzeptionelle Weiterentwicklungen diskutiert.

Im 4. Kapitel wird eine Bestandsaufnahme der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft vorgenommen sowie das amerikanische Regulierungssytem insbesondere im Hinblick auf seine Anreizstrukturen analysiert. Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei in der empirischen Untersuchung der

---

[45] Interesse an dieser Fragestellung bekundet die Enquête-Kommisison (Handlungsmöglichkeiten: Band 10), 1990, S.674.

[46] Diese beziehen sich im wesentlichen auf ein zweimonatiges Praktikum im Strompreisreferat des nordrhein-westfälischen Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie in Düsseldorf in den Monaten Mai/Juni 1990 sowie auf ein viermonatiges Praktikum bei der California Public Utilities Commission (CPUC) in San Francisco von September bis Dezember 1990.

Untersagungspraxis von Fehlinvestitionen sowie dem formellen und informellen Regulierungsprozeß.
In ähnlicher Weise befaßt sich Kapitel 5 mit der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft und ihrem Energieaufsichtssystem.
Aufbauend auf den theoretischen Grundlagen des LCP-Konzeptes sowie der empirischen Analyse des amerikanischen Regulierungssystems wird in Kapitel 6 das Integrationsproblem des Konzeptes in dieses konkrete System diskutiert. Ausgehend von der Analyse grundsätzlicher Anreizprobleme werden die wichtigsten theoretischen und praktischen Ansätze, die in den USA im Rahmen der Rentabilitätsregulierung diskutiert und durchgeführt wurden, dargestellt und bewertet.
Das 7. und letzte Kapitel schließlich befaßt sich mit der Übertragbarkeit und der Übertragung von LCP in das bundesdeutsche Regulierungssystem. Auf der Grundlage der empirischen Analyse des bundesdeutschen Regulierungssystems (Kapitel 5), der Zielsetzungen von Regulierung (Kapitel 2) und der theoretisch-praktischen Integrationsanforderungen von LCP in ein Regulierungssystem (Kapitel 6) werden pragmatische Umsetzungsschritte einer LCP-orientierten Regulierung in der Bundesrepublik entwickelt. Diese zielen in erster Linie auf die Praxis der Strompreisaufsicht sowie die der Energiefachaufsicht als Investitionsaufsicht. Abschließend wird ein kurzer Ausblick auf den weiteren Umsetzungsprozeß von LCP gegeben.
In einer Schlußbemerkung werden noch einmal die wesentlichen Gedankengänge der Arbeit zusammengefaßt.

I. Theoretische Grundlagen

2 Theoretische Fundierung der Regulierung von Energieversorgungsunternehmen

In diesem Kapitel wird die Regulierung von Energieversorgungsunternehmen auf eine breite theoretische Grundlage gestellt. Ausgehend vom allgemeinen Regulierungsbegriff und seiner inhaltlichen Eingrenzung in der vorliegenden Untersuchung wird zunächst die wettbewerbliche Sonderstellung der EVU erläutert und diskutiert. Anschließend wird die aus der Sonderstellung folgende EVU-Regulierung mit Hilfe zweier regulationstheoretischer Ansätze begründet und für die Bundesrepublik historisch aufgearbeitet. In den nächsten beiden Abschnitten werden nicht zuletzt aus den vorherigen Begründungen empirisch gegebene und normativ erwünschte Ziele der EVU-Regulierung abgeleitet sowie die wichtigsten Instrumente der EVU-Regulierung umrissen. Nach einer Auseinandersetzung mit der regulierungskritischen Diskussion und der Darstellung von Reformansätzen werden im vorletzten Abschnitt die grundlegenden Alternativen zur EVU-Regulierung aufgezeigt. Schließlich werden die Ergebnisse dieses Kapitels zu einer Art "Regulierungsleitbild" für die Elektrizitätswirtschaft zusammengefaßt.

2.1 Regulierungsbegriff und Abgrenzung der EVU-Regulierung

Der ökonomischen Lehrbuchwissenschaft in der Bundesrepublik ist der aus dem amerikanischen übersetzte Begriff der Regulierung bzw. Regulation bis auf den heutigen Tag eigentümlich fremd geblieben; in einschlägigen wirtschaftswissenschaftlichen Handwörterbüchern (z.B. *Fischer/Mohr/Vandenhoeck&Ruprecht; Gabler*) jedenfalls taucht er überhaupt nicht, in diversen Wirtschaftslexika nur zum Teil auf.

In der politischen Wissenschaft hat sich in den letzten Jahren eine durch französische Pionierarbeiten inspirierte "Regulationsschule" entwickelt, wobei unter *Regulation* das "Integral aller in bestimmten historischen Entwicklungsphasen auf den Prozeß der Kapitalakkumulation einwirkenden institutionellen Beschränkungen" verstanden wird,[47] während in Abgrenzung dazu mit *Regulierung* "intentionale Interventionen in den ökonomischen Prozeß durch außermarktmäßige Akteure" bezeichnet werden.[48] Im

---

47 Hübner (Regulation), 1990, S.115.

48 Ebenda, S.55. Vgl. auch Cartelier/De Vroey (Regulationsansatz), 1988.

Einklang mit dieser Unterscheidung soll im folgenden der Begriff "Regulierung" verwendet werden.

Nach amerikanischem Verständnis ist Regulierung (*regulation*) auf den ersten Blick einfach zu erklären: Es ist ein ökonomisches, legislatives und judikatives Konzept, das von den Regulierungsbehörden (*Public Utilities Commissions*) zur Wahrung des "Gemeinwohls" (*Public Interest*) gegenüber bestimmten, mit öffentlichen Aufgaben betrauten Unternehmen (*Public Utilities*) praktiziert wird.[49] Was sich im einzelnen dahinter verbirgt, wird in Kapitel 4.2 ausgeführt.

Die ökonomische Diskussion in der Bundesrepublik über das Instrumentarium staatlicher (bzw. öffentlicher) Regulierung hat durch die breit geführte Deregulierungsdiskussion in den letzten Jahren neue Impulse bekommen und dies zum Anlaß genommen, den Regulierungsbegriff zu überdenken und neu abzugrenzen. Das Spektrum der Definitionen reicht dabei von *von Weizsäcker*, der staatliche Regulierung als "alles, was auf staatliche Eingriffe in die individuelle Vertragsfreiheit hinausläuft", definiert (also beispielsweise auch die staatliche Bereitstellung von Markt- und Nichtmarktgütern oder die Mitbestimmung)[50], bis hin zu *Eickhof*, der darunter nur "die direkte Kontrolle der ökonomischen Aktivitäten von erwerbswirtschaftlich tätigen Unternehmen in einzelnen Wirtschaftsbereichen durch staatliche Institutionen oder deren Beauftragte" verstanden wissen will.[51]

Letztere Definition umfaßt ausschließlich die "ökonomische" Regulierung, von der die "soziale" bzw. Verhaltensregulierung zu unterscheiden ist.[52] Unter sozialer Regulierung werden all jene funktionsspezifischen Regelungen verstanden, die den Wirtschaftssubjekten allgemeine Vorschriften in Bezug auf ihren Handlungsrahmen machen. Dazu gehören insbesondere Umweltschutzauflagen, Auflagen für den gesundheitlichen und sonstigen Verbraucherschutz sowie Sicherheitsvorschriften für den Arbeitsplatz.[53]

Die vorliegende Arbeit folgt dieser Trennung zwischen ökonomischer und sozialer Regulierung und konzentriert sich auf die erste Kategorie. Unter EVU-Regulierung sollen in Anlehnung an *Eickhof* und *Horn* im folgenden all jene staatlichen Aktivitäten verstanden werden, die

a) sich ausschließlich auf die Elektrizitätswirtschaft beziehen, also branchenspezifisch sind
b) direkt in die Aktionsparameter der EVU eingreifen
c) von einer (oder mehreren) eigens dafür vorgesehenen staatlichen Institution(en) veranlaßt werden.

Hinzu kommt die Anforderung, daß die Aktivitäten von einer gewissen Kontinuität sein sollen, die

---

49 Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.5.

50 Von Weizsäcker (Regulierung), 1982, S.326. Diese Definition schließt lediglich die fiskalische Aktivität des Staates (Besteuerung, Staatsausgaben) aus.

51 Eickhof (Regulierung), 1986, S.123. Eine ähnliche Definition verwendet Horn (Regulierung), 1989, S.160: "Unter Regulierung wird im allgemeinen die Steuerung wirtschaftlicher Aktivitäten durch den Staat in Branchen verstanden, in denen der Wettbewerb vermeintlich oder tatsächlich nicht befriedigend funktioniert, und zwar durch unmittelbare Eingriffe in die Aktionsparameter der Unternehmen wie z.B. Preise, Gewinne und Investitionen."

52 Vgl. Koch (Regulierung), 1984, S.1-7; von Weizsäcker (Regulierung), 1982, S.332ff.

53 Vgl. Koch (Regulierung), 1984, S.4f.; Krakowski (Einführung), 1988, S.10.

Regulierung also als ein "Prozeß" aufgefaßt werden kann.[54]

Nach diesem Verständnis von EVU-Regulierung im engeren Sinne werden in dieser Untersuchung eine Reihe staatlicher Eingriffe und Aktivitäten in Verbindung mit der Elektrizitätswirtschaft ausdrücklich nicht oder aber als Alternativen/Ergänzungen zur EVU-Regulierung diskutiert. Dazu gehören

- alle *branchenexternen* Eingriffe, die auf die Elektrizitätswirtschaft zurückwirken (z.B. Normung von Elektrogeräten, Festlegung von Effizienzstandards)

- *branchenübergreifende* Regelungen wie beispielsweise die allgemeine Mißbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen oder die allgemeine Wirtschaftsgesetzgebung[55]

- alle *indirekten* Steuerungsaktivitäten des Staates wie z.B. die Fiskalpolitik

- alle staatlichen Aktivitäten, die nicht über eigens dafür vorgesehene *Institutionen* an die EVU herangetragen werden[56] bzw. die lediglich den Charakter einer befristeten Intervention haben. Darunter fallen vor allem Gesetze und Verordnungen wie in der Bundesrepublik z.B. das Dritte Kohle-Verstromungsgesetz von 1980[57], das Einspeisegesetz für erneuerbare Energien von 1990 oder die Konzessionsabgabenverordnung von 1992

- *privatrechtliche Regelungen* wie beispielsweise die konkrete Ausgestaltung von Konzessionsverträgen zwischen Gemeinden und EVU, soweit diese nicht als mißbräuchlich beanstandet werden können.

Die obige Präzisierung des verwendeten Regulierungsbegriffs steht in guter Übereinstimmung mit dem Begriff der "öffentlichen Bindung", der in der Bundesrepublik eine besondere Tradition hat.[58] Es soll jedoch darauf hingewiesen werden, daß sich die Ziele der so abgegrenzten staatlichen Regulierungsaktivitäten von denen der "öffentlichen Bindung" zum Teil unterscheiden werden (s. Abschnitt 2.4). Die vorliegende Untersuchung sieht sich daher nicht unmittelbar in der Tradition der

---

54 Im politikwissenschaftlichen Sprachgebrauch lassen sich diese kontinuierlichen Aktivitäten unter den Begriff "politics" fassen, womit der konfliktreiche, durch Interessenkonkurrenz geprägte Prozeß der Austragung von Konflikten und der Durchsetzung von Inhalten, Zielen und Interessen gemeint ist. Vgl. Böhret/Jann/Kronenwett (Politische Theorie), 1988, S.7.

55 So auch Eickhof (Regulierung), 1986, S.123; Schröter (Energiewirtschaft), 1986, S.53f.

56 Hier besteht ein Unterschied zu Eickhof, für den diese Differenzierung unerheblich ist. Vgl. Eickhof (Regulierung), 1986, S.123. Mit der Ausklammerung der unmittelbaren Aktivitäten des Gesetzgebers soll jedoch vermieden werden, daß Kritik und Reformvorschläge dieser Untersuchung sich auf das gesamte energiepolitische Instrumentarium des Staates beziehen und dabei an jeweils unterschiedlichen politischen und administrativen Ebenen ansetzen. Eine derart weite Sichtweise von staatlicher EVU-Regulierung wäre mit Blick auf das Untersuchungsziel wenig zielführend gewesen.

57 Vgl. dazu ausführlich Vogelsang (Anreizmechanismen), 1983, 1. Kapitel.

58 Vgl. Thiemeyer (Einführung), 1983, S.19f., der den Begriff in Anlehnung an von Eynern (Öffentlich gebundenes Unternehmen), 1958, ausführlich entwickelt.

deutschen Gemeinwirtschaftslehre,[59] wenngleich es wesentliche Überschneidungen gibt. Sie knüpft vielmehr an die amerikanische *Public Utility Regulation* an, von der sich die Gemeinwirtschaftslehre meines Erachtens zu Unrecht stark abgrenzt.[60]

2.2 Zur wettbewerblichen Sonderstellung von EVU

Gravierende Eingriffe in die unternehmerischen Aktionsparameter der EVU, wie sie das Regulierungsinstrumentarium vorsieht (vgl. Abschnitt 2.5), bedürfen in marktwirtschaftlich organisierten Gesellschaften einer besonderen Begründung. In Bezug auf die Elektrizitätswirtschaft wird in den meisten Ländern davon ausgegangen, daß

a) den EVU eine wettbewerbliche Sonderstellung einzuräumen ist, die sie vor Konkurrenz weitgehend abschirmt

b) die EVU wegen ihrer Sonderstellung einer besonderen staatlichen Kontrolle (Regulierung) unterworfen werden müssen.

Zur Überprüfung dieser Argumentation ist zunächst der Frage nachzugehen, mit welchen Besonderheiten eine wettbewerbliche Sonderstellung für EVU gerechtfertigt wurde und wird und inwieweit diese Rechtfertigung auch heute noch gültig ist. In einem zweiten Schritt ist dann zu überlegen, ob und aus welchen Gründen der Staat diese Sonderstellung beaufsichtigen (regulieren) sollte (Abschnitt 2.3). Der theoretischen Begründung für beide Schritte sollen darüber hinaus die historischen Umstände, die in der Bundesrepublik zur EVU-Regulierung geführt haben, gegenübergestellt werden, um daraus Erkenntnisse über den Einfluß der theoretischen Argumentation auf die praktische Umsetzung zu gewinnen.

2.2.1 Übergeordnete energiepolitische Ziele

Elektrizität wird gemeinhin als ein lebensnotwendiges Gut angesehen, ohne das die entwickelte Industriegesellschaft nicht mehr auskommen kann.[61] Entsprechend hohe Ansprüche werden seit jeher an die *Versorgungssicherheit* mit diesem Gut gestellt.

In der Präambel des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wird neben dem Ziel der Versorgungssicherheit gleichrangig das Ziel der *Preiswürdigkeit* elektrischer Energie postuliert, womit

---

59 Zu den theoretischen Grundlagen der Gemeinwirtschaftslehre vgl. Thiemeyer (Gemeinwirtschaft), 1981; Oettle (Unternehmerische Betätigung), 1981.

60 Vgl. z.B. Kühne (Regulierungsdebatte), 1983, S.137f.; Kleinsteuber (Regulierung), 1983, S.191f.; Thiemeyer (Interne Subventionierung), 1989, S.47.

61 Vgl. dazu mit einer Reihe anschaulicher Schilderungen und Zitate Zängl (Deutschlands Strom), 1989, S.5ff., 262-266.

eine "möglichst billige" Versorgung der Letztverbraucher gemeint ist.[62] Die Versorgung bezieht sich ausschließlich auf den Energieträger Strom als "Zwischenprodukt" für die Befriedigung konkreter Bedürfnisse (Beleuchtung, Kühlung etc.), und die Billigkeit stellt in erster Linie auf den Strompreis (pro Kilowattstunde) ab, nicht auf die Stromrechnung als Produkt aus Menge und Preis. Die energiepolitischen Ziele für den Elektrizitätsbereich lassen sich daher auch als *versorgungspolitische* Ziele charakterisieren, die einen autonom handelnden Nachfrager von Zwischenprodukten vor unsicherem und "teurem" Angebot schützen sollen.

Sicherheit und Preiswürdigkeit stehen dabei in einem Spannungsverhältnis, das sich zugunsten eines relativen Optimums beider Ziele auflösen soll.[63] Es gilt, einen vorher festgelegten Sicherheitsstandard mit möglichst geringen Kosten zu erreichen. Weder die Einzelziele noch das "Zwillingsziel" (Gröner) sind jedoch jemals operationalisiert worden.[64]

Beide Ziele haben als Einheit den Charakter eines energie(versorgungs)politischen Oberziels, dem andere Ziele unterzuordnen sind.[65] Inoffiziell hat in den letzten Jahren in der Bundesrepublik das Ziel des *Umweltschutzes* eine gleichrangige Stellung gegenüber den traditionellen Zielen erlangen können, wobei eine rechtliche Absicherung auf Bundesebene jedoch noch aussteht.[66] Im folgenden Abschnitt wird dieses neue Ziel jedoch noch nicht berücksichtigt, da zunächst die traditionelle Diskussion im Vordergrund stehen soll. In Abschnitt 2.4 jedoch wird auf das Umweltschutzziel zurückzukommen sein.

2.2.2 Die Besonderheitenlehre im Lichte der übergeordneten energiepolitischen Ziele

Die wettbewerbliche Sonderstellung der EVU wird damit gerechtfertigt, daß eine Reihe technisch-wirtschaftlicher Besonderheiten die Abschirmung der EVU vor dem Wettbewerb und die Gewährung geschlossener Versorgungsgebiete zwingend verlangt, wenn die übergeordneten energiepolitischen Ziele erreicht werden sollen. Für diesen Zusammenhang ist der Terminus "Besonderheitenlehre" geprägt

---

62 Im Wortlaut des EnWG: "... die Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten" (EnWG, 1935, Präambel).

63 Vgl. Gröner (Ordnung), 1975, S.31-43; Danner in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.I14a; Knöchel (Preisaufsicht), 1989, S.96.

64 Dazu Knöchel: "Von Versorgungssicherheit kann erst bei Erreichen eines bestimmten Mindeststandards die Rede sein, nämlich dann, wenn der bestehende Energiebedarf störungsfrei gedeckt wird. Billigkeit ist hingegen ein Begriff, dem in größerem Maße eine gewisse Relativität innewohnt." Knöchel (Preisaufsicht), 1989, S.96.

65 Vgl. Gröner (Elektrizitätsversorgung), 1984, S.98. Zur Hierarchie eines energiepolitischen Zielsystems vgl. auch Meixner (Energieeinsparung), 1983, S.69.

66 So formuliert der Bundeswirtschaftsminister in seinem jüngsten energiepolitischen Gesamtkonzept: "Für die Bundesregierung hat deshalb die sichere, umweltschonende und wirtschaftliche Elektrizitätsversorgung weiterhin einen hohen Rang". Deutscher Bundestag (Gesamtkonzept), 1991, S.47. Vgl. auch §1 des SPD-Entwurfs für ein neues Energiewirtschaftsgesetz, in dem es heißt, daß die Bereitstellung von Energiedienstleistungen "sicher, umweltverträglich, ressourcenschonend, risikoarm, rationell und gesamtwirtschaftlich kostengünstig zu gewährleisten" ist (SPD (Energiegesetz), 1990).

worden.[67]

2.2.2.1 Technisch-wirtschaftliche Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft im Überblick

In der Elektrizitätswirtschaft sind vor allem zwei *technische* Besonderheiten zu unterscheiden:[68]

a) die *Leitungsgebundenheit* und das damit verbundene vermaschte System der Stromverteilung und des Stromtransports

b) die *mangelnde Speicherfähigkeit* elektrischer Energie und damit verbunden die Notwendigkeit einer flexiblen Anpassung an den jeweiligen Bedarf.

Aus diesen technischen Besonderheiten werden explizit und implizit eine Reihe von wirtschaftlichen Besonderheiten gefolgert, die eine ökonomische Begründung der wettbewerblichen Sonderstellung für EVU liefern sollen.
Als wesentliche *wirtschaftliche* Besonderheiten wurden im Laufe der Jahre angeführt:

a) Bei der Stromverteilung bestehen hohe *economies of scale*, die sich zum einen aus der Unteilbarkeit der Leitungen (vermaschtes Netz), zum anderen aus den kostensenkenden Effekten einer zentralen Bündelung von Zusatzleistungen ergeben (z.B. Regelung von Netzspannung und -frequenz, Laststeuerung etc.).[69] Daher ist es ökonomisch vorteilhaft, wenn der gesamte Stromverbrauch einer Region aus einem Netz gedeckt wird.

b) Die hohen Investitionen für Transport- und Verteilungsnetze können sich nur dann amortisieren, wenn dem Investor eine entsprechende *Planungssicherheit* durch die Absicherung eines langen Planungs- und Amortisationszeitraums geboten wird. Konkurrenz durch eine Doppelverlegung von Leitungen und damit ein Leitungswettbewerb innerhalb dieses Zeitraums sind auszuschließen.[70]

c) Geschlossene Versorgungsgebiete bilden die Voraussetzung für eine gute *Durchmischung* der Nachfrageprofile der Abnehmer (z.B. Industrie- und Haushaltskunden) und damit für eine Optimierung des Angebotes.[71] Außerdem wird dadurch der strukturpolitischen Aufgabe eines Abbaus regionaler Strompreisdisparitäten Rechnung getragen (Stadt-Land-Ausgleich).[72] Eine solche Durchmischung ist auf wettbewerblichem Wege nicht erreichbar.

---

67 Vgl. beispielsweise Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.34.

68 Vgl. Kantzenbach (Leitbild), 1977, S.40; Lukes (Reformdiskussion), 1979, S.32.

69 Vgl. Mönig (Determinanten), 1975, S.65; IWG (Marktsteuerung), 1988, S.44f.

70 Vgl. Lukes (Reformdiskussion), 1979, S.40ff.; Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.204.

71 Vgl. Gröner (Ordnung), 1975, S.348f.; Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.34.

72 Vgl. Gröner (Ordnung), 1975, S.348f.

d) Für den Kraftwerksbau sind ebenfalls hohe *economies of scale* charakteristisch.[73] Die Auslastung der Kraftwerke über einen langen Zeitraum verbilligt die Elektrizitätsversorgung; sie ist am ehesten durch eine Ausschaltung des Wettbewerbs zu gewährleisten.[74]

e) Die mangelnde Speicherfähigkeit des Stroms erfordert zusammen mit der garantierten Entnahmefreiheit sowohl eine Auslegung des Netzes für eine Maximalleistung als auch die Bereitstellung verläßlicher *Reserve(erzeugungs)leistungen* für jeden Nachfragezeitpunkt; die Versorgungskapazität ist daher an der maximalen Spitzenlast auszurichten.[75] Zudem lassen sich Zuführung und Entnahme am besten

---

[73] Vgl. Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, S.400; Kantzenbach (Leitbild), 1977, S.40; Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.123.

[74] Vgl. IWG (Marktsteuerung), 1988, S.55.

[75] Vgl. Gröner (Ordnung), 1975, S.345 m.w.N. aus der Versorgungswirtschaft; Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.204.

zentral steuern.[76] Dies erfordert geschlossene Versorgungsgebiete und eine Abwälzbarkeit der Kosten auf alle Verbraucher.

f) Die hohe *Kapitalintensität* der Elektrizitätswirtschaft (Fixkostenanteil: rund 70%) sowie vergleichsweise lange Kapitalumschlagzeiten legen die Zulassung eines Monopolisten nahe, der das erforderliche Kapital und die erforderliche Zeit leichter aufbringen kann als eine Vielzahl von Wettbewerbern.[77] Außerdem ermöglichen geschlossene Versorgungsgebiete eine bessere Abschätzung der Bedarfsentwicklung, wodurch sich Überkapazitäten vermeiden lassen.[78] Darüber hinaus stellen hohe Fixkosten eine hohe Marktaustrittsbarriere dar, so daß die Investoren vor "ruinöser Konkurrenz" zu schützen sind.[79]

g) Die durch hohe Investitionen in Kraftwerke und Netze erforderlichen *langen Planungszeiten* der EVU könnten auch bei freiem Wettbewerb nur durch langfristige Verträge gesichert werden, die den Wettbewerb ausschalten.[80]

Hinzu kommt als weitere Besonderheit der staatlich auferlegte *Anschluß- und Versorgungszwang* für EVU in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet.
Im Kern zielen alle aufgezählten Besonderheiten auf die Absicherung geschlossener Versorgungsgebiete für EVU.
Tabelle 2.1 faßt die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft und die daraus abgeleiteten Begründungen für geschlossene Versorgungsgebiete zusammen.

---

76 Vgl. IWG (Marktsteuerung), 1988, S.41; Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.33.

77 Vgl. Lukes (Reformdiskussion), 1979, S.42f.; Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.203f.; IWG (Marktsteuerung), 1988, S.50f.

78 Vgl. Gröner (Ordnung), 1975, S.350.

79 Vgl. Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.204.

80 Vgl. Schmidt-Fischer (Wettbewerb), 1981, S.249.

Tab.2.1: Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft im Lichte der übergeordneten energiepolitischen Ziele

Besonderheit	**Folgerung (als Begründung geschlossener Versorgungsgebiete)**	**Oberziel***
1. Leitungsgebundenheit der Versorgung	a) Economies of Scale der Verteilung ausnutzen (vermaschtes System)	P
	b) Doppelleitungen verhindern	
	*volkswirtschaftl. Vergeudung	P
	*Investitionsunsicherheit	S
	c) Zusatzleistungen zentral bündeln	P/S
	d) gute Durchmischung ermöglichen	
	*Nachfrageprofile ausgleichen	P
	*Economies of Scale der Erzeugung ausnutzen	P
	*"Rosinenpicken" verhindern	P
	*regionale Strompreisdisparitäten einebnen	P
2. Mangelnde Speicherfähigkeit bei Entnahmefreiheit	a) Netze auf Maximalbelastung auslegen (Amortisationsfähigkeit)	S
	b) Reservekapazitäten nach Spitzenbelastung ausrichten (Amortisationsfähigkeit)	S
	c) Zuführung und Entnahme zentral regeln	P
3. Hohe Fixkosten und Langlebigkeit der Investitionen	a) Überkapazitäten verhindern (zuverlässige Bedarfsschätzung ermöglichen)	P
	b) Ruinöse Konkurrenz verhindern (hohe Marktaustrittsschranken)	P
4. Auferlegter Anschluß- und Versorgungszwang		S

* P = Preiswürdigkeit S = Versorgungssicherheit

2.2.2.2 Kritik an der Besonderheitenlehre

Der Ausnahmebereich der leitungsgebundenen Energieversorgung (Strom, Gas) vom Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) ist unter bundesdeutschen Ökonomen seit vielen Jahren heftig diskutiert und seine Berechtigung zunehmend in Frage gestellt worden.[81] Die heftigsten Angriffe gegen geschlossene Versorgungsgebiete für EVU in neuerer Zeit starteten das *Institut für Wirtschaft und Gesellschaft (IWG)*[82] sowie die von der Bundesregierung eingesetzte *Deregulierungskommission*.[83]

Die wichtigsten Argumente lassen sich im Hinblick auf die energiepolitischen Oberziele wie folgt zusammenfassen:

---

[81] Vgl. dazu beispielsweise Hoppmann (Ausnahmebereiche), 1973; Tolksdorf (Ausnahmebereiche), 1973; Gröner (Ordnung), 1975; Emmerich (Ausnahmebereich), 1978; Möschel (Ausnahmebereiche), 1981; Bartling (Ausnahmebereiche), 1983, jeweils mit weiteren Nachweisen.

[82] Vgl. IWG (Marktsteuerung), 1988.

[83] Vgl. Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991.

1. Versorgungssicherheit

- Die Bereitstellung von ausreichenden *Reservekapazitäten* zur Abdeckung der Spitzenlastnachfrage ist eine Leistung, die wettbewerblich erbracht werden kann und durch einen entsprechenden Marktpreis auch honoriert würde.[84] Netzbetreiber beispielsweise könnten sich Reservekapazitäten entweder durch den Bau eigener Kraftwerke, durch Reservebezugsverträge von anderen Betreibern oder durch entsprechende vertragliche Regelungen mit ihren Kunden (z.B. Rundsteuerung, unterbrechbare Verträge etc.) sichern.[85]

- Der *Regelungs- und Steuerungsaufwand* zur Koordination von Angebot und Nachfrage ist auf Grund der fortschreitenden technischen Entwicklung auf dezentraleren Ebenen möglich. Außerdem beziehen sich diese Leistungen ausschließlich auf das Netz (die Netze), nicht jedoch auf geschlossene Versorgungsgebiete.[86]

- Eine *Versorgungspflicht* für EVU besteht ohnehin auch heute nur dann, wenn die Versorgung dem EVU aus "wirtschaftlichen Gründen ... zugemutet werden kann" (§6 Abs. 2 EnWG). Außerdem verhindert das allgemeine Wettbewerbsrecht (§26 Abs. 2 GWB) auch bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen eine Diskriminierung von Interessenten, wodurch eine flächendeckende Versorgung bis auf Einzelfälle gesichert erscheint.[87] Im übrigen war die Versorgungspflicht der EVU nicht der Grund, sondern die Folge der bereits erfolgten Monopolbildung.[88]

2. Preiswürdigkeit

- Die Gefahr einer Verlegung von Doppelleitungen, die dann u.U. dem EVU die Aussicht auf Amortisation seiner eigenen Netzanlage verschlechtern und die Stromversorgung insgesamt verteuern würde, ist aus mehreren Gründen nicht besonders groß. Neue Leitungen müßten mit bereits vorhandenen konkurrieren, was die Renditeaussichten eines Newcomers erheblich schmälert. Im Einzelfall kann auch die Einräumung eines Durchleitungsrechts oder Abkopplung einer Leitung und deren Verkauf an den neuen Lieferanten zustande kommen.[89] Schließlich sind im Wettbewerbsprozeß bis zu einem gewissen Ausmaß Parallelinvestitionen unvermeidlich, ohne daß hier von

---

84 Vgl. Gröner (Ordnung), 1975, S.345; Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.39.

85 Vgl. Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.205f.; Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.39ff.; VIK/Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (Stellungnahme), 1991, S.72.

86 Vgl. IWG (Marktsteuerung), 1988, S.41f., S.46, S.48.

87 So schon Gröner (Ordnung), 1975, S.349f.; IWG (Marktsteuerung), 1988, S.62, S.48f.

88 Vgl. Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.38.

89 Vgl. Emmerich (Ausnahmebereich), 1979, S.90; IWG (Marktsteuerung), 1988, S.60.

volkswirtschaftlicher Vergeudung auszugehen wäre.[90]

- Ohne Zweifel bestehen bei Investitionen in Stromtransport- und -verteilungsnetze *Economies of Scale*, die die Grundlage für ein "natürliches Monopol"[91] bilden. Dies schließt allerdings die Doppelverlegung einzelner Leitungen (insbesondere im Transportbereich) nicht von vornherein aus (s.o.) und muß auch nicht generell zu geschlossenen Versorgungsgebieten führen.[92]

- Eine gute *Durchmischung* der Stromnachfrage würde dann für geschlossene Versorgungsgebiete sprechen, wenn die heutigen Gebiete das Ergebnis eines längerfristigen Optimierungsprozesses wären und in technischer und ökonomischer Sicht eine "optimale" Einheit bildeten. Dies ist jedoch nicht der Fall, weil sie nicht "nach dem Kriterium eines 'organischen' Wachstums mit möglichst günstigen Durchmischungsverhältnissen der Nachfrage, sondern vor allem aufgrund des machtpolitischen Einflusses der Wegeeigentümer gezogen worden sind...".[93] Darüber hinaus ist das "optimale" Versorgungsgebiet keine fixe Größe, sondern eine Funktion der technisch-wirtschaftlichen sowie der nachfragebedingten Veränderungen.[94]

- Während *Economies of Scale* bei der Stromerzeugung früher bereits in Zweifel gezogen wurden, geht man heute davon aus, daß solche entweder gar nicht mehr bestehen[95] oder zumindest bei weitem nicht ausreichen, um ein natürliches Monopol für EVU und damit geschlossene Versorgungsgebiete zu begründen.[96]

- Die ohne Zweifel hohe *Kapitalintensität* der Elektrizitätswirtschaft und die *Langlebigkeit* ihrer Investitionen kann nicht für die Begründung geschlossener Versorgungsgebiete herangezogen werden, da andere Branchen (Chemische Industrie, Fahrzeugbau) vergleichsweise kapitalintensiv sind, ohne daß dort die Einrichtung von Monopolen in Erwägung gezogen würde.[97] Zudem spricht einiges dafür, daß die Kapitalintensität auf Grund technischer und energiepreislicher Entwicklungen (Preisgünstigkeit kleinerer Kraftwerke) sowie aktueller Diversifizierungsbemühungen

---

90 Vgl. Gröner/Smeets (Regulierung), 1988, S.165.

91 S. Abschnitt 2.2.2.1.

92 Vgl. Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.35ff.

93 Gröner (Ordnung), 1975, S.349. Ähnlich auch Emmerich (Ausnahmebereich), 1979, S.81f.

94 Vgl. Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.37f.

95 Vgl. z.B. den Stromgestehungskostenvergleich der Stadtwerke Saarbrücken, der zeigt, daß der Strom in einem vergleichsweise kleinen Heizkraftwerk kostengünstiger erzeugt werden kann als in konventionellen Großkraftwerken (Klopfleisch (Versorgungskonzept), 1989, S.52).

96 Vgl. Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.35.

97 Vgl. Gröner (Ordnung), 1975, S.344f.; IWG (Marktsteuerung), 1988, S.50f.; Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.34f.

("Energiedienstleistungsunternehmen") in der Branche zurückgehen wird.[98] Die potentielle Verhinderung von Überkapazitäten durch vermeintlich zuverlässigere Bedarfsschätzungen in geschlossenen Versorgungsgebieten wurde in der Vergangenheit ad absurdum geführt und wird heute nur noch selten als Argument ins Feld geführt.[99]

2.2.2.3 Bewertung

Die Frage, ob geschlossene Versorgungsgebiete in der Elektrizitätswirtschaft und damit verbunden eine wettbewerbliche Sonderstellung der EVU aus Sicherheits- und Kostengründen gerechtfertigt sind, läßt sich heute nicht mehr eindeutig bejahen.
Bedingt durch technische, ökonomische und politische Entwicklungen sind einige vormalige Besonderheiten nicht mehr oder nur noch teilweise gegeben:

- Die Strom*erzeugung* ist heute grundsätzlich wettbewerblich organisierbar, da eine Vielzahl potentieller Wettbewerber zur Verfügung steht. Großkraftwerke, die früher auf Grund vorhandener Kostendegressionen bevorzugt wurden und deren Auslastung durch eine wettbewerbliche Sonderstellung ermöglicht werden sollte, sind heute im Vergleich zu kleineren Kraftwerken (insbesondere Heiz- und Blockheizkraftwerke) nicht a priori kostengünstiger. Zudem wird ihr Bau unabhängig von Kostenüberlegungen auf Grund umwelt- und raumordnungspolitischer Restriktionen zunehmend schwerer durchsetzbar. Allerdings müssen bei einem möglichen Erzeugerwettbewerb die Fragen beantwortet werden, wie dieser Wettbewerb angesichts eines vermachteten und hoch konzentrierten Erzeugermarktes eröffnet und organisiert werden soll (Entflechtungsdiskussion), wie die Risiken verteilt werden sollen und wie dem Umweltschutz in ausreichender Weise Rechnung getragen werden kann. Darüber hinaus sind die schwierigen Fragen des Stromtransports (Leitungszugang) und der Durchleitung (Gebühren) zu klären.[100]

- Durch die Entwicklung im Erzeugungsbereich bedingt verringern sich die Planungs- und Ausreifungszeiten für Kraftwerksanlagen, und der *zentrale* Steuerungs- und Regelungsbedarf sowie die Notwendigkeit überregionaler Transportnetze nimmt tendenziell ab. Dezentrale Möglichkeiten zur Beeinflussung der Nachfrageseite tragen zur Flexibilität des Systems bei und verringern die Reserveansprüche.

- Eine Durchmischung der unterschiedlichen Stromabnehmer mit dem Ziel, ländlichen Gebieten das gleiche Strompreisniveau wie Ballungsgebieten aus regional- und strukturpolitischen Gründen zu

---

98 S. dazu auch Kapitel 7.2.1.

99 Vgl. schon Gröner (Ordnung), 1975, S.350, mit einer bissigen Einschätzung. Zur Kapazitätssituation in der Bundesrepublik s. Kapitel 5.1.2.1.

100 S. dazu auch Abschnitt 2.7.4. Zur amerikanischen Wettbewerbsvariante des Bidding s. Kapitel 4.1.4.1.

ermöglichen, erscheint aus heutiger Sicht keine sinnvolle ökonomische Zielsetzung mehr zu sein: Zum einen ist der ländliche Bereich in der Bundesrepublik ausreichend elektrifiziert, zum anderen sind Preisdisparitäten zwischen Stadt und Land in vielen Bereichen unvermeidbar (vgl. z.B. Mietpreisniveau, Grundstückspreise).[101]

Geschlossene Versorgungsgebiete lassen sich vor diesem Hintergrund bei Berücksichtigung der übergeordneten energiepolitischen Ziele nur durch den natürlichen Monopolcharakter der Stromnetze rechtfertigen. Auch hier ist jedoch zu differenzieren:

- Auf der überregionalen Transportebene (Hoch- und Mittelspannungsnetz) bestehen weiterhin *economies of scale*, die eine Monopolsituation rechtfertigen.[102] Einer Transportnetzgesellschaft, über deren Organisations- und Rechtsform gesondert zu befinden wäre, ist daher aus volkswirtschaftlichen Kostengründen ein Ausschließlichkeitsrecht für Stromübertragungsleistungen zuzusprechen.[103]

- Auf der lokalen Verteilungsstufe (Niederspannungsnetz) besteht allein schon deshalb ein "natürliches Monopol", weil die entsprechenden Netze bereits installiert sind und ein Parallelnetz nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.[104] Einem örtlichen Verteilungsunternehmen ist daher aus volkswirtschaftlichen Kostengründen ebenfalls ein Ausschließlichkeitsrecht zuzusprechen.

- Auf der regionalen Verteilungsstufe (Mittel- und Niederspannungsnetz) vermischen sich Übertragungs- und Verteilungsleistungen zu einem Gesamtsystem, dessen Randbedingungen sich häufig verändern können (z.B. bei Übernahme der Stromverteilung durch einzelne Gemeinden). Ein Ausschließlichkeitsrecht auf dieser Ebene läßt sich sicherlich nicht generell rechtfertigen, da die Planung des Gesamtsystems von vornherein sehr flexibel angelegt sein muß und das Herausbrechen einzelner Versorgungsgebiete - sei es durch Übernahme der Gemeinde, sei es an den Gebietsgrenzen durch einen benachbarten Regionalverteiler, sei es bei der Einführung einer Durchleitungspflicht - einkalkuliert werden muß. Die Konsequenzen einer Aufhebung des Ausschließlichkeitsrechts bei der regionalen Stromverteilung sollen im Rahmen dieser Untersuchung allerdings nicht näher beleuchtet werden.[105]

Während also unter dem Aspekt der Preiswürdigkeit weder die Stromerzeugung noch die Verteilung auf

---

[101] Vgl. dazu auch Schäfer (Räumliche Differenzierung), 1990.

[102] Vgl. Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.207.

[103] Vgl. Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.78; vgl. auch Schmidt-Fischer (Wettbewerbliche Problematik), 1981, S.247, der eine "Netz AG" vorschlägt.

[104] Das konzediert auch die Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.37: "Nur im Bereich der lokalen Stromverteilung sind Bedingungen auszumachen, unter denen regelmäßig ein einziges Unternehmen die Energieversorgung am wirtschaftlichsten betreiben kann."

[105] Vgl. dazu auch Hoven (Ausschreibungswettbewerb), 1992, der "regionale Handelsgesellschaften" zur Wahrnehmung der Stromverteilungsdienstleistung in der Region vorschlägt, die mittels Ausschreibungsverfahren beauftragt werden.

der regionalen Ebene als Begründung für geschlossene Versorgungsgebiete herangezogen werden können, läßt sich dies für den Aspekt der Versorgungssicherheit nicht so eindeutig behaupten. Diese Frage kann allerdings im Rahmen dieser Arbeit nicht abschließend geklärt werden.[106]

Es wird im folgenden davon ausgegangen, daß es mittelfristig sowohl auf der lokalen als auch auf der regionalen Verteilerebene geschlossene Versorgungsgebiete geben wird, wobei die Frage der Durchleitung für einzelne Großkunden davon unbenommen bleibt.[107] Fragen des überregionalen Stromtransports und dessen Organisation sollen im weiteren unberücksichtigt bleiben.

2.2.3 Historische Gründe für die Schaffung eines wettbewerblichen Ausnahmebereichs für EVU in der Bundesrepublik

Im Rahmen der Diskussion über den Anwendungsbereich des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) von 1957 war der Aspekt der Versorgungssicherheit in der Bundesrepublik zur Zeit des Wiederaufbaus von herausragender Bedeutung.[108] Insbesondere die beiden technischen Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft (Leitungsgebundenheit und mangelnde Speicherfähigkeit) und ihr Zusammenwirken wurden zur offiziellen Begründung für eine Freistellung der Elektrizitätswirtschaft vom GWB herangezogen.[109]

Lukes bemerkt dazu:

> "..die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ... stellt ... den entscheidenden Grund für die Zulassung der wettbewerbsbeschränkenden Vereinbarungen als ergänzendes Steuerungsmittel im Wirtschaftsablauf dar."[110]

Versorgungssicherheit bedeutet für ihn im einzelnen:[111]

- Errichtung ausreichender Erzeugungs- und Leitungskapazitäten
- Vorsorge vor außerordentlichen Störungen
- Einräumung eines Anspruchs auf Versorgung zu vergleichbaren Preisen und Bedingungen für alle Kunden.

Bei einer umfassenderen Interpretation von Versorgungssicherheit sind noch die technische Sicherheit der

---

[106] Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht skeptisch in Bezug auf die Versorgungssicherheit Stumpf (Staatliche Lenkung), 1979, S.286ff. Optimistisch hingegen VIK (Stellungnahme), 1991, S.72.

[107] Durch die Beschränkung auf wenige Großkunden stellt sich m.E. auch die Frage des "Rosinenpickens" nicht in der Schärfe, wie sie im Rahmen der Theorie des natürlichen Monopols diskutiert wird. S. dazu Abschnitt 2.3.2. Allerdings kann es für einzelne Erzeuger-EVU in einer Übergangszeit durchaus zu Härten kommen, über deren Abfederung einvernehmlich entschieden werden müßte.

[108] Die Situation der deutschen Elektrizitätswirtschaft vor dem 2. Weltkrieg soll hier nicht interessieren. Vgl. dazu Bruche (Elektrizitätsversorgung), 1977, S.31-88. Eine Ausnahme bildet lediglich das 1935 in Kraft getretene Energiewirtschaftsgesetz, das auch nach dem 2. Weltkrieg seine Gültigkeit behielt. S. dazu Abschnitt 2.3.4.

[109] Vgl. BT-Drucksache 1158 (Entwurf), 1955, S.57; BT-Drucksache 3644 (Bericht), 1957, S.45f.

[110] Lukes (Reformdiskussion), 1979, S.32 (Hervorhebung U.L.).

[111] Ebenda, S.33f.

Anlagen sowie die Sicherheit in Bezug auf eine mögliche Umweltgefährdung einzubeziehen.[112]
Abgesehen von dem Wunsch nach Versorgungssicherheit stellt sich die Frage, inwieweit bei der Verabschiedung des GWB überhaupt noch ein Entscheidungsspielraum für oder gegen geschlossene Versorgungsgebiete bestand. Fest steht, daß sich die Monopolsituation der EVU in den zurückliegenden Jahrzehnten in heftigen Konkurrenzkämpfen herausgebildet hatte, faktisch also bereits geschlossene Versorgungsgebiete vorlagen, die nur nicht gesetzlich abgesichert waren.[113] Dem Gesetzgeber blieb daher lediglich die Möglichkeit, diese Situation zur Kennntnis zu nehmen und sie im Nachhinein zu legitimieren oder die bestehende Struktur zu zerschlagen und eine Ausgangssituation zu schaffen, bei der Konkurrenz wieder möglich gewesen wäre. Wenn man die Handlungsmöglichkeiten des Staates gegenüber Großunternehmen im allgemeinen und die in der Aufbauphase der Bundesrepublik im besonderen realistisch betrachtet, ist *Bontrup/Troost* wohl recht zu geben, wenn sie feststellen, daß der damaligen CDU-Regierung "nichts anderes übrig (blieb), als den bereits weitgehend abgeschlossenen Prozeß der Konzentrierung und Monopolisierung in der Elektrizitätswirtschaft festzuschreiben."[114]
Historisch gesehen hat sich die wettbewerbliche Sonderstellung der EVU in der Bundesrepublik demnach aus drei Gründen durchsetzen können:

- Der Versorgungssicherheit wurde in der Wiederaufbauphase der Bundesrepublik Priorität eingeräumt; sie sollte durch ökonomische "Experimente" nicht gefährdet werden.

- In jahrzehntelangen Konkurrenzkämpfen hatte sich die Monopolstellung der EVU bereits vor dem 2. Weltkrieg als "Marktergebnis" herausgebildet, dessen Infragestellung den Nachweis eines verzerrten Wettbewerbs in der Vergangenheit oder zwischenzeitlich veränderter Rahmenbedingungen erfordert hätte.

- Die Verabschiedung des GWB im allgemeinen und seiner Ausnahmebereiche im besonderen zeigte die faktischen Gestaltungsgrenzen des Staates gegenüber gewachsener Marktmacht.[115]

Insgesamt ist damit festzuhalten, daß ökonomische Argumente bei der Schaffung des wettbewerblichen Ausnahmebereichs der Elektrizitätswirtschaft de facto nur eine untergeordnete Rolle spielten, wenngleich sie zur Unterstützung des politischen Einflusses der Branche auf die Gestaltung des GWB gerne genutzt wurden.[116] In der Diskussion darüber, ob "der kartellrechtliche Ausnahmebereich für die

---

[112] Vgl. Danner in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.I14.

[113] Vgl. Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.101; Wesener (Energieversorgungskonzepte), 1986, S.56.

[114] Bontrup/Troost (Preisbildung), 1989, S.7. Vgl. mit ähnlicher Argumentation Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.101; Wesener (Energieversorgungskonzepte), 1986, S.56.

[115] Vgl. dazu auch Huffschmidt (Wirtschaftspolitik), 1972, S.147-150.

[116] Vgl. Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.201.

leitungsgebundene Versorgungswirtschaft wettbewerbspolitisch gerechtfertigt" ist,[117] ist also darauf zu achten, daß seine Einführung nur zu einem geringen Teil wettbewerbspolitisch begründet wurde. Die wichtigere Fragestellung ist die nach den Konsequenzen, die aus der faktischen Existenz geschlossener Versorgungsgebiete zu ziehen sind.

[117] Vgl. mit gleichlautendem Titel Emmerich (Ausnahmebereich), 1978.

2.3 Begründung der EVU-Regulierung

2.3.1 Geschlossene Versorgungsgebiete und Regulierung

Geschlossene Versorgungsgebiete von natürlichen Monopolen liefern *per se* noch keinen hinreichenden Grund für die Notwendigkeit von staatlichen Regulierungseingriffen. Nimmt man allein die Kosten zum Maßstab, kommen neoliberale Ökonomen bisweilen zu folgendem Ergebnis:

> "Selbst unregulierte Privatmonopole versorgen .. - so jedenfalls das Ergebnis amerikanischer Untersuchungen - die Konsumenten im Schnitt trotz ihrer Gewinnträchtigkeit qualitativ besser und billiger als öffentliche oder regulierte Unternehmen."[118]

Daraus ließe sich schlußfolgern: Mithin sei es für die Gesellschaft als ganzes ökonomisch vorteilhafter, die Monopole gewähren zu lassen und die Kosten für ihre Beaufsichtigung zu vermeiden.[119]
Selbst wenn man diese Meinung nicht teilt, macht sie doch deutlich, daß sich die Frage nach der Berechtigung einer wettbewerblichen Sonderstellung für EVU gedanklich trennen läßt von der Frage, ob und mit welchen Gründen es einer besonderen Kontrolle dieser Sonderstellung bedarf. Im folgenden soll nun der letzteren Frage nachgegangen werden, wobei sowohl das Spektrum allgemeiner theoretischer Regulierungsgründe aufgefächert als auch die historische Begründung der EVU-Regulierung in der Bundesrepublik herangezogen werden soll.

2.3.2 Allokationseffizienz als Leitziel der neoklassischen normativen Regulierungstheorie

Die neoklassische normative Regulierungstheorie "ist der Versuch, Empfehlungen zu entwickeln, unter welchen Bedingungen und wie der Staat regulierend tätig werden soll."[120] Sie betrachtet staatliche Regulierungseingriffe im wesentlichen unter wohl

---

[118] Grossekettler (Deregulierung), 1989, S.442. Vgl. mit ähnlicher Argumentation auch Eickhof (Ausnahmebereiche), 1985, S.66.

[119] Aus ideologischen Gründen gelangte schon Friedman 1962 zu der gleichen Schlußfolgerung: Wenn "...technical conditions make a monopoly the natural outcome of competitive market forces, there are only three alternatives that seem available: private monopoly, or public monopoly, or public regulation...I reluctantly conclude that, if tolerable, private monopoly may be the least of the evils." Friedman (Capitalism and Freedom), 1962, S.28.

[120] von Weizsäcker (Staatliche Regulierung), 1982, S.343. Ausführliche Darstellungen der neoklassischen normativen Regulierungstheorie im deutschsprachigen Raum geben Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.31-99; Kruse (Monopolregulierung), 1985; Knieps (Regulierung), 1988, S.39-55.

fahrtsökonomischen Aspekten.[121] Dahinter steht das neoklassische Weltbild, wonach dem Markt als "wertfreier" Instanz per se eine Überlegenheit bei der effizienten Allokation knapper Ressourcen zugeschrieben wird.[122] Die gesellschaftliche Wohlfahrt werde danach durch den freien Warenaustausch maximiert, der wiederum durch das rational-eigennützige Verhalten individueller Nutzenmaximierer gesteuert wird.

Staatliche Regulierung hat in einem solchen System nur dann eine Berechtigung, wenn

- der unkontrollierte Wettbewerb auf Grund fehlender Rahmenbedingungen und/oder besonderer Begebenheiten nicht funktioniert oder zu suboptimalen Ergebnissen führen würde

- das Ziel optimaler Allokationseffizienz im wohlfahrtsökonomischen Sinne anderen gesellschaftlichen Zielen untergeordnet werden soll.

Erstere Begründung hat zu einer Theorie des "Marktversagens" geführt, in der einzelne Fälle identifiziert werden, bei denen Wettbewerb unter Allokationsgesichtpunkten zu ineffizienten Lösungen führt.[123]

Der wichtigste dieser Fälle ist der des "natürlichen Monopols", dessen besonderes Merkmal darin besteht, daß von ihm ein bestimmter Output zu geringeren Gesamtkosten produziert werden kann als von jeder größeren Anzahl von Unternehmen.[124] Man spricht von der Subadditivität der Kostenstruktur beim natürlichen Monopol, dessen Ursache meist in der Existenz hoher *economies of scale* und/oder *economies of scope* liegt.[125] Regulierungseingriffe werden hier aus mehreren Gründen für notwendig gehalten:

- Die besondere Kostenstruktur rechtfertigt die Errichtung hoher Marktzutrittsschranken für Wettbewerber mit dem Ziel, die vorhandenen *economies of*

---

[121] Vgl. von Weizsäcker (Staatliche Regulierung), 1982, S.326. Einen guten Überblick über die unterschiedlichen Wohlfahrtskriterien geben Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.31-35. Zur detaillierten Auseinandersetzung mit der Wohlfahrtsökonomie als "gigantische intellektuelle Fehlinvestition" vgl. Katterle (Sozialwissenschaft), 1972, S.11-39; Katterle (Gemeinwohl), 1990, S.42f.

[122] Vgl. stellvertretend für viele Kurz (Deregulierungsdiskussion), 1986, S.46.

[123] Genau genommen gibt es eine Reihe von Theorien des Marktversagens, die jedoch keinesfalls zu einer eindeutigen Klärung und Festlegung des Begriffs geführt haben. Vgl. dazu Eickhof (Markt- und Wettbewerbsversagen), 1986, S.468, der sich um eine solche Klärung bemüht. Vgl. auch Bögelein (Ausnahmebereiche), 1990.

[124] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.36-41; Kruse (Regulierungsbereich), 1986, S.27. Vgl. auch Phillips (Regulation), 1988, S.45-50, S.67, der den Terminus "natural monopoly" für äußerst unglücklich hält, da seiner Ansicht nach jedes Dulden oder Schaffen von Monopolen mit bestimmten politischen Zielen verbunden und damit nicht mehr "natürlich" ist.

[125] Vgl. Kruse (Regulierungsbereich), 1986, S.27.

scale/scope auszuschöpfen und dadurch die volkswirtschaftlichen Kosten zu minimieren.

- Der Ausschluß von Wettbewerb erfordert eine Kontrolle der Preise mit dem Ziel, Extraprofite zu verhindern und dadurch den sozialen Überschuß als Wohlfahrtsmaß zu maximieren.[126] Es geht dabei ausschließlich um Allokationseffizienz; in der Aufteilungsfrage des sozialen Überschusses zwischen Produzenten und Konsumenten verhält sich die neoklassische normative Theorie neutral.

- Eine Beschneidung der Monopolprofite erfordert die Einführung eines Kontrahierungszwangs sowie einer Qualitätskontrolle, um die Nutzung von Versorgungsumfang und -qualität als Parameter der Profitmaximierung auszuschließen.

- Der Kontrahierungszwang erfordert für den Fall, daß die Grenzkosten unter den Durchschnittskosten liegen, ebenfalls hohe Marktzutrittsbeschränkungen, um das sogenannte "Rosinenpicken", d.h. das Versorgen einzelner lukrativer Kunden durch Dritte, zu verhindern.[127]

Das Merkmal der subadditiven Kostenstruktur wird seit einiger Zeit mit dem Vorhandensein hoher Marktein- bzw. -austrittsschranken (Irreversibilitäten) verknüpft, die z.B. durch hohe Fixkosten entstehen können. Es wird argumentiert, daß nur ein simultanes Auftreten beider Merkmale staatliche Regulierung rechtfertige.[128] Diese theoretische Weiterentwicklung des natürlichen Monopolfalls trägt der Theorie der "angreifbaren Märkte" Rechnung, wonach fehlender Wettbewerb keinen Anlaß zum staatlichen Eingreifen bietet, wenn noch *potentieller* Wettbewerb besteht.[129]
Über den Fall des "natürlichen Monopols" hinaus werden in der neoklassischen normativen Regulierungstheorie noch folgende wesentlichen Fälle von "Marktversagen" unterschieden:[130]

a) *Ruinöse Konkurrenz*

---

[126] Vgl. dazu ausführlich Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.31ff und S.36-41.

[127] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.83-86, wo Einzelfälle beschrieben werden, bei denen "Rosinenpicken" gesamtwirtschaftlich vorteilhaft erscheint. Vgl. ähnlich auch Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.210f. Anderer Meinung Kruse (Regulierungsbereich), 1986, S.34f., der in der Existenz von "Rosinen" generell ein Indiz für ein ineffizientes Angebot sieht, das nicht durch Eintrittsbarrieren zementiert werden sollte.

[128] Kruse spricht vom "harten Kern der Monopolregulierung". Vgl. Kruse (Regulierungsbereich), 1986, S.37.

[129] Vgl. Kaufer (Regulierung), 1986, S.12; Knieps (Regulierung), 1988, S.44-48. Zur Theorie der "angreifbaren Märkte" (contestable markets) vgl. grundlegend Baumol/Panzar/Willig (Contestable Markets), 1982. Kritisch-polemisch in diesem Zusammenhang Dugger, der die theoretische Position, Monopole auf "angreifbaren Märkten" nicht regulieren zu wollen, mit der Einstellung vergleicht, wonach ein Messer an der Kehle des Opfers noch kein Grund sei, nach der Polizei zu rufen, da die Möglichkeit bestehe, daß diese von selber auftauche. Vgl. Dugger (Commentary), 1989, S.31.

[130] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.345ff.; Eickhof (Markt- und Wettbewerbsversagen), 1986, S.471-476. Eine allgemeine Darstellung möglicher Ineffizienzen bei Marktversagen findet sich auch bei Mackscheidt/Steinhausen (Finanzpolitik), 1977, S.6ff.

Bestehen in einer Branche hohe Marktaustrittsschranken in Verbindung mit langfristig hohen Überkapazitäten (Strukturkrise), kann ein regulierender Eingriff in Form von Marktzutrittsbeschränkungen notwendig werden, um ein Ausscheiden von Unternehmen zu verhindern, deren Verbleib die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt erhöht hätte.[131]

b) *Öffentliche und meritorische Güter*

Öffentliche Güter sind gekennzeichnet durch nichtrivalisierenden Konsum, d.h. der Nutzen der Güter steht allen ohne gegenseitige Beeinträchtigung zur Verfügung.[132] Häufig wird die Nichtanwendbarkeit des Ausschlußprinzips als konstituierendes Merkmal eines öffentlichen Gutes angesehen, da in diesem Fall kein eigennützig handelndes Individuum bereit wäre, einen Preis für das Gut zu zahlen ("Trittbrettfahrer-Verhalten").[133]

Meritorische Güter sind nach *Musgrave* "Güter, deren Bereitstellung die Gesellschaft (unabhängig von den Präferenzen des individuellen Konsumenten) zu begünstigen ... sucht."[134] Der Staat konstatiert in diesem Fall ein suboptimales Angebot bzw. eine suboptimale Nachfrage und greift lenkend ein. Ein Beispiel für ein meritorisches Gut ist Bildung, dessen Angebot der Staat aus guten Gründen nicht dem privaten Kapitalverwertungsinteresse des Marktes unterwerfen will. Meritorische Güter durchbrechen das individualistische Prinzip des freien Warenaustausches.[135]

c) *Externe Effekte*

Externe Effekte sind positive oder negative Auswirkungen von Wirtschaftsaktivitäten, auf die das Ausschlußprinzip nicht oder nur schwer Anwendung finden kann und die sich nicht in den Preisen widerspiegeln.[136] Werden diese Externalitäten nicht "internalisiert", führt der Marktprozeß nicht zum neoklassischen Allokationsoptimum. Externe Effekte können in der Theorie entweder durch Besteuerung ("Pigou"-Steuer) oder durch die Ausgestaltung von Eigentumsrechten (*Property Rights*) internalisiert werden;[137] in der Praxis werden sie vor allem durch staatliche Auflagen, Standards,

---

[131] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.41ff., S.346f., die diesen Fall jedoch als äußerst umstritten charakterisieren. Ähnlich auch Eickhof (Markt- und Wettbewerbsversagen), 1986, S.474f.

[132] Vgl. Musgrave/Musgrave/Kullmer (Öffentliche Finanzen), 1984, S.62.

[133] Vgl. Eickhof (Markt- und Wettbewerbsversagen), 1986, S.472; Schmidt (Wettbewerbspolitik), 1990, S.40.

[134] Musgrave/Musgrave/Kullmer (Öffentliche Finanzen), 1984, S.100.

[135] Sie sind daher in der orthodoxen Ökonomie auch äußerst umstritten. Vgl. dazu die Literaturhinweise bei Musgrave/Musgrave/Kullmer (Öffentliche Finanzen), 1984, S.103. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.44, S.347, halten meritorische Güter lediglich für ein Problem mangelnder Information und externer Effekte.

[136] Vgl. Wicke (Umweltökonomie), 1982, S.40. Zu einer weit über diese neoklassische Perspektive hinausreichenden Sichtweise von externen Effekten mit dem Schwerpunkt auf negativen Effekten vgl. aus institutionalistischer Sicht Kapp (Sozialkosten), 1987, S.71-102.

[137] Vgl. PROGNOS (Externe Kosten), 1992, S.200-208.

Haftungsregelungen und Lizenzen kontrolliert und zum Teil neutralisiert.

Ein zusätzliches Problem externer Effekte (z.B. im Hinblick auf die Umweltverschmutzung) ist die Frage, wie die Belastung zukünftiger Generationen heute bewertet werden soll und welche Konsequenzen daraus zu ziehen sind (intertemporale Verteilung).[138] Auch hier befindet sich der Staat in der Verantwortung.

d) *Hohe Transaktionskosten*

Die Koordinationsleistung des Marktes ist i.d.R. nicht zum Nulltarif zu haben. Sie versagt völlig, wenn die Transaktionskosten zusätzlicher Anbieter so hoch sind, daß sie deren Nutzen übersteigen.[139] Dieser Fall des "transaktionalen Marktversagens" ist umso wahrscheinlicher, je weniger transparent der betreffende Markt ist.[140]

Eine ähnliche Argumentation gilt für den Fall hoher Transaktionskosten auf der Nachfrageseite.[141] Auch in diesem Fall kommt es zu keinem Austauschprozeß, da die Nachfrager nicht bereit sind, die mit einem Kauf verbundenen Informations-, Such- und Beschaffungskosten auf sich zu nehmen und auf den Markt zu treten.

In beiden Fällen hat der Staat Möglichkeiten, einzugreifen und bestehende Marktbarrieren zu entfernen bzw. abzumildern (z.B. durch Herstellung von Markttransparenz).

Im Zuge der Deregulierungsdiskussion hat sich die wohlfahrtsökonomische Begründung für die Notwendigkeit von Regulierung stärker ausdifferenziert. *Eickhof* beispielsweise unterscheidet zwischen Gründen des Markt- und des Wettbewerbsversagens.[142] *Marktversagen* liegt für ihn funktional nur dann vor, wenn der Markt die für ihn charakteristische Koordinationsleistung der einzelwirtschaftlichen Pläne nicht erbringt. Von *Wettbewerbsversagen* ist dann auszugehen, wenn seine Funktion als Transfer- und Innovationsmechanismus gestört ist, ohne daß die für marktwirtschaftliche Ordnungen geltenden Spielregeln beeinträchtigt wurden.[143] Sämtliche Zielverfehlungen des Marktes, die über das Effizienzziel hinausgehen (z.B. Verteilungsziele, Umweltziele) verweist er in den Bereich des "Politikversagens", da er in Anlehnung an *Hayek* die Meinung vertritt, daß "der Markt von sich aus blind ist für die ... jeweiligen

---

[138] Vgl. Kurz (Deregulierungsdiskussion), 1986, S.54. Eine ähnliche Frage stellt sich auch im Hinblick auf die intertemporale Verteilung erschöpfbarer Ressourcen (z.B. Erdgas, Erdöl), die hier jedoch nicht weiter verfolgt werden soll. Vgl. dazu Kriegsmann (Intertemporale Allokation), 1984.

[139] Unter Transaktionskosten sind u.a. Kosten der Informationssuche und -beschaffung, Aushandlungskosten sowie Durchsetzungs- und Kontrollkosten zu verstehen. Vgl. Schmidt (Wettbewerbspolitik), 1990, S.93.

[140] Vgl. Eickhof (Markt- und Wettbewerbsversagen), 1986, S.471f.

[141] Ebenda, S.475. Eickhof spricht hier von "transaktionalem Wettbewerbsversagen", wobei die Abgrenzung zu "transaktionalem Marktversagen" lediglich durch die unterschiedlichen Akteure begründet ist und dadurch willkürlich erscheint.

[142] Vgl. Eickhof (Markt- und Wettbewerbsversagen), 1986; Eickhof (Regulierung), 1986. S.124-127.

[143] Ebenda, S.470f.; vgl. auch Bögelein (Ausnahmebereiche), 1990, S.108f., S.156.

gesellschaftspolitischen Zielvorstellungen."[144]

Markt- oder Wettbewerbsversagen müssen jedoch für Anhänger des Marktfreiheitskonzeptes[145] nicht automatisch zu kontinuierlicher staatlicher Regulierung führen. Es ist vielmehr von Fall zu Fall zu prüfen, ob die jeweilige institutionelle Alternative zum Markt geeignet ist, das Versagen effizient, kostengünstig und rasch zu beheben ("Comparative Institution Approach").[146] Im Zweifel wäre das Versagen hinzunehmen oder durch eine gezielte Änderung der wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen zu beseitigen.

Tabelle 2.2 faßt noch einmal die wesentlichen Argumentationsmuster der neoklassischen normativen Regulierungstheorie zusammen.

---

[144] Eickhof (Regulierung), 1986, S.124f.

[145] Vgl. dazu den grundlegenden Aufsatz von Hoppmann (Wettbewerbsintensität), 1966; der Ansatz im Überblick findet sich bei Clapham (Wettbewerbsfreiheit), 1981.

[146] Vgl. Eickhof (Markt- und Wettbewerbsversagen), 1986, S.471; Ewers/Wein (Deregulierungspolitik), 1990, S.324f.

Tab.2.2: Regulierungsgründe und -ziele aus Sicht der neoklassischen normativen Regulierungstheorie

Ursache für Marktversagen	**wesentliche Merkmale**	**Regulierungs-eingriff**	**Wirkung**
Natürliches Monopol	Subadditivität der Kostenstruktur (hohe Marktaustritts-schranken)	Marktzutritts-beschränkung Preis-/Rendite-kontrolle Kontrahie-rungszwang Qualitäts-kontrolle	* Kostenminimie-rung/Verhinde-rung von "Rosinenpicken" * Sicherung von Al-lokationseffizienz * Verhinderung von Monopolprofiten * Sicherung eines ausreichend. Lei-stungsangebotes * Sicherung des Standards
Ruinöse Konkurrenz	* hohe Marktaustritts-schranken (hohe Fix-kosten) * langfristige Überkapazitäten	Marktzutritts-beschränkung	Verhinderung des Ausscheidens effi-zienter Wett-bewerber
Öffentliche Güter	* nichtrivalisierender Konsum * Unmöglichkeit des Ausschlusses	Bereitstellung durch den Staat	Wohlfahrts-verbesserung
Meritorische Güter	suboptimale Nach-frage/Angebot	unterschiedliche staatliche Eingriffe	Wohlfahrts-verbesserung
Externe Effekte	* Unmöglichkeit des Ausschlusses * Nichtberücksichti-gung im Preis	unterschiedliche staatliche Ein-griffe	Wohlfahrts-verbesserung
Hohe Trans-aktionskosten	suboptimale Nach-frage/Angebot	staatliche Maßnahmen	Verbesserung der Markt-koordination

Die Notwendigkeit einer Regulierung von *Energieversorgungsunternehmen* ist in der Vergangenheit meist mit dem pauschalen Hinweis auf das Vorliegen eines "natürlichen Monopols" begründet worden.[147] Mittlerweile jedoch werden die Einzelfunktionen eines (vertikal integrierten) EVU - Erzeugung, Transport, Verteilung - getrennt betrachtet, und es setzt sich zunehmend die Einsicht durch, daß lediglich die Transport- und Verteilungsfunktion die Merkmale eines natürlichen Monopols erfüllen.[148] Aus der neoklassischen normativen Theorie der Regulierung kann daher allenfalls die Notwendigkeit abgeleitet werden, EVU als *Verteilungsunternehmen* mit einer subadditiven Kostenstruktur und hohen Marktaustrittsschranken staatlich zu regulieren. Der Regulierungsbedarf, so

[147] Vgl. Gröner (Ausnahmebereiche), 1981, S.425; Weber (Wirtschaftsregulierung), 1986, S.100f. mit einer Fülle weiterer Quellen.

[148] So bereits Mitchell/Müller (Regulierung), 1979, S.630; Eickhof (Wettbewerbsordnung), 1986, S.206f. Vgl. zu den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft auch Abschnitt 2.2.2.

wird weiter argumentiert, könne jedoch erheblich gesenkt werden, wenn das Versorgungsgebiet als ganzes in regelmäßigen Abständen ausgeschrieben würde, also nicht Wettbewerb *im* natürlichen Monopol, sondern Wettbewerb *um* das natürliche Monopol zugelassen würde.[149]

Regulierung von EVU ist in der Vergangenheit nicht mit dem Hinweis auf die Möglichkeit *ruinöser Konkurrenz* begründet worden. Die "Strukturkrise" bei der Stromerzeugung jedoch, die in den letzten beiden Jahrzehnten zumindest in der Bundesrepublik und in den USA zu enormen Überkapazitäten geführt hat,[150] könnte heute möglicherweise ein Argument für die Errichtung bzw. Beibehaltung von hohen Marktzutrittsbeschränkungen liefern. Diesem Argument ist jedoch zu widersprechen, da

- die bestehenden Überkapazitäten in Wirklichkeit keine Strukturkrise, sondern eine "Planungskrise" der Stromerzeuger manifestieren, die von den Ursachen her - sprich: durch einen in Zukunft verbesserten Planungsprozeß - angegangen werden muß.

- der Anbieterwettbewerb bei der Stromerzeugung durch restriktive Rahmenbedingungen jahrzehntelang unterdrückt wurde und nur durch eine deutliche Senkung von Eintrittsbarrieren an Schlagkräftigkeit gewinnen kann (s. dazu die Ausführungen zu den amerikanischen Erfahrungen in Kapitel 4.1.4).

- die Marktaustrittsschranken der Stromerzeuger durch Erleichterungen beim grenzüberschreitenden Stromaustausch ("Stromexport") in Zukunft abnehmen dürften.

Weitere Ursachen eines normativ abgeleiteten Marktversagens im Sinne der neoklassischen Theorie konnten in der Elektrizitätswirtschaft zumindest in der Vergangenheit keinen Regulierungsbedarf begründen:

- Strom als *Ware* hat weder den Charakter eines *öffentlichen* noch eines *meritorischen Gutes*, da das Ausschlußprinzip möglich ist und im Einzelfall auch angewendet wird.[151] Lediglich in der Anfangsphase der Elektrifizierung könnte man Strom als meritorisches Gut auffassen, da das Angebot sich zunächst auf die Ballungsräume konzentrierte und die Lebensbedingungen im ländlichen Raum dadurch relativ erschwert wurden, was politisch nicht akzeptabel erschien.

---

[149] Vgl. dazu Schulz (Ordnungsprobleme), 1979, insbesondere Kapitel VI; Hoven (Ausschreibungswettbewerb), 1992. Dieser Aspekt kann im Rahmen der vorliegenden Untersuchung jedoch nicht weiter verfolgt werden. Zudem erscheint der Vorschlag angesichts eines Nachfragermarktes um Versorgungsgebiete, an dessen Funktionsfähigkeit auf Grund der bestehenden hochkonzentrierten Struktur der Elektrizitätswirtschaft große Zweifel bestehen, ohne eine präzise Beschreibung seiner Funktionsvoraussetzungen wettbewerbspolitisch problematisch.

[150] S. dazu Kapitel 4.1.2.2 und 5.1.2.1.

[151] Unabhängig davon läßt sich die Stromversorgung als öffentliche Aufgabe und die Versorgungssicherheit als meritorisches Gut charakterisieren, was aber nicht automatisch zu einem Regulierungsbedarf im Sinne der neoklassischen normativen Theorie führen muß. Vgl. im Gegensatz dazu Abschnitt 2.3.3.

- Die ohne Zweifel hohen *externen Effekte* der Stromerzeugung und -verteilung lieferten in der Vergangenheit keine Begründung für eine besondere EVU-Regulierung; vielmehr wurden sie - wenn überhaupt - im Rahmen direkter staatlicher Eingriffe (Standards, Gesetze, Verordnungen) berücksichtigt.

- Das Argument *hoher Transaktionskosten* als Begründung für Marktversagen spielte im Stromsektor weder auf der Angebots- noch auf der Nachfrageseite eine Rolle. Während auf der Angebotsseite der wettbewerbliche Ausnahmebereich stets die Abwälzung der bertriebsnotwendigen Kosten ermöglichte, entstanden der Nachfrageseite durch die Anschluß- und Versorgungspflicht der EVU keinerlei Transaktionskosten; der Strom kam stets "aus der Steckdose".

Der "harte Kern der EVU-Regulierung" (Kruse) liegt nach der neoklassischen normativen Regulierungstheorie demnach heute im Stromtransport- und -verteilungsbereich, läßt sich ausschließlich durch das Merkmal eines "natürlichen Monopols" begründen und hat das alleinige Ziel der Allokationseffizienz zu verfolgen.

2.3.3 "Good Society" als Leitziel einer institutionalistisch fundierten Regulierungstheorie

Während sich die deutsche Regulierungsdiskussion fast ausschließlich auf die Auseinandersetzung mit der normativen und der positiven Variante[152] einer neoklassisch fundierten Regulierungstheorie beschränkt, spielen in den USA institutionalistische Forschungen und Erkenntnisse seit vielen Jahren eine herausragende Rolle.[153] Der wissenschaftssoziologisch reizvollen Frage, wie es zu dieser Verkümmerung der ökonomischen Regulierungsdiskussion in der Bundesrepublik kommen konnte, kann an dieser Stelle

---

[152] S. dazu Abschnitt 2.6.2.

[153] Mit Institutionalismus bzw. institutionalistischer Ökonomik wird jene ökonomische Denktradition bezeichnet, die sich vor allem in den USA seit Beginn des Jahrhunderts entwickelt und ihre Identität in erster Linie durch eine radikale Ablehnung der neoklassischen Theorie herausgebildet hat. 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 Stadler (Institutionalismus), 1983; einen guten Überblick über die wesentlichen Inhalte der institutionalistischen Ökonomik gibt Steppacher (Institutionalismus), 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 beiden Jahrzehnte, dessen Arbeiten das heutige Regulierungsverständnis in den USA nachhaltig beeinflußt haben und dies immer noch tun, ist Harry M. Trebing. Seinen jährlichen Sommerkursus über Regulierungsgrundlagen und ihre Rahmenbedingungen ("NARUC Annual Regulatory Studies Program") beispielsweise haben seit 1973 mehr als 4.600 MitarbeiterInnen von Regulierungsbehörden besucht (vgl. NARUC (Studies Program), 1990, S.1).

allerdings nicht weiter nachgegangen werden.[154] Fest steht meines Erachtens, daß Regulierung in den USA ohne die explizite Berücksichtigung des institutionalistischen Regulierungsverständnisses nicht adäquat nachvollzogen und erklärt werden kann.[155]

Ausgangspunkt einer institutionalistisch fundierten Regulierungstheorie[156] ist die Erkenntnis, daß das menschliche Handeln in der Gesellschaft eingebettet ist in ein Geflecht impliziter und expliziter Regelungen ("regulations").[157] Individualistische Gesellschaftssysteme verlassen sich danach ausschließlich auf implizite Regelungen,

---

[154] Neuere Beispiele für eine Verkümmerung dieser Diskussion und die Beschränkung auf wohlfahrtsökonomisch fundierte, realitätsferne regulationstheoretische Ausführungen liefern Wirl (Öffentliche Firmen), 1991; Lammers (Regulierung), 1992. Es ist leider festzustellen, daß die deutschsprachige Regulierungsdiskussion sich seit dem Standardwerk von Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, im wesentlichen in die wohlfahrtsökonomische Sackgasse begeben hat, die von den beiden zwar vorgezeichnet und beschritten, mittels einer Fülle von realitätsbezogenen Fragestellungen und Anregungen aber durchaus nicht als unausweichlich dargestellt worden war.

[155] Vgl. dazu Trebing (Economic Regulation), 1984, S.224ff.; McCraw (Prophets), 1984; Schwartz (Corporate Power), 1985, S.311f.; Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1707; Tool (Social Value Theory), 1990, S.535.

[156] Ich spreche hier bewußt von "einer" Regulierungstheorie, weil es unter Institutionalisten völlig unstrittig ist, daß es die universelle, alles erklärende Regulierungstheorie nicht geben kann. Vgl. Miller (Social Economy), 1985, S.137.

[157] Vgl. Reynolds (Institutional Theory), 1981, S.644f.; Kling (Institutionalist Theory), 1988, S.200ff.

wobei Markt- von Nichtmarkt-Regelungen zu unterscheiden sind. Marktregelungen sind beispielsweise Eigenintereresse, Optimierungsmotivation, Konsumentensouveranität, 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.[158]
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.[159] 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.[160]
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.[161] 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.

---

[158] Vgl. Reynolds (Institutional Theory), 1981, S.647.

[159] Unter "Sozialem Versagen" ist in diesem Sinne auch ein Erodieren "lebenskluger Vernunft" zu fassen, zu dem die neoklassische Wirtschaftstheorie mit ihrer Überbetonung eigennützigen Verhaltens und ihrem konsumzentrierten Konzept der Bedürfnisbefriedigung erheblich beiträgt. Vgl. dazu Katterle (Institutionalistische Ökonomik), 1990, S.129f.

[160] "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 (Institutional Theory), 1981, S.654.

[161] Vgl. Petr (Mixed Economy), 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".[162]

c) *Gerechtigkeit (Equity)*

Gerechtigkeit als wirtschaftspolitisches Ziel richtet sich zunächst auf Verteilungsgerechtigkeit.[163] 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.[164]

---

[162] Goodland/Ledec (Sustainable Development), 1986 (zitiert in Harborth (Dauerhafte Entwicklung), 1991, S.13).

[163] Zur hier nicht näher ausgeführten sozialphilosophischen Diskussion über Gerechtigkeit vgl. Rawls (Theorie der Gerechtigkeit), 1971, sowie als Gegenentwurf zum individualistisch fundierten Rawls'schen Gerechtigkeitsbegriff aus der Sicht des Kommunitarismus Walzer (Sphären der Gerechtigkeit), 1992.

[164] Zur gründlichen Fundierung von Demokratie als wirtschaftspolitischem Ziel vgl. Vilmar/Sattler (Wirtschaftsdemokratie), 1978.

Versagen bei der Ansteuerung dieser Ziele die impliziten gesellschaftlichen Regelungen, wird nach institutionalistischem Verständnis die Einführung von expliziten Regelungen notwendig, die sich ebenfalls an den Zielen für eine "good society" zu orientieren haben.[165]

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.[166] 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.[167]

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."[168]

---

[165] Der beschriebene Zielkatalog ist sicherlich weder umfassend noch unumstritten und in diesem Sinne nicht als allgemein- und endgültig zu betrachten. Er ist m.E. lediglich eine gelungene Kategorisierung von Einzelzielen, über die in der institutionalistischen Diskussion zum heutigen Zeitpunkt weitgehend Konsens besteht. Zur Diskussion über wirtschaftspolitische Ziele vgl. auch Schweitzer (Goals), 1969.

[166] 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 ebensowenig zu überzeugen wie die Behauptung, daß das Effizienzziel die Erreichung einer Reihe anderer Ziele gleichsam automatisch gewährleiste (vgl. dazu Joskow/Schmalensee (Markets), 1983, S.8). Der überschaubare Zielkatalog von Petr zeigt m.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 (Economist), 1991, S.312). S. dazu auch Abschnitt 2.4.

[167] 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 (Sustainable Development), 1989, S.21.

[168] Zitiert nach Phillips (Regulation), 1988, S.88.

Diese Auffassung von Gemeinwohl knüpft an das *common law* Großbritanniens im 17. Jahrhundert an.[169] 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.[170]

Eine solche Charakterisierung von Regulierung hat weitreichende 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.[171] 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.[172] Daraus folgt, daß sowohl Regulierungsmethoden als auch -ziele nur vorläufig sind und sich im Zeitablauf durchaus verändern können.[173]

Im *Elektrizitätsbereich* beispielsweise wurde in den USA seit den Anfängen der Elektrifizierung davon ausgegangen, daß das Gemeinwohl berührt wird und daß daher eine 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.[174]

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

---

[169] Vgl. Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1709.

[170] Vgl. Miller (Social Economy), 1985, S.138; Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1715; Kling (Institutionalist Theory), 1988, S.203, Nowotny (Economics), 1989, S.23.

[171] Vgl. Miller (Social Economy), 1985, S.137; Dugger (Commentary), 1989, S.32.

[172] Vgl. Kling (Institutionalist Theory), 1988, S.201.

[173] Vgl. Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1715.

[174] Vgl. Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1710ff.; Phillips (Regulation), 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.[175]

Ausgehend von den wirtschaftspolitischen Leitzielen einer "good society" 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[176] in einer grundsätzlich marktwirtschaftlich verfaßten Ordnung begründet und charakterisiert werden kann:[177]

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.[178]

2. Das Gemeinwohl oder soziale Werte (*social values*)[179] 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"[180] 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.

---

[175] Vgl. dazu das Kapitel "An Appraisal of Regulation" bei Phillips (Regulation), 1988, S.783-836.

[176] Diese Grunderkenntnisse beziehen sich hier sowohl auf ökonomische als auch auf soziale Regulierungsansätze.

[177] Vgl. Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1714f.

[178] Je konzentrierter und vermachteter die Märkte sind, desto tiefgreifendere Regulierungseingriffe sind erforderlich. Vgl. Trebing (Neoinstitutional Reform), 1984, S.364.

[179] Vgl. dazu Tool (Social Value Theory), 1990, S.535.

[180] 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 (Institutionalist Approach), 1987, S.1711.

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.

Überträgt man die Grundgedanken der institutionalistischen Regulierungstheorie auf die Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik, so läßt sich die Notwendigkeit einer Regulierung von EVU u.a wie folgt begründen:

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

  * die "Schmierstoffunktion" für das produzierende Gewerbe und in zunehmendem Maße für den Dienstleistungssektor
  * die Gewährleistung öffentlicher Sicherheit durch Kommunikationstechnologien, Beleuchtung etc.
  * die Schaffung der Voraussetzungen für eine entwickelte Informationsgesellschaft
  * die Infrastrukturanforderungen für die Errichtung von Kraftwerken und Transport-/Verteilungsnetzen.

  Insbesondere die Punkte, die die Versorgungssicherheit tangieren, verdeutlichen den eindeutig meritorischen Charakter der Stromversorgung und damit ihren öffentlichen Regelungsbedarf.

- Der sich wandelnde Gemeinwohlbegriff schließt immer stärker die Umweltbeeinträchtigungen insbesondere auch durch die Nutzung fossiler und nuklearer Brennstoffe zur Stromerzeugung ein. Es ist nicht erkennbar, wie diese z.T. existenziellen Probleme durch implizite Markt- und Nichtmarktregelungen gelöst werden sollen,

zumal die Elektrizitätswirtschaft selber in der Vergangenheit nur wenig Eigeninitiative und "soziale Verantwortung" erkennen ließ.[181]

- Die vorhandene enorme Machtkonzentration im Elektrizitätssektor (s. dazu Kapitel 5.1.1) erfordert nicht zuletzt aus Legitimationsgründen einer wettbewerblich orientierten, demokratischen Gesellschaft eine wirksame öffentliche Kontrolle, falls eine stärkere Machtstreuung durch Entflechtung politisch und rechtlich nicht durchsetzbar ist.

- Es gibt keinerlei Hinweise darauf, daß die Elektrizitätswirtschaft die Ansteuerung neuer wirtschaftspolitischer Leitziele wie Dauerhaftigkeit in Bezug auf den Produktionsprozeß und den Ressourcenverzehr ohne explizite Regelungen des Staates von selbst oder durch die Einführung wettbewerblicher Elemente leisten könnte.

Selbst wenn also kein Marktversagen im Sinne der neoklassischen normativen Regulierungstheorie konstatiert werden könnte, wäre nach institutionalistischer Auffassung im Elektrizitätsbereich dennoch die Gefahr groß, daß das Gemeinwohl negativ tangiert wird, wenn keine expliziten Regelungen 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 EVU-Regulierung. Wie diese Regulierung konkret auszugestalten ist, hängt dann in erster Linie von den regulatorischen Zielsetzungen ab.
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:[182]

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 -erreichung ökonomischer Effizienz gemessen werden kann. Eine der fundamentalen Legitimationsgrundlagen der amerikanischen Regulierung ist das Ziel einer *gerechten* Behandlung der von der Regulierung betroffenen Akteure.[183] *Crew* und *Kleindorfer* gehen sogar davon aus, daß das Gerechtigkeitsbestreben die treibende Kraft bei Entscheidungen der Regu-

---

[181] So wurde beispielsweise die Großfeuerungsanlagenverordnung zur Entschwefelung und Entstickung der fossilen Kraftwerke im Jahr 1983 als politische Antwort auf das Waldsterben gegen den Widerstand des überwiegenden Teiles der Branche durchgesetzt. Vgl. Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.41.

[182] Vgl. Reynolds (Institutional Theory), 1981, S.646.

[183] Vgl. Trebing (Equity and Efficiency), 1981, insbes. S.30-40; Reynolds (Institutional Theory), 1981, S.642f.; Crew/Kleindorfer (Productivity Incentives), 1987, S.7.

lierungskommissionen ist.[184]

Gerechtigkeit (*equity*) im Rahmen der Regulierung beinhaltet u.a. die Aspekte Verteilungsgerechtigkeit und Fairness im Verfahren.[185]

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.[186]

Eine weitere wichtige und eigenständige Zielsetzung von Regulierung besteht in der Kontrolle ökonomischer Macht.[187] Unkontrollierte ökonomische Macht ist in einer demokratischen Gesellschaft weder ökonomisch, noch politisch oder gesellschaftlich akzeptabel.[188]

Im Hinblick auf die Regulierung von Energieversorgungsunternehmen formuliert *Trebing* 3 Hauptziele:[189]

1) Kontrolle von Monopolprofiten
2) Verhinderung exzessiver Preisdiskriminierung
3) Sicherstellung eines angemessenen und kontinuierlichen Services für alle Kunden

Eine umfassendere und detailliertere Zielformulierung für die EVU-Regulierung baut auf einer vertieften Kenntnis von Struktur und Verhalten der regulierten Industrie auf, wobei Ziele im Hinblick auf die Ergebnisse der Regulierung von Zielen in Bezug auf den Regulierungsprozeß zu unterscheiden sind (s. dazu ausführlich Abschnitt 2.4).

2.3.4 Historische Grundlagen der EVU-Regulierung in der Bundesrepublik

Während seit vielen Jahren eine äußerst intensive und lebhafte Diskussion darüber geführt wird, ob die wettbewerblichen Ausnahmebereiche für EVU in der Bundesrepublik notwendig sind oder abgeschafft werden sollten,[190] ist der anschließenden Frage, ob ein solcher, faktisch bestehender Ausnahmebereich eine Regulierung notwendig mache und wie diese sinnvollerweise auszugestalten wäre, eine weitaus

---

[184] "Despite the improved eloquence of economists' testimony on efficiency, equity is likely to remain the driving force underlying commission decisions ...". Crew/Kleindorfer (Productivity Incentives), 1987, S.10.

[185] Vgl. Trebing (Equity and Efficiency), 1981, S.17. Zur ökonomischen Fundierung des philosophischen Konzepts von "Equity" vgl. Robinson (Economic Philosophy), 1962.

[186] Vgl. Stevenson (Institutional Objectives), 1983, S.444, der in diesem Zusammenhang von "Adaptability" spricht.

[187] Vgl. Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1732; Phillips (Regulation), 1988, S.4.

[188] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.6.

[189] Vgl. Trebing (Objectives), 1977, S.106.

[190] S. Abschnitt 2.2.

geringere Aufmerksamkeit zuteil geworden.

Die bemerkenswerte Zurückhaltung, die sich deutsche Ökonomen im Hinblick auf die konkrete Ausgestaltung der EVU-Regulierung auferlegten und immer noch auferlegen, hat v.a. historische Gründe.

2.3.4.1 EVU-Regulierung als Folge des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)

Die Verabschiedung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1935 hatte keine strukturgestaltende, sondern eine strukturerhaltende und -legitimierende Funktion. Es wurde letztlich jene monopolistische und nach Versorgungsgebieten organisierte Struktur festgeschrieben, die sich in z.T. heftigen (Oligopol-)Konkurrenzkämpfen insbesondere vor dem "wirklichen deutschen Elektrofrieden" von 1929 herausgebildet hatte.[191]

Das Energiewirtschaftsgesetz, auf dessen Verabschiedung die EVU nicht zuletzt aus Gründen der Rechtssicherheit und der Abwehr grundlegender Reformbestrebungen selbst gedrängt hatten,[192] hat auf den ersten Blick den Charakter eines Kompromisses: Mit der Absicherung der Monopolstruktur müssen sich die EVU erstmals einer zentralen staatlichen Kontrolle unterwerfen.[193]

Diese staatliche Kontrolle bezog sich u.a. auf eine allgemeine Informationspflicht der EVU sowie eine Anzeigepflicht für den Bau von Kraftwerken und Leitungen gegenüber dem Reichswirtschaftsminister. Diesem wurde das Ermessen übertragen, die geplante Anlage zu untersagen, falls "Gründe des Gemeinwohls" dies erfordern (§4 Abs.2 EnWG).

Ein genauerer Blick in die amtliche Begründung des Gesetzes zeigt jedoch, daß der Kompromißcharakter des Gesetzes - Strukturabsicherung gegen Kontrolle - täuscht. Dort heißt es:

---

[191] Vgl. Gröner (Elektrizitätsversorgung), 1984, S.116; Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.83; Zängl (Deutschlands Strom), 1989, S.123, S.183.

[192] Vgl. Bruche (Elektrizitätsversorgung), 1977, S.89; Zängl (Deutschlands Strom), 1989, S.181.

[193] Diese zentrale Kontrollfunktion war erst durch die Aufhebung des Föderalismus durch den Faschismus möglich geworden. Vgl. Bruche (Elektrizitätsversorgung), 1977, S.76f.

> "Das Gesetz geht davon aus, daß die energiewirtschaftlichen Unternehmen in erster Linie selbst dazu berufen sind, die Aufgaben aus eigener Kraft zu lösen. Der Reichswirtschaftsminister will sich grundsätzlich darauf beschränken, nur da einzugreifen, wo die Wirtschaft selbst die gestellte Aufgabe nicht zu meistern vermag."[194]

Das Gesetz wurde, so *Zängl*, "von den EVU formuliert, von den Nationalsozialisten ratifiziert und legalisiert...".[195]

Ordnungs- und wettbewerbspolitisch stellt das EnWG somit einen Sündenfall dar, wenn man als Bewertungsmaßstab eine marktwirtschaftliche Ordnung zugrunde legt, der an einer effizienten Ressourcenallokation und einer Kontrolle monopolistischer Macht gelegen ist. Von einer solchen Ordnung freilich war man zur Zeit des Faschismus weit entfernt; eines der (inoffiziellen) Ziele des EnWG war vielmehr die "Wehrhaftmachung der deutschen Energieversorgung".[196]

Unter kriegswirtschaftlichen Vorzeichen wurden im Nationalsozialismus eine Reihe von Kontrollinstanzen geschaffen und mit unterschiedlichen Kompetenzen ausgestattet:[197]

- Der *Reichswirtschaftsminister* hatte bis 1941 als oberste Kontrollinstanz die Investitions- und Anlagenkontrolle inne. Nach 1941 blieb er u.a. zuständig für Finanzierungsfragen, die Regelung der Rechtsformen sowie die Bereitstellung von Brennstoffen.

- Der *Generalinspekteur für Wasser und Energie* erhielt 1941 als neu geschaffene Reichsbehörde einen wesentlichen Teil der Kontrollkompetenzen, die bei Verabschiedung des Gesetzes noch beim Reichswirtschaftsminister gelegen hatten. Dazu zählte insbesondere die Investitionskontrolle.

- Der *Reichskommissar für Preisbildung* wurde 1939 im Rahmen des "Vierjahresplans"[198] als Instanz etabliert, die anstelle des Reichsinnenministers die Aufsicht über die Strompreise auf der Grundlage des EnWG innehaben sollte.

- Der *Generalbevollmächtigte der Energiewirtschaft* sollte im Rahmen des "Vierjahresplans" die Energieverteilung regulieren und den Ausbau der Energieproduktion vorantreiben.

- Der *Reichsstelle für Elektrizitätswirtschaft* ("Reichslastverteiler") wurde 1939 die Zuständigkeit für den Betrieb der nationalen Verbundwirtschaft übertragen.

Diese vor allem administrativ bedingte Aufsplitterung der Kontrollkompetenzen sowie die enge

---

[194] Zitiert nach Karweina (Stromstaat), 1984, S.166.

[195] Zängl (Deutschlands Strom), 1989, S.183.

[196] So Reichswirtschaftsminister Hjalmar Schacht 1935. Zitiert nach Zängl (Deutschlands Strom), 1989, S.178.

[197] Vgl. Bruche (Elektrizitätsversorgung), 1977, S.77-81.

[198] Das Gesetz zur Durchführung des Vierjahresplans wurde 1936 verabschiedet. Vgl. Bruche (Elektrizitätsversorgung), 1977, S.77.

Verflechtung der Kontrollinstanzen mit den EVU[199] führte letztlich dazu, daß von einer tatsächlichen Kontrolle der EVU keine Rede sein konnte.[200]

Das EnWG und damit verbunden die Regulierungsstruktur ist der Bundesrepublik nach dem zweiten Weltkrieg im wesentlichen erhalten geblieben (vgl. dazu ausführlich Kapitel 5.2). Insbesondere die administrativ begründete Trennung zwischen energiewirtschaftlicher Investitionskontrolle und energiewirtschaftlicher Preiskontrolle hat sich dabei als wichtiges Strukturmerkmal deutscher EVU-Regulierung entpuppt (s. Kapitel 5.2).

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß die durch das EnWG geschaffene Regulierung von EVU durch kriegswirtschaftliche Gründe geprägt wurde, den EVU einen breiten Selbstregulierungsspielraum einräumte sowie von der Bundesrepublik nach dem zweiten Weltkrieg in bereits zersplitterter Form übernommen und im wesentlichen unverändert beibehalten wurde. Ihre Ausgestaltung wurde politisch entschieden; ökonomische und/oder rechtliche Argumente spielten so gut wie keine Rolle.

2.3.4.2 Regulierung als Folge des GWB

Das 1957 verabschiedete Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) sollte als "Grundgesetz der Marktwirtschaft" einen leistungsgerechten Wettbewerb sichern und fördern.[201] Diese Zielsetzung wurde im Vorfeld seiner Verabschiedung bereits wesentlich durchlöchert, indem u.a. wettbewerbsfreie Räume als Ausnahmebereiche zugelassen wurden (vgl. Abschnitt 2.2.3). In einer grundsätzlich wettbewerblich organisierten Wirtschaftsgesellschaft wäre es jedoch mit erheblichen *legitimatorischen Problemen* verbunden gewesen, hätte man einzelne Branchen *ohne Konsequenzen* aus diesem ordnungspolitischen Rahmen entlassen.[202] Mit Recht hätten dann auch andere

---

[199] Wichtige Fäden im Hintergrund zog die "Reichsgruppe Energiewirtschaft", die von den Vertretern der großen Elektrizitätskonzerne dominiert wurde. So mußten beispielsweise sämtliche Bauvorhaben zunächst der Reichsgruppe zur Kenntnis gebracht werden, bevor sie beim Reichswirtschaftsminister einzureichen waren. Außerdem wurde der Reichslastverteiler von den Bezirkslastverteilern dominiert, die wiederum von den großen EVU personell besetzt wurden. Vgl. Bruche (Elektrizitätsversorgung), 1977, S.87f.

[200] Dazu Karweina (Stromstaat), 1984, S.166: "Die Kontrolle der Stromindustrie lag im Dritten Reich also weitgehend bei den Repräsentanten der Stromindustrie". Vgl. auch Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.88.

[201] Vgl. Stahl in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.II1.

[202] Vgl. z.B. Klaue (Marktwirtschaft), 1983, S.27.

Unternehmen ähnliche Privilegien für sich fordern können und damit die Systemfrage aufgeworfen.

In der Bundesrepublik wurde aus diesem Grunde nie ein Zweifel daran gelassen, daß die Einräumung einer wettbewerblichen Sonderstellung für Energieversorgungsunternehmen untrennbar mit der Schaffung eines den Markt ersetzenden Regulativs und damit eines Korrelats zur rechtlich abgesicherten Monopolstellung verbunden sein müsse.[203] Nur die Einrichtung einer EVU-Regulierung rechtfertigte und rechtfertigt es auch heute noch, daß EVU wettbewerbliche Sonderstellungen genießen, die unserer Wirtschaftsordnung sonst fremd sind.[204]

Erheblichen Anteil an dieser Dichotomie zwischen der Freistellung vom Wettbewerb und einer entsprechenden staatlichen Aufsicht hatten die ordoliberale Schule um *Walter Eucken* und *Alfred Müller-Armacks* Konzept der Sozialen Marktwirtschaft, die die ordnungspolitische Diskussion im Nachkriegsdeutschland wesentlich geprägt hatten.[205] Die "regulierenden Prinzipien" der Marktwirtschaft enthalten an erster Stelle eine "aktive Monopol- (und Oligopol)politik" zur Beaufsichtigung unvermeidbarer Monopole, wobei *Eucken* selbst diese nur gegenüber den "natürlichen" Monopolen angewendet wissen wollte[206] und ansonsten auf die "konstituierenden Prinzipien" vertraute, die die Herstellung eines funktionsfähigen Preissystems vollständiger Konkurrenz postulierten.[207] In Bezug auf die Elektrizitätswirtschaft war diese Differenzierung jedoch gegenstandslos.

Nachdem weder die Regulierung nach dem EnWG noch die Einräumung der wettbewerblichen Sonderstellung für EVU im Rahmen des GWB aus *ökonomischen* Überlegungen heraus entstanden sind, ist daher das Konzept der allgemeinen und der speziellen kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht als ordoliberale Antwort auf wettbewerbliche Ausnahmebereiche lange Zeit der Hauptgegenstand der bundesdeutschen Regulierungsdiskussion gewesen.[208]

---

[203] Vgl. dazu Danner in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.III4, der entsprechende Stellungnahmen der Bundesregierung anführt. Vgl. auch Eickhof (Ausnahmebereiche), 1985, S.64.

[204] Vgl. Hoffmann (Aufsicht), 1987, S.160, der diesen Zusammenhang allerdings genau anders herum formuliert.

[205] Grundlegend dazu Eucken (Wettbewerbsordnung), 1949; Eucken (Grundsätze), 1975; Müller-Armack (Wirtschaftsordnung), 1966.

[206] Vgl. Eucken (Grundsätze), 1975, S.292.

[207] Vgl. Eucken (Grundsätze), 1975, S.254-290; Kartte/Holtschneider (Anwendungsprinzipien), 1981, S.203ff.

[208] Zur speziellen Mißbrauchsaufsicht über EVU vgl. Lukes (Mißbrauchsaufsicht), 1977; Feuerborn (Freistellungsbereich), 1983, jeweils mit einer Fülle weiterer Literaturhinweise.

Inwieweit das Konzept und die zuständigen Kartellbehörden jedoch in der Lage sind, die EVU wirkungsvoll zu regulieren, soll an anderer Stelle diskutiert werden (s. Kapitel 5.2.3).

2.3.5 Resümee

Die Regulierung von Energieversorgungsunternehmen läßt sich theoretisch auf zweifache Weise begründen:

a) In den Bereichen des Stromtransports und der -verteilung liegt ein natürliches Monopol vor, also ein Marktversagen im Sinne der neoklassischen normativen Regulierungstheorie. Die Regulierung von EVU in ihrer Haupteigenschaft als Stromverteiler zielt auf die Gewährleistung allokativer Effizienz bei Ausnutzung der technischen Effizienz in Form von *economies of scale*. Sie ist im wesentlichen ein Wettbewerbsersatz und hat demnach ausschließlich eine Lückenbüßerfunktion.

b) EVU sind Unternehmen, deren Tätigkeit direkte Auswirkungen auf das Gemeinwohl (*Public Interest*) hat. Das Gemeinwohl bedarf nach institutionalistischem Regulierungsverständnis hier des besonderen Schutzes, da im Bereich der Stromversorgung ein Versagen impliziter Regelungen (Markt- und Nichtmarktregelungen) im Hinblick auf die Realisierung eines breiten wirtschaftspolitischen Zielkatalogs theoretisch begründet, empirisch-historisch nachgewiesen oder zumindest mit hoher Wahrscheinlichkeit vermutet werden kann. EVU-Regulierung zum Schutz des Gemeinwohls zielt in erster Linie auf Effizienz, Verteilungs- und prozedurale Gerechtigkeit sowie Machtkontrolle. Diese Regulierungsziele korrespondieren mit den allgemeinen wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Zielen Auskömmlichkeit, Gerechtigkeit und Demokratie. Die Verfolgung weiterer Ziele wie z.B. Umweltschutz und Dauerhaftigkeit (*Sustainability*) bedarf einer vertieften Kenntnis von Struktur und Verhalten der regulierten Industrie, wobei sich die Ziele im Laufe der Zeit korrespondierend zur Interpretation des Gemeinwohlbegriffs verändern können. Regulierung ist nach diesem Verständnis ein evolutionärer Prozeß und ein Instrumentarium zur Überwindung impliziten Regelungsversagens.

Historisch ist festzuhalten, daß der EVU-Regulierung in der Bundesrepublik keiner der beiden theoretischen Ansätze zugrunde liegt, sondern daß sie sich aus den realen Machtverhältnissen des Dritten Reiches und Nachkriegsdeutschlands heraus entwickelt hat und verschiedene Regulierungsziele kombiniert. Erst seit der Verabschiedung des GWB im Jahr 1957 weist sie überhaupt eine ökonomische Tradition auf. Die kriegswirtschaftliche Entstehungsgeschichte der EnWG-Kontrolle in Verbindung mit der

schwindenden politischen Akzeptanz der ordoliberalen Prinzipien[209] als Grundpfeiler des GWB und der außerordentlichen Machtposition einiger weniger EVU mag eine Erklärung dafür bieten, daß die ökonomische Regulierungsdiskussion in der Bundesrepublik im Unterschied zu den angelsächsischen Staaten verkümmert ist und keinen sonderlichen Einfluß auf die konkrete Ausgestaltung der EVU-Regulierung nehmen konnte.

2.4 Ziele der EVU-Regulierung und mögliche Zielkonflikte

Anknüpfend an die bereits in Abschnitt 2.3 diskutierten allgemeinen wirtschaftspolitischen und regulatorischen Ziele sowie unter Berücksichtigung der übergeordneten energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit und insbesondere auch Umweltschutz lassen sich spezielle Ziele der EVU-Regulierung formulieren. Allerdings kann hierbei nicht auf einen weithin akzeptierten und vollständigen Zielkatalog zurückgegriffen werden.[210]
Daher wurde ein zweistufiges Vorgehen für die Aufstellung eines solchen Zielkatalogs gewählt:

1) Zusammenstellung und Strukturierung wesentlicher Ziele der EVU-Regulierung, die explizit gelten bzw. implizit aus dem Verhalten der beteiligten Akteure erschlossen werden können[211]
   Diese Ziele wurden empirisch und logisch in der amerikanischen EVU-Regulierungspraxis festgestellt und spiegeln den gegenwärtigen *mainstream* der dortigen Regulierungsdiskussion wider, wobei kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben wird (s. dazu auch Kapitel 4.2.3). Sie lassen sich in dieser Form ohne weiteres auf die Bundesrepublik übertragen, wenngleich sie hier teilweise als recht ehrgeizig anzusehen sind.

---

[209] So wurde beispielsweise das konstituierende Prinzip der "vollständigen Konkurrenz" im Rahmen der 2. Kartellrechtsreform 1973 durch das Prinzip des "funktionsfähigen Wettbewerbs" abgelöst. Vgl. Kartte/Holtschneider (Anwendungsprinzipien), 1981, S.210-214.

[210] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.165. Die Zieldiskussion wird in der deutschsprachigen Regulierungsliteratur bislang nur unzureichend geführt. Vgl. die rudimentären Zielauflistungen bei Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.343ff; Weber (Regulierung), 1986, S.33.

[211] Weisser unterscheidet hier den "institutionell festgelegten" vom "subjektiv gemeinten" Sinn, wobei mit ersterem das durch Gesetz, Satzung oder auf andere Weise formell festgelegte Zielsystem der jeweiligen Institution, mit letzterem die Ziele, welche ihr Verhalten faktisch bestimmen, gemeint sind. Vgl. Weisser (Wirtschaftstypen), 1965, S.272.

2) Normative Ableitung neuer Ziele aus dem aufgezeigten Begründungsspektrum der EVU-Regulierung und Aufnahme in den strukturierten Zielkatalog

   Die Aufstellung von Zielen beinhaltet notwendigerweise immer Wertungen, die aus Gründen wissenschaftlicher Redlichkeit jedoch explizit gemacht werden sollten.[212]

Hinzuweisen ist noch auf den dynamischen Charakter von Regulierungszielen, also auf die Tatsache, daß die Ziele von gestern nicht notwendigerweise mit den zukünftigen Zielen übereinstimmen müssen, da sich gesellschaftliche Prioritäten verschieben und technologische Entwicklungen anderen Zielsetzungen Vorschub leisten können. Ein Beispiel dafür ist das historische Ziel einer möglichst raschen Elektrifizierung aller Regionen, das heute als weitestgehend erreicht angesehen werden kann, während das Zukunftsziel einer Optimierung des gesamten Stromsystems unter Umweltschutzgesichtspunkten noch zu konkretisieren und realisieren ist.

Aus Übersichtlichkeitsgründen werden Ziele im Hinblick auf die Ergebnisse der EVU-Regulierung von Zielen unterschieden, die sich auf den Regulierungsprozeß beziehen.

2.4.1 Ergebnisziele

Die Ergebnisse der EVU-Regulierung betreffen die Volkswirtschaft als ganzes, die Verbraucher und die EVU. Dementsprechend sind die Regulierungsziele zu kategorisieren.

1) Volkswirtschaftliche Ziele

a) Effizienz

   Ein wesentliches Ziel der EVU-Regulierung ist die Sicherung volkswirtschaftlicher Effizienz, wobei unterschiedliche Effizienzbegriffe zu unterscheiden sind (vgl. Abschnitt 2.6.1.). Darüber hinaus sind Synergieeffekte im Sinne von "higher levels of efficiency" anzustreben (vgl. Abschnitt 2.3.3).

b) Umweltschutz/Energieeinsparung

   Im Zuge der Umweltdiskussion tritt das Ziel der Energieeinsparung immer stärker in den Vordergrund. Bezogen auf die EVU-Regulierung bedeutet dies, daß diesem Ziel durch entsprechende regulatorische Vorgaben und/oder Anreize Rechnung getragen werden sollte (s. dazu Kapitel 6.2).

---

[212] Durch die Auffächerung eines Zielspektrums entgeht man leichter der Gefahr, implizite Ziele hinter einer eindimensionalen Zielgröße zu verstecken. Vgl. Katterle (Sozialwissenschaft), 1972, S.42ff. und S.49-61; vgl. auch Schmidt (Wettbewerbspolitik), 1990, S.30, der die Aufstellung eines wettbewerbspolitischen Zielkatalogs begründet.

c) Machtkontrolle

Unkontrollierte ökonomische Macht ist in einer demokratischen Gesellschaft weder ökonomisch, noch politisch oder gesellschaftlich akzeptabel. Ein wichtiges Ziel der EVU-Regulierung ist daher die Kontrolle ökonomischer Macht durch demokratisch legitimierte Kontrollorgane. Dieses Ziel hat in Bezug auf die Elektrizitätswirtschaft eine besondere Bedeutung, da es sich hierbei um einen volkswirtschaftlichen Schlüsselbereich handelt, der i.d.R. hoch konzentriert und vermachtet ist.

d) Dynamische Wettbewerbsziele

Regulierung als Wettbewerbsersatz für den Elektrizitätssektor muß sich am gesamten Spektrum der Wettbewerbsziele messen lassen. Dazu gehören in Anlehnung an *Kantzenbach* auch die dynamischen Wettbewerbsfunktionen Anpassungsflexibilität und technischer Fortschritt.[213]

e) Soziale Ziele

Ein durchgängiges Ziel der amerikanischen EVU-Regulierung ist die Versorgung sozial schwacher Verbraucher zu tragbaren Bedingungen, wodurch ein Stück Sozialpolitik in die Regulierung eingeflossen ist. Dieses Ziel sollte jedoch nur in engen Grenzen im Rahmen der EVU-Regulierung verfolgt werden, da eine Überfrachtung durch sachfremde Zielsetzungen andere Regulierungsziele zu stark konterkarieren würde.[214]

Im Unterschied dazu vertritt die deutsche Gemeinwirtschaftslehre offensiv die Auffassung, daß Regulierung sich durchaus auf die Realisierung z.B. raumordnungspolitischer, konjunkturpolitischer und/oder sozialpolitischer Ziele richten sollte.[215] Dieser Position soll hier jedoch vor dem Hintergrund des eng gefaßten Regulierungsbegriffs nicht gefolgt werden.

f) Minimierung der Regulierungskosten

Regulierung von EVU ist kein Selbstzweck, sondern Mittel zum Zweck. Die Kosten für den Einsatz des Mittels sind so zu bemessen, daß dieser Zweck mit

---

[213] Vgl. Kantzenbach/Kallfass (Funktionsfähiger Wettbewerb), 1981, S.103ff.; vgl. auch Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.344. Phillips (Regulation), 1988, S.807f., weist allerdings zu Recht darauf hin, daß die Aufstellung dynamischer Regulierungsstandards keine einfache Aufgabe ist.

[214] Das neoklassische Argument, daß es allokationstheoretisch effizientere Möglichkeiten gibt, sozial-, struktur- oder beschäftigungspolitische Ziele zu erreichen als im Rahmen der EVU-Regulierung, ist sicherlich nicht einfach von der Hand zu weisen. Vgl. für viele Kurz (Deregulierungsdiskussion), 1986, S.52f. Allerdings kann es u.U. schwieriger sein, diese Ziele explizit anderen Politikfeldern zuzuweisen und dort umzusetzen.

[215] Vgl. Thiemeyer (Öffentliche Bindung), 1983, S.31.

möglichst geringem Aufwand an Personal und Ausstattung erreicht wird, ohne die Verfolgung der Regulierungsziele zu gefährden.

g) Dauerhaftigkeit (*Sustainability*)

Im Rahmen der EVU-Regulierung bedeutet diese allgemeine wirtschaftspolitische Zielsetzung, das bestehende Elektrizitätssystem so umzubauen, daß es den Ansprüchen an eine dauerhafte, im Einklang mit der Umwelt befindliche Entwicklung gerecht wird. Heute ist allerdings erst in Ansätzen erkennbar, wie ein solches System aussehen könnte.[216]

2) Ziele in Bezug auf die Verbraucher

a) Keine überhöhten Strompreise bzw. -rechnungen

Dies ist das klassische Regulierungsziel des Verbraucherschutzes, das darauf abstellt, eine Monopolpreisbildung durch die EVU zu unterbinden. Traditionell bezog es sich auf den Preis pro Kilowattstunde Strom; eine weitergehende Betrachtung der gesamten Strom*rechnung* ist erst in jüngerer Zeit diskutiert worden (s. dazu Kapitel 6.3).

b) Kostenorientierte Preissignale

Höhe und Struktur der Strompreise sollen die Verbraucher nicht nur vor Übervorteilung durch die EVU schützen, sondern ihnen auch die richtigen Signale in Bezug auf die Kosten der langfristigen Strombereitstellung geben ("Kostenorientierung).[217]

---

[216] Es spricht viel dafür, daß sich ein dauerhaftes Energiesystem ausschließlich auf erneuerbare Energiequellen stützen muß. Vgl. z.B. Kohler/Leuchtner/Müschen (Sonnenenergiewirtschaft), 1987; vgl. auch Nitsch/Ziesing (Klimagefahren), 1991.

[217] Auf das dahinterstehende Konzept der langfristigen Grenzkosten soll an dieser Stelle jedoch nicht näher eingegangen werden. Vgl. dazu beispielsweise Blankart (Öffentliche Unternehmen), 1980; kritisch zum theoretischen Geltungsanspruch und zur Praktizierbarkeit des Konzepts Thiemeyer (Ökonomie der öffentlichen Unternehmen), 1981, und sehr detailliert schon früher in Thiemeyer (Grenzkostenpreise), 1964. Zur Problematik der Kostenorientierung von Stromtarifen vgl. Eiß u.a. (Kostenorientierte Stromtarife), 1988, insbes. S.25-55; Röder (Zielkonflikte), 1991, S.36-39.

c) Quersubventionierung als transparente Ausnahme

Die Kosten, die die einzelnen Verbrauchergruppen verursachen, sollen ihnen bei der Strompreisbildung soweit wie möglich zugewiesen werden.[218] Eine Subventionierung der einen durch eine andere Verbrauchergruppe würde dem Ziel einer weitgehenden Kostenorientierung der Stromtarife widersprechen (s.o.). Darüber hinaus kann die Quersubventionierung eine extrem wirksame Marktzutrittsbarriere zur Unterbindung möglichen (Erzeuger-)Wettbewerbs sein.[219]

Abweichend von einer rigorosen Position gegen Quersubventionierung, wie sie von neoklassischer Seite in den meisten Fällen vertreten wird,[220] ist jedoch festzuhalten, daß sie im Einzelfall allokations- und verteilungspolitisch durchaus erwünscht sein kann,[221] vorausgesetzt sie wird offen ausgewiesen und einem Entscheidungsprozeß unter Einschluß aller Beteiligten zugänglich gemacht.[222] Dies gilt insbesondere für die Versorgung sozial schwacher Verbraucher zu angemessenen Bedingungen (s.o.).

d) Adäquater Kundenservice

EVU können zumindest kurzfristig durch eine Kosteneinsparung beim Kundenservice ihren Gewinn erhöhen. Regulierung hat daher darauf zu achten, daß bestimmte Mindestanforderungen an den Kundenservice nicht unterschritten werden.

3) Ziele in Bezug auf die EVU

a) Erhalt der Unternehmenssubstanz

Die Strompreise sind von den Regulierungsbehörden so festzulegen, daß die EVU sämtliche betriebsnotwendigen Kosten abdecken können und darüber hinaus einen "angemessenen" Gewinn

---

[218] Eine wissenschaftlich exakte Zurechnung der unterschiedlichen Kostenelemente auf die einzelnen Verbrauchergruppen ist allerdings prinzipiell nicht möglich, so daß letztlich immer ein Ermessensspielraum bestehen bleibt. Vgl. für die Elektrizitätswirtschaft Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.231-234; allgemein Thiemeyer (Interne Subventionierung), 1989, S.45, der konstatiert, es gehe dabei stets um "konsensfähige Regeln zur Lösung des 'unlösbaren' Problems".

[219] Vgl. Owen/Braeutigam (Regulation Game), 1978, S.5f.

[220] Begründet wird diese Position mit einer aus der Quersubventionierung resultierenden ineffizienten Allokation von Ressourcen im Sinne der Wohlfahrtsökonomie. Vgl. z.B. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.77ff.

[221] Nach Auffassung der Gemeinwirtschaftslehre war die interne Subventionierung stets ein Kernstück gemeinwohlorientierter Preispolitik. Vgl. Thiemeyer (Deregulation), 1983, S.411ff; Thiemeyer (Öffentliche Bindung), 1983, S.48f. In einer neueren, vorsichtigeren Formulierung von Thiemeyer heißt es jedoch: "Die wettbewerbstheoretische Kritik an der internen Subventionierung kann berechtigt sein und ist in vielen Fällen berechtigt. Wirtschaftspolitisch ... bedenklich wird diese Kritik dann und insoweit, als sie mit rigorosem Globalanspruch vorgetragen wird, der die unter bestimmten Voraussetzungen denkbare positive Bewertung der internen Subventionierung von vornherein ausschließt." Thiemeyer (Interne Subventionierung), 1989, S.54.

[222] Dadurch ließe sich u.a. verhindern, daß sie von den gut organisierten und einflußreichen Stromgroßabnehmern zulasten der Durchschnittsverbraucher ausgenutzt würde.

erwirtschaften, über den unter Berücksichtigung des Eigen-/Fremdkapitalverhältnisses sowie der jeweiligen Kapitalmarktkonditionen befunden werden muß.

b) Erhalt der Möglichkeiten zur Kapitalaufnahme und Sicherung der finanziellen Integrität
EVU können als kapitalintensive Unternehmen nur dann langfristig wirtschaften, zuwachsende Nachfrage befriedigen und technischen Fortschritt bewältigen, wenn sie sich die erforderlichen Mittel jederzeit auf dem Kapitalmarkt zu angemessenen Konditionen beschaffen können.[223] Voraussetzung dafür ist u.a. ein kalkulierbares und kontinuierliches Regulierungsverhalten.

c) Kostenminimierung/Verhinderung von X-Ineffizienz
EVU haben oftmals wenig Anreize, ihre Kosten zu minimieren. Aufgabe der Regulierung sollte es daher sein, dem Unternehmen sowie dem Management entsprechende Anreize zu bieten, um dieser Tendenz entgegenzuwirken.

d) Einführung bzw. Aufrechterhaltung eines unternehmerischen Risikos
Unternehmerisches Handeln sollte stets mit einem Risiko behaftet sein, um dem Unternehmen positive wie auch negative Anreize für eine effiziente und innovative Unternehmenspolitik zu geben. Obwohl bei EVU das unternehmerische Risiko aus Gründen der Versorgungssicherheit sicherlich eingegrenzt werden muß, sollte auf Risikoelemente nicht gänzlich verzichtet werden. Im Gegenzug sind auch positive Anreize vorzusehen, wenn die Unternehmenspolitik besonders erfolgreich gewesen ist.

2.4.2 Prozeßziele

Wie bereits erwähnt ist Regulierung als ein evolutionärer Prozeß zu betrachten, der sich fortlaufend weiterentwickeln und an neue Zielsetzungen und Umstände anpassen muß.
In Bezug auf die Gestaltung dieses Prozesses sind u.a. folgende Ziele zu nennen:

a) Einrichtung eines überschaubaren und offenen Regulierungsprozesses
Ein überschaubarer und offener Regulierungsprozeß ermöglicht eine breite Beteiligung der Öffentlichkeit an den Verfahren, gewährleistet am ehesten eine konsistente Politik gegenüber den EVU und dämpft die Regulierungskosten für alle am Verfahren Beteiligten.[224] Zudem bietet er die Möglichkeit, regulatorisches Versagen ("Staatsversagen") frühzeitig zu erkennen und zu thematisieren.

b) Kontinuität
Regulierung sollte auf der Grundlage einer klaren, in sich schlüssigen Regulierungskonzeption

---

[223] Vgl. Ziering (3R-Report), 1986, S.54. S. auch Kapitel 4.2.3.2.2.

[224] Vgl. Ziering (3R-Report), 1986, S.54f.

erfolgen und sowohl den EVU als auch den Verbrauchern verläßliche Rahmenbedingungen signalisieren.[225]

c) Verfahrensfairneß

Regulierung dient u.a. dem Interessenausgleich zwischen den unterschiedlichen Akteuren. Eine wichtige Vorbedingung für diesen Interessenausgleich ist die subjektive Überzeugung der Betroffenen, ihre Interessen in einem fairen Verfahren angemessen und wirkungsvoll vertreten zu können. An diesem Punkt wird besonders deutlich, daß die Eindimensionalität der neoklassischen normativen Regulierungstheorie die Realität der Regulierung nicht adäquat erfassen kann. *Owen*/*Braeutigam* stellen dazu fest: "The fairness of the allocation mechanism itself is the real economic issue. People are willing to trade off some efficiency for increased procedural fairness."[226]

d) Kein "Mikro-Management" der EVU

Je straffer die Regulierungsbehörden die EVU kontrollieren, desto größer ist die Gefahr des Hineinwachsens in Managementaufgaben, die ihr als "Mittler" zwischen EVU und Öffentlichkeit nicht zukommen. Ziel der Regulierung muß es sein, eine Duplizierung des Managements zu vermeiden und die letztendliche Unternehmensverantwortung beim EVU zu belassen.

2.4.3 Einige mögliche Zielkonflikte

Die aufgelisteten Ziele der EVU-Regulierung sind zu einem guten Teil interdependent, d.h. es bestehen Zielkonflikte zwischen ihnen. Unter Zielkonflikten wird die empirische Inkompatibilität mehrerer Ziele bzw. die Existenz von Interessengegensätzen verstanden.[227]
Zur Illustration sollen einige mögliche Zielkonflikte umrissen werden:

a) Grenzkostentarifierung und Erhalt der Unternehmenssubstanz

Liegen die langfristigen Grenzkosten der Strombereitstellung unter den heutigen Durchschnittskosten, kann das EVU bei Grenzkostentarifierung seine Substanz nicht erhalten. Es ist nach Tarifgestaltungsmöglichkeiten zu suchen, die den Verbrauchern tendenziell richtige Signale geben unter der Nebenbedingung des Substanzerhalts.[228]

---

[225] Vgl. auch Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.345; Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.151.

[226] Owen/Braeutigam (Regulation Game), 1978, S.35.

[227] Vgl. Röder (Zielkonflikte), 1991, S.120.

[228] Zum Versuch, dieses Problem pragmatisch zu lösen vgl. California Public Utilities Commission/CPUC (Rate Design), 1986, Abschnitt A. Die theoretische Lösungsvariante dieses Problems - das sogenannte "Ramsey Pricing" - wird wegen ihrer inakzeptablen Verteilungsproblematik nur in der ökonomischen Lehrbuchwissenschaft, nicht jedoch in der Regulierungspraxis ernsthaft diskutiert. Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.70-73; Koch (Regulierung), 1984, S.97-109. Kritisch dazu Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1730f.; Nowotny (Regulation), 1989, S.23.

b) Kostenorientierte Preise und soziale Ziele

Abgesehen davon, daß die Preise in der Elektrizitätswirtschaft nicht *kostenecht*, sondern nur *kostenorientiert* gestaltet werden sollen,[229] kann es im gesellschaftlichen Interesse liegen, sozial schwachen Gruppen Sonderkonditionen beim Strombezug einzuräumen, um ihnen ein Mindestversorgungsniveau zu ermöglichen. Zur Effektivierung des Verfahrens könnte den EVU diese soziale Aufgabe übertragen werden.

c) Minimierung der Regulierungskosten und Verfahrensdemokratie

Ein Regulierungsverfahren, das die Öffentlichkeit ausdrücklich einbezieht und ihre Partizipation nötigenfalls finanziell unterstützt, weist i.d.R. höhere Kosten auf als ein Verfahren unter Ausschluß der Öffentlichkeit. Es ist nach Verfahren und Arrangements zu suchen, die eine Öffentlichkeitsbeteiligung möglichst möglichst zielgerichtet und effizient gewährleistet.

d) Energieeinsparung und finanzielle Integrität der EVU

Eine nachhaltige Verfolgung des Ziels der Energieeinsparung durch die EVU kann bei unveränderten regulatorischen Rahmenbedingungen dazu führen, daß ihre

---

[229] "Kostenecht" wäre ein Tarifsystem, das die fixen Kosten der Elektrizitätsbereitstellung durch Erlöse aus einem verbrauchsunabhängigen Grundpreiselement und die variablen Kosten durch Erlöse aus einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis abdecken würde. Vgl. Eiß u.a. (Kostenorientierte Stromtarife), 1988, S.15.

finanzielle Integrität gefährdet wird. Diesem Problem kann durch neue Regulierungsansätze begegnet werden (s. dazu Kapitel 6.2).

EVU-Regulierung ist vor diesem Hintergrund keine ökonomische "Gebrauchsanleitung", die für jede Situation die entsprechenden regulatorischen Eingriffe und Instrumente *eindeutig* vorgibt. Es handelt sich vielmehr um ein mehrdimensionales Interessenausgleichs- und Entdeckungsverfahren, bei dem der Kompromiß eines der häufigsten Ergebnisse ist. Der "Preis" für eine Vielzahl zum Teil entgegengerichteter Zielsetzungen und damit für die Annäherung an die Realität ist ein gewisses Maß an Vagheit und Ambiguität, das in Bezug auf die Entscheidungsregeln der Regulierungsbehörden in Kauf genommen werden muß.[230]

Bei diesem Verständnis von Regulierung muß die Ökonomie ihre traditionelle, aber realitätsferne Aufgabe, wohlfahrtsökonomisch optimale Lösungen im Sinne allokativer Effizienz zu suchen, radikal in Frage stellen und ihren Beitrag zur Klärung realitätsgerechter Ziele auf der Grundlage einer institutionalistisch fundierten Regulierungstheorie leisten. Wichtige Beiträge von Ökonomen zur EVU-Regulierung umfassen dann u.a.

- die Analyse von inhärenten Anreizstrukturen des Regulierungsprozesses
- die Entwicklung von Anreizelementen (*incentive regulation*) zur Verbesserung der Regulierungsergebnisse
- die Klärung neuer gesellschaftlicher Zielsetzungen und ihre Übersetzung in ökonomisch effiziente Modifikationen des Regulierungsverfahrens
- die Entwicklung mehrdimensionaler Bewertungsverfahren
- die Effektivierung und Straffung des Regulierungsverfahrens.

Die vorliegende Untersuchung sieht sich in der Tradition einer so verstandenen Regulierungsforschung, die im deutschsprachigen Raum außerhalb der Gemeinwirtschaftstheorie bislang leider wenig beachtet wurde.

Exkurs: Regulierung als "Entdeckungsverfahren"

Für Vertreter des Marktfreiheitskonzeptes im Sinne von *Hayek* und *Hoppmann* mag die Formulierung, daß Regulierung ein "Entdeckungsverfahren" sei, als Provokation erscheinen. Gleichwohl trifft sie den Kern des bislang entwickelten Regulierungsbe-

[230] Vgl. mit ähnlicher Argumentation Röder (Zielkonflikte), 1991, S.138.

griffs, wie ein Blick auf die Begründung, daß *Wettbewerb* ein "Entdeckungsverfahren" sei, zeigt.

> "Wettbewerb wird als ein Prozeß gesehen, in welchem die Marktteilnehmer dezentral Wissen entdecken und verstreut vorhandenes Wissen für ihre individuellen Zwecke nutzen. Der Wettbewerb ist ein Verfahren zur ökonomisch effizienten Ausgestaltung des marktwirtschaftlichen Koordinierungsprozesses; er ist ein Such-, Lern- und Informationsprozeß. Das Entdeckungspotential läßt sich nicht definieren."[231]

Die Parallelen zur Regulierung, wie sie in dieser Untersuchung gesehen wird, sind offensichtlich:

- Regulierung wurde als evolutionärer Prozeß charakterisiert, bei dem die Ziele und die institutionelle Ausgestaltung in Übereinstimmung mit der sich wandelnden Vorstellung von "Gemeinwohl" laufend überprüft und angepaßt werden müssen.

- Regulierungsteilnehmern wird in öffentlichen Regulierungsverfahren die Möglichkeit gegeben, ihre Wissensgrundlage zu verbreitern und sie für ihre Interessen zu nutzen.

- Regulierung zielt u.a. auf eine effiziente Allokation von Ressourcen in den Bereichen, in denen der Wettbewerb ausgeschlossen wird. Sie erbringt dadurch eine gesellschaftlich erwünschte Koordinationsleistung (die der Markt in diesem Fall nicht leisten kann).

- Regulierung ist ein offener Such-, Lern- und Informationsprozeß für alle an den Verfahren Beteiligten; das Ergebnis hängt insbesondere von den aktuellen gesellschaftlichen Zielsetzungen, von der Gewichtung des Gerechtigkeitsziels und von den vorhandenen Kompromißbereitschaften zwischen den am Verfahren teilnehmenden Interessengruppen ab. Regulierungsergebnisse stehen vorher meist nicht fest, sondern werden in den Verfahren "erarbeitet".

Diesen Parallelen, die allerdings auch nicht überstrapaziert werden sollen, liegt ein idealtypisches Verständnis von Regulierung zugrunde, das in der Realität häufig nicht erreicht werden mag. Entsprechend ist jedoch auch das Verständnis von Wettbewerb als "Entdeckungsverfahren" als idealtypisch anzusehen, welches angesichts vermachteter Märkte und anderer Marktunvollkommenheiten die Realität in der Regel stark verklärt.

Exkursende

---

[231] Clapham (Wettbewerbsfreiheit), 1981, S.134.

2.5 Instrumente der EVU-Regulierung

Die drei wichtigsten Instrumente der staatlichen EVU-Regulierung im engeren Sinne können wie folgt umrissen werden:

a) Preis-/Rentabilitätskontrolle

Diese Kontrolle bildet das Herzstück der Regulierung, da sie am zentralen unternehmerischen Aktionsparameter ansetzt. Sie bezieht sich sowohl auf die Höhe als auch auf die Struktur der Preise, wobei sie theoretisch entweder direkt (Preiskontrolle) oder indirekt (Rentabilitätskontrolle) erfolgen kann.[232] Eine direkte Preiskontrolle mit dem (wohlfahrtsökonomisch begründeten) Ziel, allokationstheoretisch optimale Preise durch Anwendung der Grenzkostenpreisregel zu erhalten, scheitert allerdings bereits an theoretischen Schwierigkeiten.[233] Eine Gewinnkontrolle hingegen mit dem Preis als Residualgröße, die den Schwerpunkt auf die Kostendeckung des EVU und den Schutz des Verbrauchers vor überhöhten Monopolpreisen legt, ist als praktikables Vorgehen weitgehend anerkannt und wohlfahrtsökonomisch als "Second-Best"-Lösung apostrophiert.[234] EVU haben i.d.R. keinen direkten Einfluß auf die Festlegung der Höhe und nur einen begrenzten Einfluß auf die Festlegung der Struktur ihrer Preise, womit sowohl dem Verbraucherschutz als auch der Effizienz Rechnung getragen werden soll.

b) Investitionskontrolle/-lenkung

EVU haben normalerweise keine uneingeschränkte Entscheidungsgewalt über die Durchführung von Investitionen. Das Spektrum der regulatorischen Eingriffsmöglichkeiten reicht von der direkten Untersagung einzelner Investitionen bis hin zu konkreten Investitionsvorschriften, wobei sowohl sicherheitstechnische, umweltpolitische als auch wirtschaftliche Gründe für den Eingriff herangezogen werden können.[235] Investitionskontrolle muß jedoch nicht in jedem Fall direkt und ex ante ausgeübt werden; eine indirekte Art der Kontrolle und Lenkung ist die Prüfung und mögliche Nichtanerkennung von Investitionskosten ex post im Rahmen der Preis-/Rentabilitätskontrolle, die die EVU dazu zwingt, diese Möglichkeit in ihrem Investitionsverhalten zu berücksichtigen.

Die Eingriffsmöglichkeiten einer speziellen EVU-Regulierung sind von den sonstigen staatlichen Kontroll- und Lenkungsmöglichkeiten zu unterscheiden, wie sie beispielsweise von der Raumplanung oder der Umweltschutzgesetzgebung bereitgestellt werden.

---

[232] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.48; Schröter (Energiewirtschaft), 1986, S.54-66; Weber (Wirtschaftsregulierung), 1986, S.366-375.

[233] Vgl. dazu ausführliche Thiemeyer (Grenzkostenpreise), 1964.

[234] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.48. Zur Theorie des "Second Best" vgl. Lipsey/Lancester (Second Best), 1956. Zur grundlegenden Kritik an der Wohlfahrtsökonomik vgl. Katterle (Sozialwissenschaft), 1972, S.11-39.

[235] Vgl. für die Bundesrepublik Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, S.420-423; Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.202.

c) Qualitäts- und Konditionenregulierung

Die Einhaltung bestimmter Qualitäts- und Servicestandards ist als Folge der Preis-/Rentabilitätsregulierung zu betrachten, da das Unternehmen zumindest kurzfristig einen Anreiz besitzt, durch Einsparungen beim Kundenservice sein Unternehmensergebnis zu verbessern. Diesem Verhalten kann entweder mit Hilfe von Qualitätsnormen und Versorgungsbedingungen oder mit Hilfe von Anreizmechanismen entgegengewirkt werden.[236]

Im Rahmen dieser Untersuchung liegt der Schwerpunkt auf der Auseinandersetzung mit dem Instrumentarium der Preis-/Rentabilitätskontrolle, und dort weniger mit der Preisstruktur-, sondern in erster Linie mit der Preishöhenkontrolle. Allerdings werden auch die anderen Eingriffe im Kontext dieses Instrumentariums entsprechend berücksichtigt.

Eher als regulatorische Vorschrift denn als Instrument ist der *Kontrahierungszwang* anzusehen, der sicherstellen soll, daß ein bestimmter Leistungsumfang flächendeckend angeboten werden muß und von jedermann genutzt werden kann. EVU unterliegen i.d.R. einer allgemeinen Versorgungspflicht für alle Kunden in ihrem Versorgungsgebiet und bekommen im Gegenzug dort das ausschließliche Versorgungsrecht, also die Gewährung einer weitreichenden *Marktzutrittsbeschränkung*. Würde vom Kontrahierungszwang befreiten Unternehmen der uneingeschränkte Marktzutritt gewährt, so wird argumentiert, würden diese in die Lage versetzt, sich die rentabelsten Marktsegmente herauszusuchen ("Rosinenpicken") und auf diese Weise die EVU in die Rolle des "Ausputzers" ("supplier of the last resort"[237]) zu drängen.[238]

2.6 Allgemeine Regulierungskritik und Reformansätze

Regulierung im allgemeinen und EVU-Regulierung im besonderen ist häufig scharf kritisiert worden. Abgesehen davon, daß die Notwendigkeit von Regulierung generell in Frage gestellt wurde (s. Abschnitt 2.3.1), bezog sich die Kritik insbesondere auf die Regulierungsergebnisse und das Regulierungsverfahren. Systemimmanent betrachtet liefert sie wichtige Hinweise auf Reformansätze und prozedurale Verbesserungen.

2.6.1 Ökonomische und administrative Kritikpunkte

Die wesentlichen Kritikpunkte zur Regulierung beziehen sich auf die Effizienz der

---

[236] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.96-99; Schröter (Energiewirtschaft), 1986, S.66.

[237] Vgl. Kahn (Structural Evolution), 1990, S.13.

[238] Ein weiterer Grund für Marktzutrittsbeschränkungen liegt darin, dem EVU die Ausnutzung vorhandener economies of scale zu ermöglichen. S. dazu ausführlich Abschnitt 2.3.2.

Regulierungsergebnisse sowie die Effektivität und Legitimität des Verfahrens.[239]
Im Hinblick auf Effizienzmängel werden v.a. folgende Punkte genannt:

a) Tendenz zur suboptimalen allokativen Effizienz

Die sogenannte *Averch-Johnson*-These besagt, daß rentabilitätsregulierte Unternehmen unter bestimmten Bedingungen zur Überkapitalisierung (*capital expansion*) tendieren, d.h. daß Investitionen in kapitalintensive Anlagen sowohl systematisch anderen Investitionen gegenüber bevorzugt als auch über den eigentlichen Bedarf hinaus durchgeführt werden (Tendenz zu Überkapazitäten).[240] Dieser Vorwurf gehörte zu den am heftigsten diskutierten Punkten der Regulierungsdiskussion in den 60er und 70er Jahren und hat erst in den zurückliegenden Jahren an Bedeutung verloren (vgl. dazu Kapitel 4.2.3.2.1).

b) Mangelhafte technische Effizienz (X-Ineffizienz)

Das Konzept der X-Effizienz wurde von *Leibenstein* in die Diskussion eingeführt und bezieht sich auf Wohlfahrtsverluste durch ein budgetmaximierendes Unternehmensverhalten, wodurch höhere Kosten verursacht werden (*expense expansion*).[241] Regulierung, so der Vorwurf, könne gegen X-Inefffizienz relativ wenig ausrichten, da eine umfassende Kostenkontrolle die Regulierungsbehörden überfordere.[242]

---

[239] Kitschelt identifiziert die Kriterien Effizienz, Effektivität und Legitimität als wichtigste Rationalitätsstandards von Politik, von denen keiner zum alleinigen Bewertungsmaßstab erhoben werden dürfe. Er weist darauf hin, daß eine komparative Politikanalyse lediglich auf einer ordinalen Skala feststellen könne, in welchem Maße unterschiedliche Politiken den einen oder anderen Standard einlösen. Vgl. Kitschelt (Politik und Energie), 1983, S.33.

[240] Vgl. Averch/Johnson (Regulated Constraint), 1962, S.1052-1069. Vgl. auch Phillips (Regulation), 1988, S.809f. und S.833 mit ausgiebigen Literaturhinweisen.

[241] Vgl. Leibenstein (X-Efficiency), 1966. Kritisch dazu allerdings die neoklassische Theorie, in deren mikroökonomischer Modellwelt dieser Tatbestand ausgeschlossen ist. Vgl. z.B. Holtmann (X-Efficiency), 1983.

[242] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.47; Crew/Kleindorfer (Productivity Incentives), 1987, S.9.

c) Mangelhafte Anreize für dynamische Effizienz

Regulierten Unternehmen wird der Vorwurf gemacht, sie seien wenig innovativ, inflexibel bei der Anpassung an neue Umstände und verzögerten den technischen Fortschritt.[243] Regulierung biete im Gegensatz zum Wettbewerb keine entsprechenden Anreize, die dynamischen ökonomischen Zielfunktionen Anpassungsflexibilität und technischer Fortschritt zu verfolgen.[244] *Owen*/*Braeutigam* charakterisieren dieses Regulierungsverhalten als Verlangsamung der Änderungsrate, die freie Märkte und technologische Kräfte den Wirtschaftssubjekten normalerweise aufzwingen, und damit als Reduzierung von Unsicherheit.[245]

Im Hinblick auf die Effektivität und Legitimität des Regulierungsverfahrens richtet sich die Kritik u.a. auf folgende Punkte:

a) Teure Verfahren

Die institutionelle Koordinationsleistung der Regulierung erfolgt nicht zum Nulltarif, sondern ist mit administrativen Kosten verbunden. Diese Regulierungskosten waren häufiger Gegenstand der Kritik.[246] In den USA beispielsweise beanspruchten 1990 allein die einzelstaatlichen Kommissionen, die für die Regulierung in den Bereichen Elektrizität, Gas, Wasser, Transport und Telekommunikation zuständig sind, weit über eine halbe Milliarde US$ sowie rund 22.400 MitarbeiterInnen; die bedeutendsten Regulierungskommissionen des Bundes beschäftigten zusätzlich rund 9.000 Leute.[247] Eine Reihe empirischer Untersuchungen kam in der Vergangenheit zu dem Ergebnis, daß die Regulierungkosten den erreichten Nutzen übertreffen, wobei sich der Nutzen jeweils ausschließlich auf die Höhe des regulierten Preises bezog.[248]

b) Zeitaufwendige Verfahren

Ein typisches Strompreisgenehmigungsverfahren in den USA dauert mittlerweile rund ein Jahr.[249] Dadurch können sich Entscheidungen verzögern, deren zügiger Vollzug im Sinne des Gemeinwohls liegen würde. Dies gilt vor allem für Rationalisierungsmaßnahmen, die erst nach dem Verfahren in Angriff genommen werden. *Phillips* sieht in den zeitaufwendigen Verfahren die Achillesferse der

---

[243] Der empirische Befund dieser Kritik ist allerdings umstitten. Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.91-94; Schoppe/Czege (Innovative Auswirkungen), 1984.

[244] Zu den wirtschafts- und wettbewerbspolitischen Zielfunktionen vgl. Schmidt (Wettbewerbspolitik), 1990, S.30-34, der bundesdeutsche Diskussionsbeiträge zu diesem Thema prägnant zusammenfaßt.

[245] Vgl. Owen/Braeutigam (Regulation Game), 1978, S.1.

[246] Vgl. Weidenbaum (Regulatory Reform), 1984; Koch (Staatliche Regulierung), 1984, S.129-167; Knieps (Regulierung), 1988, S.53.

[247] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.939 sowie S.2-14 und S.908-928.

[248] Vgl. Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.165-169.

[249] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.202.

Regulierung.[250]

c) Verhalten der Regulierer

Die MitarbeiterInnen in Regulierungskommissionen sind keine selbstlosen und vollständig informierten Experten, die sich in einem politischen Vakuum bewegen.[251] Die Interessen der Regulierer können vielmehr von den Regulierungszielen abweichen und dadurch Regulierungsverfahren und -ergebnisse beeinflussen. Die entscheidende Frage ist dann, wie sie sich gegenüber der Öffentlichkeit legitimieren müssen und in welcher Form sie kontrolliert werden. Je weniger Partizipationsmöglichkeiten für die Öffentlichkeit bestehen und je undurchsichtiger das Verfahren für Außenstehende ist, desto stärker kann die Legitimität von Regulierung in Frage gestellt werden.

Ob sich Regulierungsverhalten modellieren und damit prognostizieren läßt, ist umstritten (s. Abschnitt 2.6.2). Zumindest erschwert die Berücksichtigung des Regulierungsverhaltens die ohnehin schon komplizierte Aufgabe der Regulierung.

Referenzmaßstab der oben ausgeführten Regulierungskritik ist häufig ein vollkommener oder zumindest funktionsfähiger Markt, der insbesondere die Allokations- und Innovationsaufgabe effizient löst. Dieser Maßstab ist sicherlich geeignet, Schwächen der Regulierung aufzudecken und praktische Vorschläge für eine Verbesserung zu entwickeln. Aus der Regulierungskritik läßt sich jedoch nicht, wie es häufig geschieht, eine grundsätzliche Überlegenheit des Wettbewerbs als Alternative zur Regulierung ableiten; für einen solchen Vergleich bedarf es eines differenzierteren und realitätsgerechteren Maßstabs für den jeweils zu betrachtenden Sektor. *Nowotny* weist auf die Fiktion von vollkommenen Märkten als Vergleichsmaßstab hin, wenn er bemerkt, daß "the rest of the economy is characterized by oligopoly, oligopsony, uncertainty, government subsidies, cost-plus contracts, externalities, maldistributed income, and tenured university faculty."[252] *Trebing* bemerkt ergänzend, daß das ökonomische System charakterisiert ist durch "continuous change, imperfect markets, uncompensated social costs, decision making based on partial information, and corporations and pressure groups that exercise significant discretionary power."[253]

---

[250] Ebenda, S.796.

[251] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.102f., die eine solche Kommission als "ideal" bezeichnen.

[252] Nowotny (Regulation), 1989, S.19.

[253] Trebing (Neoinstitutional Reform), 1984, S.363

Ein aussagefähiger Vergleich zwischen Regulierung und Wettbewerb muß daher sehr genau die bestehende und zu erwartende Marktsituation im jeweiligen Sektor analysieren und demonstrieren, daß die Ablösung der unvollkommenen Institution Regulierung durch die unvollkommene Institution Wettbewerb zu realistischen Verbesserungen führen würde. Dabei sind insbesondere auch jene Kosten zu untersuchen und zu ermitteln, die der Gesellschaft durch *Nichtregulierung*, d.h. durch den zu erwartenden unvollkommenen Wettbewerb entstehen.[254]

2.6.2 Theorien des Regulierungsverhaltens

Die ursprüngliche Regulierungstheorie, wonach Regulierungskommissionen vom Staat mit dem Ziel geschaffen werden, die Verbraucher vor monopolistischem Machtmißbrauch zu schützen (*Public Interest Theory*), indem Effizienz kontrolliert und auf Verteilungsgerechtigkeit hingewirkt wird, ist in dieser idealisierten Form seit Jahrzehnten kritisiert und als unrealistisch charakterisiert worden. Es wurde zu Recht bemerkt, daß nicht nur der Markt, sondern auch der Staat im Hinblick auf die Erreichung wirtschaftspolitischer Ziele versagen kann ("Staatsversagen").[255]

Die Suche nach einer "positiven" Theorie, die versucht, die Entstehung von Regulierung und das Regulierungsverhalten realitätsnäher zu erklären, hat eine Reihe unterschiedlicher Einzeltheorien hervorgebracht, die im folgenden kurz beleuchtet werden sollen.[256]

Die Theorien lassen sich grob in folgende Kategorien einteilen:

1) Theorien, die die Einführung von Regulierung erklären

2) Theorien, die das Verhalten der Regulierungskommissionen erklären

   a) passive Verhaltenstheorien

   b) aktive Verhaltenstheorien

<u>zu 1)</u>

Wenn man die Einführung von Regulierung nicht einem wie auch immer artikulierten öffentlichen Interesse zuschreiben will, das an der Lösung konkreter Probleme interessiert ist, muß man andere, partikulare Interessen identifizieren, denen an Regulierung gelegen ist.

---

[254] Miller beklagt zu Recht, daß dieser Aspekt bei den Deregulierungsbefürwortern kaum beachtet wird. "They do not attempt to identify any costs of nonregulation." (Miller (Social Economy), 1985, S.138).

[255] Vgl. Kruse (Regulierungsbereich), 1986, S.25; zum Staatsversagen in Bezug auf die bundesdeutsche Elektrizitätswirtschaft vgl. Jänicke (Staatsversagen), 1986, S.86-94.

[256] Zur positiven Theorie der Regulierung vgl. ausführlich Trebing (Chicago School), 1976; Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.101-120; Joskow/Noll (Regulation), 1981.

Einen der ersten Ansätze dieser Art lieferte *Gabriel Kolko*, der sich aus marxistischer Sicht mit der Eisenbahnregulierung zwischen 1877 und 1919 auseinandersetzte und zu dem Ergebnis gelangte, daß die Regulierungsbehörden von der regulierten Branche selbst geschaffen wurden mit dem Ziel, eine weitgehende Kartellierung durchzusetzen.[257]

Dieser kapitalismuskritischen Sichtweise stellte der Chicago-Ökonom *Sam Peltzman* ein Modell gegenüber, das die Regulierungsmotive des Staates selber in den Vordergrund rückt. Nach seiner Vorstellung werden die Kommissionen von Politikern geschaffen, die sie zur Umverteilung von Einkommen benutzen wollen, um Wählergruppen an sich zu binden sowie marginale Wähler für sich zu gewinnen und dadurch Wählerstimmen zu maximieren.[258] Diese Theorie ist der Spezialfall einer Demokratietheorie, nach der Politik stets als Tauschgeschäft um Wählerstimmen aufgefaßt wird (Neue Politische Ökonomie/NPÖ).[259]

Ein dritter Ansatz zur Erklärung der Einführung von Regulierung ist die "Krisenthese", wonach Regulierung häufig im Zusammenhang mit Branchenkrisen entsteht. Der Staat reagiert auf kurzfristige Krisen mit einer langfristigen Politik, um die Krise abzuschwächen und die vorhandenen Unsicherheiten zu verringern.[260] Die Krisenthese läßt sich jedoch als Spezialfall der *Public Interest Theory* interpretieren, da Regulierung hier dem Gemeinwohl dienen soll.

zu 2a)

Unter passive Verhaltenstheorien sollen jene Ansätze zusammengefaßt werden, bei denen das Regulierungsverhalten durch übergeordnete Verhaltensmuster überlagert und keine eigenständigen regulierungsbedingten Zielvorstellungen entwickelt werden.

Die "Life Cycle Theory" von *Marver Bernstein* geht davon aus, daß sich das Verhalten von Regulierungskommissionen im Zeitablauf gleichsam autonom verändert. Während ihre Einrichtung noch auf öffentliche Interessen zurückgeführt werden kann, bewegt sie sich in der "Jugend-" und "Reifephase" stärker auf die Intereressen der Regulierten zu, um dann im "Alter" vollständig von ihnen dominiert zu werden.[261]

Die "Bürokratietheorie" steuert zwei Varianten zur Erklärung des Regulierungsverhaltens bei. Nach dem Modell von *William Niskanen* liegt das Hauptziel jedweder Bürokratie darin, ihr Gesamtbudget zu maximieren, da auf diese Weise die Zufriedenheit der Angestellten maximiert wird.[262] Der Ansatz von

---

[257] Vgl. Kolko (Railroads), 1965.

[258] Vgl. Peltzman (Theory of Regulation), 1976.

[259] Zu den Grundlagen der "Neuen Politischen Ökonomie" vgl. Downs (Demokratie), 1968; Olson (Kollektives Handeln), 1968. Zur grundsätzlichen Kritik an diesem Ansatz vgl. z.B. Himmelmann (Politische Ökonomie), 1977, S.192-196.

[260] Vgl. Knieps (Regulierung), 1988, S.57f.

[261] Vgl. Bernstein (Regulating Business), 1955; vgl. auch Phillips (Regulation), 1988, S.175ff.

[262] Vgl. Niskanen (Bureaucracy), 1968; vgl. auch Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1719.

Hilton geht davon aus, daß Kommissionen stets eigennutzorientiert handeln und an einem "ruhigen Leben" interessiert sind.[263] Daher ist Konfliktminimierung auch um den Preis fauler Kompromisse eine der wesentlichen Zielsetzungen.

Zu den am breitesten diskutierten passiven Verhaltenstheorien der Regulierung gehören die "Capture"-Theorien. Sie gehen davon aus, daß Regulierung stets zum Wohle der Regulierten stattfindet, die Regulierungskommissionen also "befangen" sind. Während diesbezügliche Vermutungen vom linken politischen Spektrum in der ökonomischen Diskussion nur wenig Resonanz fanden,[264] erzielten die Publikationen der konservativen Chicago-Ökonomen *Stigler* und *Posner* eine starke Aufmerksamkeit. *Stigler* entwickelte 1971 eine "Theory of Regulation", wonach Regulierung ein *Produkt* sei, dessen Allokation durch Angebot und Nachfrage bestimmt werde.[265] Sein Ausgangspunkt ist die Feststellung, daß jede Industrie Regulierung als potentielle Bedrohung oder als potentiell nützliches Instrument empfinden kann. Sie wird demnach stets bestrebt sein, den Grad an Regulierung zu erreichen, der für ihre Zwecke optimal ist, d.h. bei der das Nutzen-Kostenverhältnis maximal ist. Staatliche Regulierung ist nach dieser Theorie stets eine Funktion von Unternehmensstrategien und keine unabhängige Institution.[266] *Posner* sieht in Regulierung eine Methode zur Eintreibung von "Steuern", indem Preise genehmigt werden, die über den Kosten liegen.[267] Diese "Steuern" werden dann gemäß der Demokratietheorie der Neuen Politischen Ökonomie[268] so eingesetzt, daß Wählerstimmen für die Legislative maximiert werden. Die "Capture"-Theorie von *Stigler* und *Posner*, die von einer stetigen Vereinnahmung der Regulierung durch die Industrie ausgeht, wurde von *Peltzman* in die oben skizzierte Richtung weiterentwickelt, wonach Regulierungskommissionen bereits im Interesse der Regulierten geschaffen werden.

---

[263] Vgl. Hilton (Behavior), 1972; vgl. auch Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.104f.

[264] Vgl. Green/Nader (Monopoly Makers), 1973.

[265] Vgl. Stigler (Economic Regulation), 1971; vgl. auch Trebing (Chicago School), 1976, S.102; Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.170f.

[266] "... regulation is acquired by the industry and is designed and operated primarily for its benefit." Stigler (Economic Regulation), 1971, S.2-21.

[267] Vgl. Posner (Taxation), 1971; vgl. auch Phillips (Regulation), 1988, S.177; Nowotny (Regulation), 1989, S.15f.

[268] Vgl. Fn 213.

zu 2b)

Ein Reihe aktiver Verhaltenstheorien der Regulierung lassen sich unter der Rubrik "Vermittlungstheorien" (*Coalition-Building Theories*) zusammenfassen.[269] Sie gehen gemeinsam davon aus, daß Regulierungskommissionen stets Koalitionen von Interessengruppen zusammenbringen müssen, um ihr eigenes Überleben und ihre Autorität zu sichern. Dies kann nur durch gezieltes Umverteilen von Einkommen geschehen, wodurch Regulierungsentscheidungen stärker von Gerechtigkeits- als von Effizienzaspekten geprägt werden.[270] Kompromisse sind daher das häufigste Ergebnis von Regulierung.

Eine weitere aktive Regulierungstheorie geht davon aus, daß Regulierung in erster Linie die Ziele Gerechtigkeit und Stabilität verfolgt (*Equity-Stability Theory*).[271] Dies entspricht dem Wunsch der Legislative, Märkte durch institutionelle Arrangements zu ersetzen, die besser geeignet sind, Fairness, soziale Werte und Stabilität zu unterstützen. Dahinter steht die Absicht der Legislative, die Gesellschaft vor dem ungehinderten Wirken der Marktkräfte und einer entsprechenden Unsicherheit abzuschirmen. Die hinter der *Equity-Stability Theory* stehende Regulierungsphilosophie wird von *Owen*/*Braeutigam* mit Blick auf den administrativen Prozeß der Regulierung wie folgt zusammengefaßt:

> "When we do focus on this [administrative, U.L.] process, it becomes at least arguable that regulation, at the cost of some efficiency and of some progressivity, may have provided substantial benefits to individuals by protecting them from some of the risk they would otherwise face from the operation of the efficient but ruthless free market."[272]

Allen vorgestellten Theorien[273] ist gemeinsam, daß sie unter bestimmten Bedingungen eine gute Erklärung für das jeweilige Regulierungsverhalten bieten können, daß sie sich aber nicht verallgemeinern lassen.[274] Es besteht auch Einhelligkeit darüber, daß es bis heute keine allgemeine Theorie der Regulierung gibt, die konzeptionell und empirisch fundiert wäre.[275] Ob es eine solche geschlossene Theorie jemals geben wird, wird davon abhängen, inwieweit Regulierung zum Gegenstand interdisziplinärer Forschungen gemacht wird, da Einzeldisziplinen wie die Ökonomie hier offensichtlich an ihre Grenzen stoßen.

Im Vergleich zur Eindimensionalität der neoklassischen normativen Theorie der Regulierung machen die "positiven" Theorien deutlich, daß sich Regulierung stets im Spannungsfeld zwischen Effizienz und Gerechtigkeit bewegt. Das Ergebnis dieses Abwägungsprozesses läßt sich allerdings nur schwer

---

[269] Vgl. Trebing (Equity and Efficiency), 1981, S.25-28; Kühne (Regulierungsdebatte), 1983, S.133f.

[270] Vgl. Trebing (Equity and Efficiency), 1981, S.26.

[271] Vgl. Trebing (Equity and Efficiency), 1981, S.28ff.; Phillips (Regulation), 1988, S.178f.

[272] Owen/Braeutigam (Regulation Game), 1978, S.35.

[273] Eine Reihe weiterer, hier nicht erwähnter Theorien findet sich in Owen/Braeutigam (Regulation Game), 1978, S.9-18; Kühne (Regulierungsdebatte), 1983, S.131-134; Phillips (Regulation), 1988, S.174-179 und S.196-199.

[274] Zur detaillierten Kritik an einzelnen Regulierungstheorien vgl. Trebing (Equity and Efficiency), 1981, S.21-30; Trebing (Chicago School), 1976, insbesondere S.105-109; Phillips (Regulation), 1988, S.174-179.

[275] Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.119; Kühne (Regulierungsdebatte), 1983, S.106f.

bewerten. Dazu *Knieps*:

> "Die positiven Theorien der Regulierung bieten keine ausreichenden Kriterien, nach denen beurteilt werden könnte, inwieweit die Ergebnisse der politischen Entscheidungsprozesse zu einem vernünftigen Ausgleich der betroffenen Interessen führen."[276]

Die bisherigen Theorien des Regulierungsverhaltens sind darüber hinaus nicht geeignet, Ergebnisse der Regulierung zu prognostizieren.[277] Regulierung erweist sich vielmehr als "Entdeckungsverfahren", bei dem die Interessen auf unterschiedliche Weise "einem vernünftigen Ausgleich" zugeführt werden können. Zu näheren Aussagen über die "Vernünftigkeit" der Regulierungsergebnisse wird man nur gelangen können, wenn man die Realität der regulierten Branchen näher betrachtet.

2.6.3 Reformansätze

Wenn Regulierung in bestimmten Sektoren grundsätzlich für notwendig gehalten wird, oder wenn die Abschaffung von Regulierung zumindest mittelfristig unrealistisch erscheint, besteht ein unbefangenes Interesse an Verbesserungen und Reformansätzen des Regulierungsprozesses. Unter diesem systemimmanenten Blickwinkel liefern die Kritikpunkte und die Theorien des Regulierungsverhaltens wichtige Hinweise für die Ausgestaltung von Regulierungsreformen.

Zu unterscheiden sind hierbei *substantive* von *prozeduralen* Reformen. Erstere hängen von den gesellschaftlichen und wirtschaftspolitischen Zielen ab, die durch Regulierung verfolgt werden sollen. So hätten Vorgaben in Bezug auf das Verhältnis von Effizienz und Gerechtigkeit ebenso Konsequenzen auf die konkrete Durchführung der Regulierung wie etwa die Vorgabe, das Ziel der Energieeinsparung nachhaltig zu fördern (s. dazu ausführlich Kapitel 6.2 und 7.3).

Prozedurale Reformen müssen sich ebenfalls an Wertvorstellungen orientieren, die die Gesellschaft formuliert. Allerdings dürften sie weniger umstritten sein als substantive Reformen. *Gormley* schlägt aus seiner vertieften Kenntnis des amerikanischen Regulierungsprozesses vier Leitwerte vor: Administrative Effizienz, Professionalität,

---

[276] Knieps (Regulierung), 1988, S.40.

[277] Vgl. Phillips (Regulierung), 1988, S.179.

demokratisches Verfahren und Führung.[278] Aus diesen Leitwerten entwickelt er eine Fülle von Reformvorschlägen, die aus seiner Sicht vielen der oben genannten Kritikpunkte Rechnung tragen.[279] Als besonders geeignet identifiziert er 3 Vorschläge, die mehrere Leitwerte gleichzeitig unterstützen:[280]

a) Erlaß von allgemeinen Verfahrensnormen und Verhaltensregeln (*Rule-Making*)
   Regulierungskommissionen in den USA üben zugleich administrative, judikative und legislative Funktionen aus. Im Rahmen ihrer legislativen Funktion können sie gesetzesähnliche Regelungen erlassen, die sich auf Verfahrensabläufe oder auf das Verhalten der regulierten Unternehmen beziehen.[281] Allgemeine Regelungen dieser Art haben mehrere Vorteile gegenüber Einzelfallentscheidungen: Sie sind administrativ effizienter, da sie kontroverse Fragen bündeln und dann verbindlich entscheiden können. Sie ermuntern demokratische Teilhabe, da sie den betroffenen Verbrauchern die Möglichkeit bieten, im Rahmen von Anhörungsverfahren über die *rules* Standpunkte vorzutragen und damit deren Ausgestaltung direkt zu beeinflussen. Und schließlich sind sie geeignet, den bundesstaatlichen Gesetzgeber unter Druck zu setzen und Entscheidungen zu erzwingen.

b) Aufhebung des Beamtenstatus für Leitungsstellen bei den Regulierungskommissionen
   Ähnlich wie in der Bundesrepublik sind die MitarbeiterInnen von Regulierungskommissionen in den USA öffentliche Verwaltungsangestellte mit den dort üblichen Besoldungs- und Kündigungsschutzregelungen. Eine Aufhebung dieses Status für Top-Bedienstete ("declassification") würde es den Kommissionen erleichtern, hochqualifiziertes Personal für diese Stellen anzuwerben, da beispielsweise eine konkurrenzfähige Entlohnung angeboten werden könnte. Bei veränderten Zielsetzungen der Kommission wäre es überdies leichter, das Führungspersonal auszutauschen und dadurch langwierige Übergangsschwierigkeiten und Friktionen abzuschwächen ("administrative Effizienz").

---

[278] Vgl. Gormley (Regulation), 1983, S.180.

[279] Ebenda, S.182-209.

[280] Ebenda, S.210.

[281] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.54f.

c) Finanzielle Unterstützung von Teilnehmern an den Aufsichtsverfahren (*Intervenor Funding*)

Aufsichtsverfahren in den USA sind grundsätzlich öffentlich. Zur Ermunterung und finanziellen Unterstützung von Interessengruppen und Einzelpersonen, an diesen Verfahren teilzunehmen und die jeweiligen Interessen zu artikulieren, werden bereits in einer Reihe von Bundesstaaten Mittel bereitgestellt.[282] Die Unterstützung richtet sich nach der finanziellen Situation des *intervenor* sowie der Wichtigkeit seines Beitrages für das Verfahren. *Intervenor funding* verfolgt sowohl den Leitwert der Demokratisierung des Verfahrens als auch den der Professionalisierung von Verfahrensbeteiligten.

Ein besonders wichtiger Reformansatz, der sowohl substantive als auch prozedurale Aspekte umfaßt, ist die Einführung von Anreizelementen in den Regulierungsprozeß (*incentive regulation*), die dazu dienen sollen, die ökonomische Effizienz der regulierten Unternehmen zu verbessern (s. dazu Kapitel 4.2.3.4). Ungeachtet der theoretischen Probleme, "optimale" Anreize für die Regulierung herzuleiten, hat dieser Ansatz in den USA in den letzten Jahren zu einer Vielzahl von praktischen Anreizprogrammen geführt.[283]

Diese US-spezifischen Reformvorschläge der Regulierung sollen lediglich andeuten, wie der Regulierungsprozeß konstruktiv verbessert werden und damit einem Teil der Regulierungskritik Rechnung getragen werden könnte.[284] Eine unmittelbare Übertragbarkeit auf die Bundesrepublik ist allerdings nicht möglich, da sich das Regulierungsverfahren erheblich von dem in den USA unterscheidet (s. dazu die Kapitel 4.2 und 5.2). Auch bezüglich der Wertvorstellungen als Ausgangspunkt von konstruktiven Reformvorschlägen für eine Verbesserung des Regulierungsprozesses ist eine eigenständige bundesdeutsche Diskussion sinnvoll.

---

[282] Diese Mittel werden als Kosten bei der Festlegung der Strompreise anerkannt. Zur Größenordnung dieser Mittel vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.35, Fn 70. Vgl. dazu auch Kapitel 4.3.3.3.3.

[283] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.737, S.755. Eine Zusammenfassung bestehender Ansätze in der Mitte der 80er Jahre geben Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986. Eine kurze Übersicht über theoretische Arbeiten zu Anreizmechanismen gibt Bolle (Wettbewerb), 1990, S.38-41.

[284] Zu weiteren Reformvorschlägen vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.805-815; Trebing (Institutionalist Approach), 1987, S.1729-1733.

Exkurs: Zur Unabhängigkeit der Regulierungsinstitutionen

Über den Status von Regulierungsinstitutionen ist zu allen Zeiten heftig gestritten worden.[285] Mehrheitlich stimmte man lediglich darin überein, daß die Institutionen möglichst unabhängig sein sollten, d.h. insbesondere unabhängig von direktem politischen Einfluß, aber auch unabhängig von der regulierten Branche. Ziel der Unabhängigkeit ist es, Neutralität in den Entscheidungen zu gewährleisten sowie eine Kontinuität des Entscheidungsprozesses zu ermöglichen.

Nun steht außer Frage, daß es eine völlige Unabhängigkeit menschlichen Entscheidungsverhaltens nicht geben kann. Es ist vielmehr davon auszugehen, daß dieses Verhalten stets durch eine Reihe von Faktoren beeinflußt wird, die sich nicht unmittelbar aus dem Regulierungsauftrag ergeben. Vor allem die unterschiedlichen "Capture"-Theorien haben in diesem Zusammenhang die Unabhängigkeit der amerikanischen Regulierungskommissionen immer wieder in Frage gestellt.[286]

Die sich darin anschließende eigentliche Fragestellung in Bezug auf die Ausgestaltung von Regulierungskommissionen liegt deshalb darin, strukturelle Eckpfeiler und Anreizmechanismen zu identifizieren, die ein möglichst hohes Maß an Unabhängigkeit des Regulierungsprozesses erwarten lassen. Diese organisations- und anreiztheoretische Aufgabe soll an dieser Stelle nicht weiter vertieft werden.[287] Unter Plausiblitätsaspekten lassen sich jedoch folgende Thesen aufstellen:

- Aus der allgemeinen Verwaltung ausgelagerte Instanzen lassen eine höhere Unabhängigkeit von der jeweiligen politischen Mehrheit erwarten.[288]

- Eine direkte Wahl des Leitungsgremiums von Regulierungsbehörden ist geeignet, deren Unabhängigkeit von Legislative und Exekutive zu stärken.

- Eine institutionelle Einschränkung des Wechsels von Regulierern in die regulierte Branche ("revolving door"-Problem[289]) kann einer möglichen Interessenkonvergenz vorbeugen.

- Öffentliche Regulierungsverfahren schwächen die Gefahr ab, daß sich die Regulierungsinstitution mit der regulierten Branche zulasten der Verbraucher verständigen.

- Eine ausreichende Personalstärke sowie eine entsprechende Qualifikation des Personals lassen bessere

---

[285] Vgl. u.a. Bernstein (Regulating Business), 1955, S.126-154; Howe/Rasmussen (Economics), 1982, Kapitel 5; Phillips (Regulation), 1988, S.138-149. Vgl. auch Kühne (Regulierungsdebatte), 1983, S.102-107.

[286] S. Abschnitt 2.6.2.

[287] Zur Beschreibung eines solchen Anreizsystems vgl. Kruse (Monopolregulierung), 1985, Kapitel 7. Zu organisationstheoretischen Fragestellungen in Verbindung mit Anreizsystemen vgl. z.B. Laux (Organisation), 1979.

[288] Sie mögen jedoch einer größeren Gefahr unterliegen, von der regulierten Branche vereinnahmt zu werden. Vgl. zu dieser Argumentation Thiemeyer (Öffentliche Bindung), 1983, S.40.

[289] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.786f.

Regulierungsergebnisse erwarten ("The more you give, the more you get!"[290]).

Letztlich hängt die Ausgestaltung und Kompetenz der Regulierungsinstitutionen eng mit der politischen Kultur zusammen, die sich im jeweiligen Land entwickelt hat.[291]

Exkursende

2.7 Alternativen zur EVU-Regulierung

In diesem Abschnitt soll kurz auf die wichtigsten tatsächlichen oder vermeintlichen Alternativen zur EVU-Regulierung eingegangen werden, die in der Theorie diskutiert bzw. in die Praxis umgesetzt wurden.

2.7.1 Verstaatlichung und Zentralisierung

Der Weg der Verstaatlichung von EVU, also die vollständige Übernahme der Unternehmen in das Eigentum der öffentlichen Hand und die Gründung eines zentralen nationalen EVU, ist in einigen Ländern als Alternative zur Regulierung beschritten worden (z.B. in Frankreich und Italien).[292]

Wenn man davon ausgeht, daß Unternehmen des Staates ausschließlich im öffentlichen Interesse handeln und konsequent das "Gemeinwohl" verfolgen, erübrigt sich bei ihnen in der Tat eine staatliche Regulierung. Allerdings müßte auch ihnen der Gemeinwohlauftrag in jedem Fall präzise vorgegeben werden.

Die idealtypische Konstellation eines im öffentlichen Interesse handelnden öffentlichen Unternehmens ist jedoch dann nicht anzutreffen, wenn

- im föderalen Staat das öffentliche Interesse des Bundes mit den Interessen der Länder und den dezentralen, von den Aktivitäten der EVU direkt betroffenen Körperschaften konfligiert

---

[290] Persönliche Einschätzung von Prof. Roger Noll, Stanford University, 23. November 1990. Willgerodt hingegen behauptet aus neoliberaler Sicht ein "Gesetz vom abnehmenden Intelligenzgrad wachsender Bürokratien", das dieser Einschätzung widerspricht. Vgl. Willgerodt (Diskussion), 1983, S.61.

[291] Die "politische Kultur" stellt gewissermaßen das Bindeglied dar zwischen den strukturellen Gestaltungsvoraussetzungen und ihrer konkret-inhaltlichen Ausfüllung. Vgl. Kitschelt (Politik und Energie), 1983, S.45.

[292] Vgl. Lammers (Regulierung), 1992, S.177-180, S.318f.

- fiskalische Interessen und/oder politische Partikularinteressen das öffentliche Interesse dominieren

- das Management öffentlicher Unternehmen sich schwerpunktmäßig an privatwirtschaftlichen Zielen und Verhaltensweisen orientiert ("Principal-Agent-Problem" bzw. - wie *Weisser* schon früher formulierte - die Abweichung des vom Management "subjektiv gemeinten" vom "institutionell festgelegten" Sinn des öffentlichen Unternehmens; s. Fußnote 165).

Die Bewertung der Verstaatlichung als Alternative zur EVU-Regulierung ist daher ambivalent. Während in föderalen Staaten die Definitionsmacht für das Gemeinwohlziel durch ein zentralistisches staatliches Unternehmen den Interessendivergenzen zwischen den einzelnen Körperschaften kaum gerecht werden und es dadurch zu Konflikten im Hinblick auf die Gestaltung der Energieversorgung kommen dürfte, mag dieses Problem in zentralistischen Staaten nur eine untergeordnete Rolle spielen. Ob Verstaatlichung eine Alternative zur EVU-Regulierung ist, hängt damit neben ihrer praktischen Durchsetzbarkeit in erster Linie von der politischen Struktur sowie der politischen Kultur des jeweiligen Staates ab.

2.7.2 Öffentliche Beteiligungen

Bisweilen wird argumentiert, daß eine Beteiligung der öffentlichen Hand an den EVU das Problem der EVU-Regulierung auflösen bzw. zumindest entschärfen könnte.[293] Dieses Argument zielt insbesondere auf die Situation der Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik, die durch eine Vielzahl öffentlicher Beteiligungen charakterisiert ist (s. dazu Kapitel 5.1.1). Dabei sind zwei Beteiligungsvarianten zu unterscheiden:

a) Gemischt-öffentliche Unternehmen
   Von gemischt-öffentlichen Unternehmen spricht man dann, wenn mehrere öffentliche Körperschaften an den Unternehmen beteiligt sind. Bei EVU ist die Beteiligung von Kommunen an Landesunternehmen ein typisches Beispiel.

b) Gemischwirtschaftliche Unternehmen (GWU)
   Gemischtwirtschaftliche Unternehmen sind Unternehmen, bei denen die öffentliche Hand (ein oder mehrere öffentliche Träger) sowie Private gemeinsam am Grundkapital beteiligt sind und bei denen daher beide einen Einfluß auf die Unternehmens-

[293] Vgl. z.B. Bartsch (Gemischtwirtschaftlichkeit), 1982, S.227f; Niederleithinger (Aufsichtspraxis), 1984, S.52; Schröter (Regulierung), 1986, S.70.

führung ausüben können.[294] In der Literatur werden eine Reihe unterschiedlicher Kriterien angegeben, die Unternehmen als GWU charakterisieren.[295]

Gemischtwirtschaftliche Unternehmen sind stets, gemischtöffentliche Unternehmen häufig privatrechtlich organisiert, in der Bundesrepublik meist in Form einer GmbH oder einer AG. Diese Rechtsformen erlauben nur eine eingeschränkte Einflußnahme der öffentlichen Körperschaften auf die Ziele der Unternehmen.[296] Allein aus diesem Grunde stellt hier die öffentliche Beteiligung keine Alternative zur Regulierung dar.

Hinzu kommen organisationssoziologische und politik-prozessionale Hemmnisse, die die Erfüllung öffentlicher Aufgaben auch in rein öffentlichen Unternehmen verhindern können.[297] Gleichwohl bieten gemischt-öffentliche im Gegensatz zu gemischtwirtschaftlichen Unternehmen immer dann, wenn sie öffentlich-rechtlich verfaßt sind, die theoretische Möglichkeit, einzelwirtschaftliche Interessen der Umsatz- und Gewinnmaximierung dem öffentliche Interesse unterzuordnen. Inwieweit allerdings ein öffentliches EVU innerhalb einer profitgesteuerten Wirtschaft überhaupt öffentliche Ziele verfolgen kann, läßt sich an dieser Stelle nicht weiter vertiefen.[298]

Insgesamt kann festgehalten werden, daß öffentliche Beteiligungen an EVU keine separate EVU-Regulierung ersetzen können. Allerdings kann aus solchen Beteiligungen die Tendenz zu einer abgeschwächten Regulierung hervorgehen, da der Interessengegensatz zwischen öffentlichem und einzelwirtschaftlichem Interesse möglicherweise an Schärfe verliert.

2.7.3 Kommunalisierung und Dezentralisierung

Eine grundsätzliche Alternative zur privatwirtschaftlich agierenden und staatlich regulierten Elektrizitätswirtschaft ist das Konzept der Kommunalisierung bzw. Re-

---

[294] Vgl. Fett (Gemischtwirtschaftliche Unternehmen), 1978, S.243; Weber (Regulierung), 1986, S.153f.

[295] Vgl. Weber (Regulierung), 1986, S.154. In der Bundesrepublik beispielsweise ist die Auffassung zu finden, daß bei Versorgungsunternehmen nur dann von Gemischtwirtschaftlichkeit ausgegangen werden sollte, wenn der Anteil der öffentlichen Hand mindestens 25% plus 1 Stimme und höchstens 75% minus eine Stimme beträgt. Vgl. Ahrens (Diener), 1987, S.578.

[296] Vgl. Ahrens (Diener), 1987, S.579, der darauf verweist, daß Weisungsrechte der Trägerkörperschaften gegenüber Gesellschaftsorganen bei einer Aktiengesellschaft de iure vollständig ausgeschlossen, bei der GmbH nur auf der Grundlage besonderer Satzungsbestimmungen möglich seien.

[297] Vgl. Thiemeyer (Öffentliche Bindung), 1983, S.34, der u.a. damit die öffentliche Bindung öffentlicher Unternehmen rechtfertigt.

[298] Vgl. Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.177, die das für kommunale EVU bejahen.

Kommunalisierung,[299] das mit einer weitestgehenden Dezentralisierung der Versorgungsstruktur einhergeht.

Im Kern wird die Kommune zum zentralen politischen Ort der elektrizitätswirtschaftlichen Versorgungs- und Nutzungsplanung, wobei überregionale Kooperationsformen von hier aus gestaltet werden können. Die öffentliche Aufgabe der Stromversorgung wird von einem kommunalen EVU (Stadtwerk) übernommen. Vertreter dieses Konzepts halten es grundsätzlich für möglich, daß kommunale EVU rein bedarfswirtschaftlich arbeiten und sich dem Gemeinwohl verpflichten.[300] Kritiker halten dies für "frommes Wunschdenken, weil es von den verschlungenen Verfilzungen zwischen Gemeindeverwaltung und EVU abstrahiert und so tut, als seien die kommunalen Instanzen überreich mit fähigen Spezialisten besetzt, die mit der schwierigen Materie einer Kontrolle marktbeherrschender Unternehmen vertraut sind."[301]

Das Mißtrauen gegenüber der kommunalen Steuerungskompetenz im Hinblick auf die örtlichen EVU ist staatenübergreifend unterschiedlich ausgeprägt: Während in den USA kommunale EVU (Stadtwerke) von der staatlichen Regulierung weitgehend ausgenommen sind und somit die Kommunalisierung ausdrücklich als Alternative zur Regulierung anerkannt ist (s. dazu Kapitel 4.2.2.3), unterstehen sie in der Bundesrepublik wie alle anderen EVU der Aufsicht.

Es ist hier nicht der Ort, um über das Vertrauen in die kommunale Selbstverwaltung zu diskutieren.[302] Interessant ist vielmehr, daß bundesdeutsche Kommunalisierungsanhänger die EVU-Regulierung auch in einer kommunalisierten Wirtschaft für notwendig halten.[303] Dies wird u.a. mit der Hilfestellung bei der kommunalen Kontrolle des EVU sowie mit Systemaspekten begründet.[304]

---

[299] Dieser Terminus ist vom Öko-Institut geprägt worden, um zu verdeutlichen, daß die Energieversorgung ihren Ursprung einst in den Kommunen hatte und daß es heute sinnvoll wäre, sie dorthin zurückzuholen. Vgl. Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, insbesondere S.28-30.

[300] Vgl. Fn 252.

[301] Gröner/Smeets (Regulierung), 1988, S.132.

[302] Es sei jedoch angemerkt, daß in der Bundesrepublik meist von denjenigen das größte Mißtrauen gegenüber kommunalen EVU zum Ausdruck gebracht wird, die der übrigen Elektrizitätswirtschaft - insbesondere den marktbeherrschenden gemischtwirtschaftlichen Verbund-EVU - geradezu blindes Vertrauen schenken bzw. sie aus der Reformdiskussion ausklammern möchten. Man kann sich des Eindrucks nicht erwehren, daß hier oftmals mit Kanonen auf Spatzen geschossen wird, um von den tatsächlichen Problemen abzulenken.

[303] "Insgesamt scheint es notwendig, eine bürgerschaftliche Kontrolle 'von unten' mit einer Kontrolle 'von oben' durch die Kommissionen zu ergänzen." Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.259.

[304] Ebenda.

2.7.4 Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft

Wie in Abschnitt 2.2.2 bereits ausgeführt, erscheint die Stromerzeugung heute grundsätzlich wettbewerblich organisierbar zu sein. Theoretische Konzepte dafür sind Durchleitungsverpflichtungen (*Third Party Access/TPA*), Pool-Modelle, Ausschreibungsverfahren (*Bidding*) oder Kombinationen dieser Konzepte.[305] Auch für die Stromverteilung sind wettbewerbliche Ansätze wie z.B. Ausschreibung von Versorgungsgebieten vorstellbar.[306]

Beim augenblicklichen Stand der Diskussion werfen diese Ansätze jedoch eine Fülle von Fragen auf, wie z.B.

- Wie läßt sich Wettbewerb in einen hochkonzentrierten Markt so einführen, daß neue Akteure überhaupt eine Chance bekommen? Wie ist also eine wettbewerbliche Einführungsphase zu gestalten?

- Können die rechtlichen und organisatorischen Voraussetzungen für Wettbewerb wie z.B. Enteignungen und Entflechtungen politisch durchgesetzt werden, und welche Konsequenzen hätte eine fehlende Durchsetzbarkeit?

- Was gewinnt die Umwelt bei Einführung von Wettbewerb, oder wird die Umweltbelastung noch stärker "externalisiert"?

Eine gründliche Auseinandersetzung mit obigen wettbewerblichen Ansätzen in der Elektrizitätswirtschaft würde allerdings den Rahmen dieser Arbeit sprengen, so daß hier nur eine begründete Skepsis hinsichtlich ihrer Durchsetzbarkeit und ihrer vermuteten positiven Auswirkungen konstatiert werden soll. Ein grundsätzlich anderer elektrizitätswirtschaftlicher Wettbewerbsansatz hingegen soll im nächsten Kapitel vorgestellt werden.

Allen wettbewerblichen Ansätzen in der Elektrizitätswirtschaft ist gemeinsam, daß sie eine EVU-Regulierung nicht ersetzen, sondern allenfalls in ihrem Umfang reduzieren können. Daher ist Wettbewerb auch keine Alternative zur EVU-Regulierung, sondern - das tatsächliche Eintreten der von den Befürwortern vermuteten positiven Wirkungen vorausgesetzt - eine Ergänzung in dem Sinne, daß sich der Regulierungsbereich verkleinern und der Regulierungsaufwand reduzieren kann. Voraussetzung für eine sinnvolle Einführung von Wettbewerbselementen in die Elektrizitätswirtschaft ist allerdings ein in sich schlüssiges Regulierungskonzept, das geeignet ist, den Wettbewerb zu kontrollieren. "Freier" Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft wäre angesichts der heutigen Ausgangssituation einer hochkonzentrierten Branche ein Experiment, dessen Lasten diejenigen Verbraucher zu tragen hätten, denen keine

---

[305] Zur Durchleitungsdiskussion vgl. Kelly/Henderson/Nagler (Wheeled Power), 1987; Pick (Durchleitung), 1991. Zum Pool-Modell vgl. Bolle (Wettbewerb), 1990; zu diesbezüglichen Erfahrungen in England vgl. Bartels/Cohen/Hoehn (Großbritannien), 1991. Zu Ausschreibungsverfahren vgl. Milgrom (Bidding), 1989; für die Bundesrepublik Bolle (Elektrizitätsproduktion), 1990.

[306] Vgl. hierzu Williamson (Franchise Bidding), 1976; Schulz (Ordnungsprobleme), 1979; Bolle/Hoven (Wettbewerb), 1989; Hoven (Ausschreibungswettbewerb), 1992.

Ausweichmöglichkeiten und keine monopolistische Gegenmacht zur Verfügung stehen.

2.7.5 Fazit

Die obigen Ausführungen haben gezeigt, daß es nur wenige echte Alternativen zur EVU-Regulierung gibt. Lediglich die Verstaatlichung und die Kommunalisierung können theoretisch diesen Anspruch formulieren, wenngleich es in der Praxis eine Reihe guter Argumente gibt, die auch in diesen Fällen eine separate EVU-Regulierung begründen können. Keine der beiden Alternativen kann jedoch in der Bundesrepublik mittelfristig einen Anspruch auf politische Durchsetzbarkeit anmelden.
Öffentliche Beteiligungen und die Einführung wettbewerblicher Elemente können eine separate EVU-Regulierung nicht ersetzen, ihre Schwerpunkte und ihre Intensität aber beeinflussen. Die Einführung wettbewerblicher Elemente erscheint umso leichter, je schlüssiger das bestehende Regulierungskonzept ausgestaltet ist.

2.8 Zusammenfassung: Ein Regulierungsleitbild für die Elektrizitätswirtschaft

Nach dem ordnungspolitischen Leitbild einer "gemischten Wirtschaft", in der "Wettbewerb so weit wie möglich, Planung so weit wie nötig" gelten soll,[307] bedarf die staatliche Regulierung von Energieversorgungsunternehmen einer besonderen Begründung.
Es wurde gezeigt, daß zwei sich ergänzende theoretische Argumentationsstränge eine solche Begründung liefern können:

a) In den Bereichen des Stromtransports und der -verteilung liegt auf Grund technisch-wirtschaftlicher Besonderheiten ein "natürliches Monopol" im Sinne der neoklassischen normativen Regulierungstheorie vor. Die Regulierung von EVU in ihrer Haupteigenschaft als Stromverteiler zielt auf die Gewährleistung allokativer Effizienz und hat im wesentlichen die Funktion eines Wettbewerbsersatzes.

b) EVU sind Unternehmen, deren Tätigkeit starke Auswirkungen auf das Gemeinwohl hat. Das Gemeinwohl bedarf nach institutionalistischem Regulierungsverständnis des besonderen Schutzes, da im Bereich der Stromversorgung ein Versagen impliziter Regelungen im Hinblick auf die Realisierung eines breiten wirtschaftspolitischen Zielkatalogs theoretisch begründet, empirisch-historisch nachgewiesen oder zumindest mit hoher Wahrscheinlichkeit vermutet werden kann. EVU-Regulierung zum Schutz des Gemeinwohls zielt vor allem auf Effizienz, Verteilungs- und prozedurale Gerechtigkeit sowie Machtkontrolle.

---

[307] Schiller (Wirtschaftspolitik), 1965, S.215.

Im Hinblick auf ein notwendigerweise mehrdimensionales Zielsystem der EVU-Regulierung, das weit über das eindimensionale Effizienzziel der neoklassischen normativen Regulierungstheorie hinausgeht, sind Ergebnisziele von solchen zu unterschieden, die sich auf den Regulierungsprozeß selbst beziehen. Während erstere sich nach volkswirtschaftlichen, Verbraucher- und EVU-Zielen aufschlüsseln lassen, stellen letztere Anforderungen an eine Regulierung, die sich fortlaufend weiterentwickeln und an neue Zielsetzungen und Umstände anpassen muß. EVU-Regulierung ist nach diesem Verständnis keine ökonomische "Gebrauchsanleitung", die für jede Situation die "optimalen" regulatorischen Eingriffe und Instrumente eindeutig vorgibt. Es handelt sich vielmehr um einen mehrdimensionalen Such-, Lern- und Informationsprozeß, der in einer Art "Entdeckungsverfahren" gesellschaftlich akzeptable Kompromisse im Hinblick auf die Zielerreichung anstrebt.

EVU-Regulierung muß grundsätzlich als eine unvollkommene, verbesserbare Institution zur Erreichung gesellschaftlicher Ziele im Elektrizitätsbereich angesehen werden. Sie ist dabei kein Selbstzweck, sondern Mittel zum Zweck.[308]

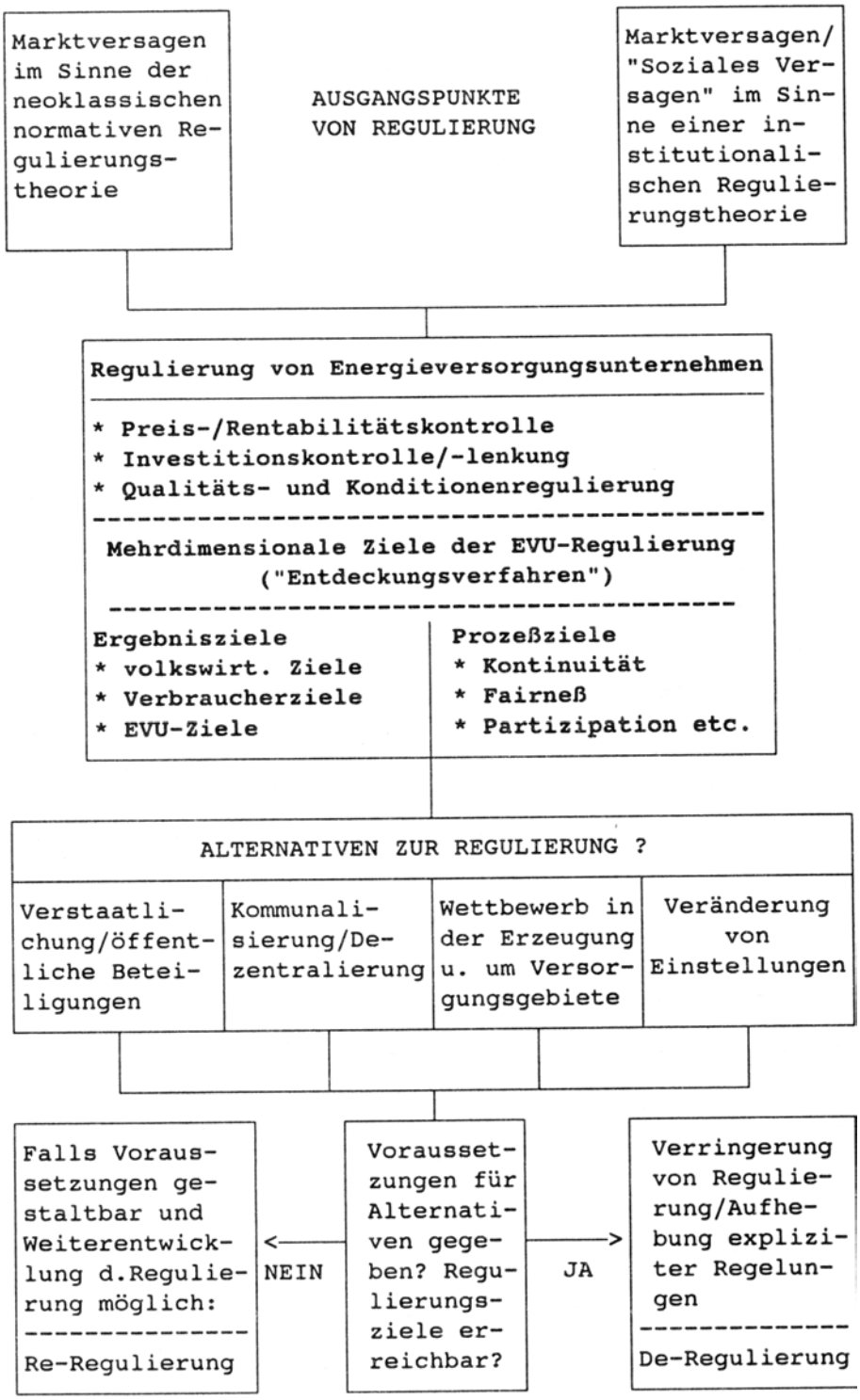
Es wurde gezeigt, daß es nur wenige echte Alternativen zur EVU-Regulierung gibt. Insbesondere öffentliche Beteiligungen oder die Einführung wettbewerblicher Elemente können eine eigenständige EVU-Regulierung nicht ersetzen, ihre Schwerpunkte und ihre Intensität jedoch beeinflussen. An die EVU-Regulierung in einer wettbewerblich orientierten "gemischten" Gesellschaft ist jedoch der Anspruch zu formulieren, daß sie offen sein sollte für die Integration wettbewerblicher Elemente in ihr Regulierungssystem. Es bedarf dabei aber eines Nachweises, daß die Voraussetzungen für die Funktionsfähigkeit dieser Elemente angesichts der realen Markt- und Machstrukturen gegeben sind und die Ziele der Regulierung nicht leichtfertig aufs Spiel gesetzt werden. Die Einführung wettbewerblicher Elemente und damit eine

[308] Staatliche Regulierungseingriffe werden allerdings von marktradikalen Ökonomen grundsätzlich in Frage gestellt und bisweilen mit Kriegsinstrumentarien (gegen die "freie" Wirtschaft) verglichen; man müsse daher beim Deregulieren "wie beim Abrüsten" vorgehen Vgl. Ewers/Wein (Deregulierungspolitik), 1990, S.327. Deregulierung erscheint in den Augen dieser Vertreter stets als Selbstzweck.

Verringerung von Regulierung erscheint umso leichter, je schlüssiger die Konzeption der EVU-Regulierung ausgestaltet ist (vgl. dazu auch Kapitel 7.3.2).

Abbildung 2.1 faßt die Überlegungen zu einem Regulierungsleitbild für die Elektrizitätswirtschaft abschließend zusammen.

Abb.2.1: Ein Regulierungsleitbild für die Elektrizitätswirtschaft



3 Das elektrizitätswirtschaftliche Wettbewerbskonzept des Least-Cost Planning in Theorie und Praxis

Least-Cost Planning (LCP) ist ein in den letzten 15 Jahren in den USA entwickeltes und dort mittlerweile in weiten Teilen des Landes praktiziertes Planungs- und Regulierungskonzept für Elektrizitäts- und Gasversorgungsunternehmen. Leitidee des LCP ist die systematische Bewertung und Abwägung von Angebotsoptionen der Unternehmen (z.B. Kraftwerke) gegenüber den Optionen auf der Nachfrageseite (z.B. Möglichkeiten der Energieeinsparung).

Im folgenden soll LCP als "Wettbewerbskonzept" für die Elektrizitätswirtschaft identifiziert und ökonomisch fundiert sowie seine praktische Umsetzung in den USA analysiert werden. Es gilt, eine Lücke zu füllen, die die langjährige, mittlerweile wieder aktuell gewordene Wettbewerbsdiskussion in der Elektrizitätswirtschaft (s. dazu auch Kapitel 2.7.4) offensichtlich bis heute kaum zur Kenntnis genommen hat: Den Substitutionswettbewerb zwischen dem Energieträger Strom und der jeweiligen Anwendungstechnologie, die die gewünschte Energiedienstleistung "produziert".

Im ersten Teilabschnitt dieses Kapitels werden die ökonomischen Grundlagen des LCP-Konzepts entwickelt. Ausgehend von einer mikrotheoretischen Betrachtung der Rationalität von Stromnutzung und einer Analyse bestehender Hemmnisse bei ihrer Anwendung in der Realität wird LCP makroökonomisch fundiert. Anschließend werden die wichtigsten wettbewerbspolitischen und institutionellen Implikationen dieses zunächst eng gefaßten Konzepts diskutiert, um es dann als Prozeß und Multikriterienkonzept für weitergehende, die eindimensionale Effizienzperspektive neoklassischer Wirtschaftstheorie hinter sich lassende Fragestellungen zu öffnen, wie sie in Kapitel 2.4 im Rahmen der Zieldiskussion von Regulierung aufgeworfen wurden. Zum Schluß dieses Abschnitts werden konzeptionelle Fragestellungen bei der Umsetzung von LCP aufgegriffen und erörtert.

Im zweiten Teilabschnitt wird der Verankerung und praktischen Umsetzung des LCP-Konzepts in den USA nachgegangen. Im Mittelpunkt steht dabei die Umsetzung durch EVU und die damit verbundenen praktischen Probleme. Zudem wird ein Blick auf die bisherigen Ergebnisse des LCP-Prozesses in den USA geworfen.

Schließlich werden im letzten Teilabschnitt weitere Anwendungsfelder und konzeptionelle Weiterentwicklungen des LCP-Konzepts vorgestellt.

3.1 Ökonomische Grundlagen des Least-Cost Planning

3.1.1 Begriff, Zielsetzung und Abgrenzungen

Der Begriff des Least-Cost Planning (LCP)[309] ist zunächst nichtssagend, da er in seiner wörtlichen Bedeutung lediglich das ökonomische Universalprinzip der Kostenminimierung unterstreicht. Er gewinnt jedoch Profil, wenn er in den Kontext einer bedarfs- bzw. dienstleistungsorientierten Elektrizitätswirtschaft gestellt wird. Seine prägnanteste Charakterisierung findet er in folgender Formulierung:

> "...to ensure adequate electric service at the least possible cost".[310]

Der Schlüssel zum Verständnis von LCP und seiner Zielsetzung liegt in folgenden beiden Leitgedanken:

1. LCP zielt auf die Bereitstellung von Energiedienstleistungen (*energy services*), nicht allein auf die Versorgung mit Energieträgern.[311]

2. Der LCP zugrundeliegende Kostenbegriff ist ein gesellschaftlicher, d.h. es geht bei "least cost" um die Minimierung der gesellschaftlichen Kosten,[312] die für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen aufzubringen sind.

Bevor das LCP-Konzept an Hand dieser beiden Schlüsselaspekte ökonomisch begründet wird, sollen noch einige Abgrenzungen des Untersuchungsgegenstandes vorgenommen werden.
Least-Cost Planning unterscheidet sich vom sogenannten *Demand-Side Management (DSM)* dadurch, daß es sich nicht ausschließlich auf die Nachfrageseite (*Demand-Side*) bezieht, sondern jene mit der Angebotsseite verknüpft ("integriertes Konzept"). Darüber hinaus ist DSM der betriebswirtschaftlichen EVU-Rationalität untergeordnet, während LCP ausschließlich der volkswirtschaftlichen Perspektive

---

[309] Folgende Begriffe werden in den USA annähernd synonym verwendet: Least-Cost Planning (LCP), least-cost energy planning, least-cost integrated planning (LCIP), least-cost resource planning, least-cost utility planning (LCUP), integrated electric power planning, integrated least-cost utility planning, integrated resource planning (IRP). Letzterer Begriff (IRP) scheint sich mittelfristig am ehesten durchsetzen zu können. Übersetzungsversuche ins Deutsche wie "Minimalkostenplanung" oder "Energiedienstleistungsplanung" konnten sich in der bundesdeutschen Diskussion bislang nicht behaupten; daher wird hier weiterhin am - wenngleich mißverständlichen - englischen Begriff "Least-Cost Planning" festgehalten.

[310] Wellinghoff/Mitchell (Model), 1985, S.26.

[311] Der Umfang des Bedarfs an Energiedienstleistungen, der sich in Nachfrage der Verbraucher artikuliert, wird von LCP nicht hinterfragt, d.h. das hinter dem Bedarf stehende Bedürfnis wird als souveräne Entscheidung des Verbrauchers akzeptiert. Zur Präzisierung der Begriffe Nachfrage, Bedarf und Bedürfnis vgl. Meyer-Abich (Bedürfnisse), 1979, S.58ff.

[312] Im engeren Sinne geht es beim LCP um die Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten, die sich nach der in den USA herrschenden Sprachkonvention inhaltlich von den gesellschaftlichen durch die Nichtberücksichtigung der externen Kosten unterscheiden. Ich werde im folgenden den volkswirtschaftlichen Kostenbegriff im obigen Sinne verwenden und die Berücksichtigung externer Kosten explizit ansprechen.

verpflichtet ist.[313] Der Schwerpunkt meiner Argumentation soll gleichwohl auf der Nachfrageseite (im Sinne von LCP) liegen, wobei die Angebotsseite an den entsprechenden Stellen mit berücksichtigt wird. Diese Gewichtung ergibt sich aus der Auseinandersetzung mit den konzeptionell neuen Regulierungsansätzen als Kernfragestellung dieser Arbeit (s. Kapitel 6 und 7). Es geht dabei in erster Linie um ein operationalisiertes und handhabbares Konzept zur Erschließung der "Energiequelle" Energiesparen im Bereich elektrischer Energie.[314]

Obwohl LCP ursprünglich für den Elektrizitätsbereich entwickelt wurde und dort sein Hauptanwendungsfeld liegt, ist das Konzept grundsätzlich auch auf andere Energieträger (z.B. Gas) übertragbar. Dennoch wird im weiteren der Schwerpunkt im Elektrizitätsbereich liegen, und weitere Anwendungsfelder werden nur am Rande berücksichtigt.[315]

3.1.2 Mikrotheoretische Ausgangsbetrachtung

Die zunehmende Akzeptanz von LCP auch unter neoklassischen Ökonomen liegt u.a. darin begründet, daß das Konzept in seiner engsten Auslegung aus dem allokationstheoretischen Effizienzbegriff der neoklassischen Mikro- und Wettbewerbstheorie entwickelt werden kann. Differenzen ergeben sich erst bei der Einschätzung, inwieweit die bestehenden Märkte bereits eine effiziente Bereitstellung des nachgefragten Produktes durch die "unsichtbare Hand" ermöglichen bzw. in welchem Umfang ein Marktversagen vorliegt.

3.1.2.1 Das Produkt Energiedienstleistung

Im Zentrum des LCP-Ansatzes steht der Begriff der "Energiedienstleistung" (EDL).[316] Energiedienstleistungen sind

> "quantifizierbare Größen, die eine Übersetzung empfundener menschlicher Bedürfnisse in zu erfüllende physikalisch-materielle Aufgaben enthalten, also z.B. ...Quadratmeter raumkonditionierte Wohnfläche ... kg kühl gehaltene Lebensmittel ... usw, wobei jeweils genaue Angaben bezüglich der Zeiteinheit, Geschwindigkeit, des Komfortniveaus u. dgl. zu machen sind."[317]

EDL sind aus betriebswirtschaftlicher Sicht zusammengesetzte Produkte,[318] die sich aus der Zuführung

---

[313] Für eine ausführliche Erläuterung von DSM vgl. EPRI (Demand-Side Management), 1990; vgl. auch Hayes (Demand-Side Management), 1989.

[314] Zur Identifizierung des Energiesparens als "Energiequelle" vgl. Meyer-Abich (Energieeinsparung), 1983, S.15-23.

[315] S. Abschnitt 3.3.

[316] Das hinter diesem Begriff stehende Konzept wurde von Lovins (Sanfte Energie), 1978, als Grundlage einer bedarfsorientierten Energiewirtschaft entwickelt und von Krause/Bossel/Müller-Reißmann (Energiewende), 1980, auf die Bundesrepublik übertragen.

[317] Krause (Daten und Fakten), 1981, S.1-15.

[318] Man kann hier auch von "Leistungsbündeln" sprechen. Zum Produktbegriff aus betriebswirtschaftlicher Sicht vgl. Röder (Zielkonflikte), 1991, S.54-57.

von Energieträgern und dem Einsatz einer Umwandlungstechnologie ergeben.[319] Zu unterscheiden ist Primärenergie (z.B. Erdöl, Kohle) von Endenergie (z.B. Strom, Heizöl) sowie Nutzenergie von der Energiedienstleistung: Während Nutzenergie nur auf eine aggregatsspezifische Umwandlung von Energieträgern abstellt (z.B. Umwandlung von Heizöl in Raumwärme durch ein Heizungssystem), beziehen sich EDL auf die Gesamtheit aller technischen Einflußfaktoren, die die Verwertung der Energieträger beeinflussen (z.B. bei Raumwärme zusätzlich die Gebäudehülle). Bei der Elektrizitätsanwendung stimmen Nutzenergie und Energiedienstleistung häufig überein.

Die Umwandlung von Energieträgern in EDL kann je nach Verbrauchsform in sehr unterschiedlichen, teilweise höchst komplexen Produktions- und Optimierungsprozessen erfolgen. Produktions- und kostentheoretisch kann dies modellmäßig vereinfacht mit Hilfe einer Produktionsfunktion als ein Herstellungsprozeß von EDL dargestellt werden, bei dem Primär- bzw. Endenergie und eine Umwandlungstechnologie eingesetzt werden, zwischen denen eine stetige Substitutionsbeziehung angenommen wird. Durch den Mehreinsatz an Technologie kann ein bestimmtes Niveau an EDL mit weniger Energieeinsatz erreicht werden.[320] In dem Modell obliegt den Energieverbrauchern die Entscheidung, welches Niveau an EDL mit welcher Produktionstechnik erreicht werden soll.

3.1.2.2 Das ökonomische Optimum der Stromnutzung

In ökonomischer Hinsicht wird ein rational-eigennütziger Verbraucher im Sinne der neoklassischen Theorie bei vollkommener Markttransparenz diejenige Kombination aus Energie und Technologie für ein gegebenes Niveau an EDL wählen, die mit den geringsten Gesamtkosten verbunden ist.

Analytisch bedeutet dies: Die Grenzrate der technischen Substitution zwischen Energie und Umwandlungstechnologie muß vom Betrag her dem umgekehrten Preisverhältnis von Energie und Technologie entsprechen, denn nur in diesem Punkt werden die Gesamtkosten für die Bereitstellung eines bestimmten Niveaus an EDL minimiert (Minimalkostenkombination).[321]

dE/dT =! - PT/PE <=>	PE = ! - PT*dT/dE	<1>

mit

dT	zusätzlicher Technologieeinsatz (in "Einheiten")
dE	eingesparte Energie (in "Einheiten")
PE	Preis der eingesparten Energie
PT	Preis der Technologie

Bei Normierung der eingesparten Energie auf eine Einheit bedeutet dies, daß im Optimum die spezifischen Grenzkosten der Technologie dem Preis der eingesetzten Energie entsprechen müssen.

---

[319] Streng genommen handelt es sich bei der Umwandlungstechnologie um eine Kombination aus technischem Wissen, Kapital und Arbeit. Vgl. dazu Meyer-Abich (Energieeinsparung), 1983, S.16.

[320] Vgl. Herppich/Zuchtriegel/Schulz (Least-Cost Planning), 1989, S.152, wo dieser einfache Zusammenhang graphisch mit Hilfe sogenannter Isonutzenergiekurven veranschaulicht wird.

[321] Zur graphischen Veranschaulichung vgl. erneut Herppich/Zuchtriegel/Schulz (Least-Cost Planning), 1989, S.152. Bei der Ableitung der Formel <1> wird eine substitutionale Produktionsfunktion der Art EDL = EDL (E,T) unterstellt, die die üblichen Eigenschaften aufweist.

Bei Anwendung dieser Optimalitätsbedingung auf den Stromverbrauch entsprechen im Optimum die Einsparkosten (Grenzkosten der Technologie) dem Strompreis und sind demzufolge in Pfennig pro Kilowattstunde (bzw. bei Leistungseinsparung in DM/kW) auszudrücken. Dies geschieht mit Hilfe folgender Formel:[322]

$$EK = TK * a / dE*100 \qquad <2>$$

mit

EK	Einsparkosten (in Pf/kWh)
TK	(=PT*dT) Technikkosten (in DM)
a	Annuität/Wiedergewinnungsfaktor
dE	hier: über die Lebensdauer der Technologie kumulierte Einheiten eingesparter Energie gegenüber einer marktdurchschnittlichen Technologie (in kWh)

Man spricht in diesem Zusammenhang auch von finanzmathematischen Durchschnittskosten über die Lebensdauer der Technologie (*levelized life cycle costs*). Die Technikkosten (TK) sind die zusätzlichen Investitionskosten für die effiziente gegenüber einer marktdurchschnittlichen Technologie.

Die Formel für den Wiedergewinnungsfaktor lautet

$$a = d/(1-(1+d)\exp(-n)) \qquad <3>$$

mit
d = gesellschaftliche Diskontrate
n = technische Lebensdauer der Technologie

Theoretisch ist ein voll informierter und rational-eigennützig handelnder Verbraucher an Hand der Formeln <1> und <2> in der Lage, eine optimale Entscheidung zwischen Energieträger- und Technologieeinsatz zu treffen.

3.1.3 Empirische Sachverhalte und ihre Analyse

In der Realität hat sich gezeigt, daß das ökonomische Optimum der Elektrizitätsverwendung in dem Sinne verfehlt wird, daß erhebliche Stromeinsparpotentiale existieren, die zu spezifischen Kosten unterhalb der durchschnittlichen Strompreise erschlossen werden könnten. Im folgenden ist daher der Frage nachzugehen, welchen Umfang diese Potentiale aufweisen und wo die Gründe für ihre Existenz liegen.

3.1.3.1 Die Effizienzlücke

In den USA liegt eine nahezu unüberschaubare Fülle von Untersuchungen vor, die das Stromeinsparpotential für einzelne Bundesstaaten, für die großen Verbrauchssektoren oder für das Land insgesamt abzuschätzen versuchen.[323]

---

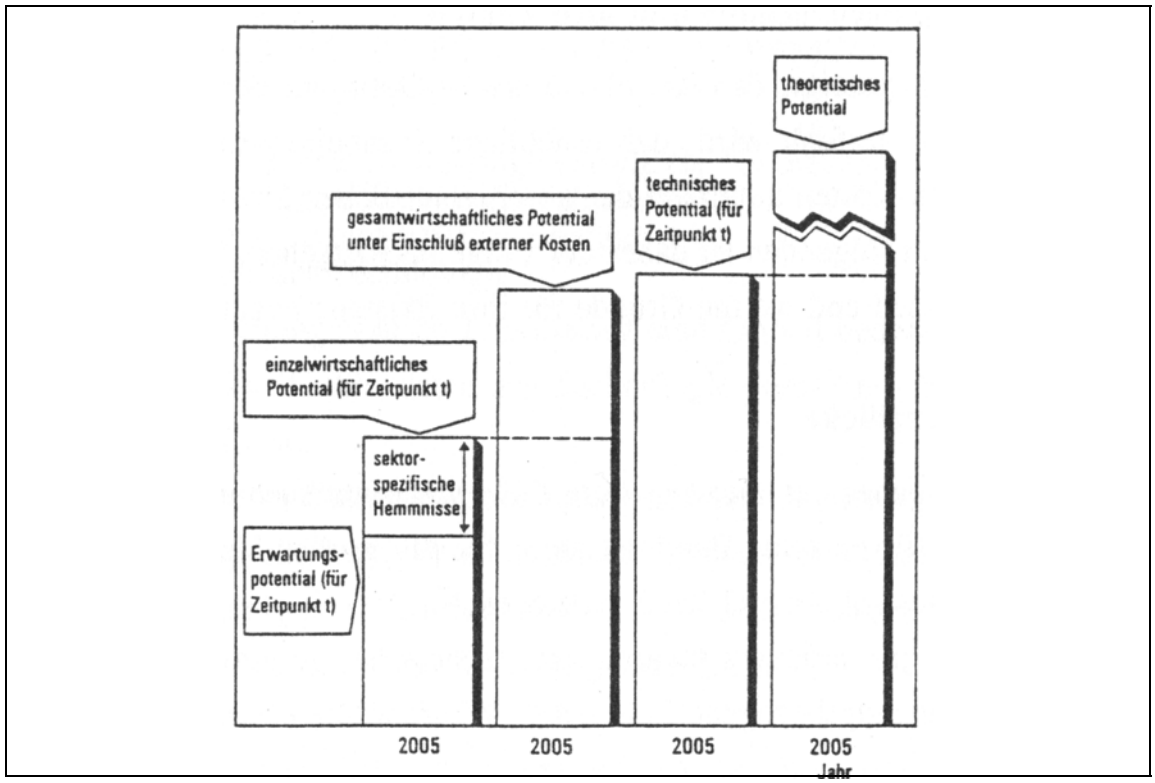
[322] Vgl. Meier/Wright/Rosenfeld (Supplying Energy), 1983, S.19f.

[323] Vgl. eine entsprechende Auflistung in CEC/California Energy Commission (Efficiency Report), 1990, Appendix C, S.5; ebenso Krause/Eto (Handbook), 1988, S.II-3, Fn 2.

Zu unterscheiden sind grundsätzlich theoretische, technische, gesamt- und einzelwirtschaftliche sowie umsetzungsbezogene Potentiale. Während die ersten beiden Kategorien physikalisch-technisch gesehen eine Obergrenze der vorhandenen Potentiale darstellen, hängt letztere von der Überwindung sektorspezifischer Hemmnisse und damit von der zielgruppen- und hemmnisbezogenen Ausgestaltung entsprechender Instrumente ab.[324] Abbildung 3.1 gibt einen schematischen Überblick über die unterschiedlichen Kategorien von Einsparpotentialen. Zu beachten ist, daß die Höhe der Säulen hier nur Anschauungszwecken dient und nicht etwa die tatsächliche Größe der Potentiale widerspiegelt. Verdeutlicht werden soll lediglich, daß das *theoretische* (physikalische) Einsparpotential wesentlich größer ist als das heute technisch realisierbare (*technisches* Potential), und daß dieses wiederum größer ist als das ökonomisch realisierbare, wobei hier noch zwischen *gesamt- und einzelwirtschaftlichem* Potential zu unterscheiden ist. Letzteres wiederum ist noch um jenes (Teil)-Potential zu vermindern, dessen Erschließung sektorspezifische Hemmnisse verhindert, um zu jener Größenordnung zu gelangen, die sich aller Voraussicht nach ohne zusätzlichen Instrumenteneinsatz am Markt durchsetzen wird (*Erwartungspotential*).

[324] Vgl. Krause (Enquête-Anhörung), 1988, S.2-7.

Abb.3.1: Schema unterschiedlicher Kategorien von Einsparpotentialen



Quelle: Enquête-Kommission (Dritter Bericht), 1990, S.465.

Legt man den gegenwärtigen Stromverbrauch zugrunde, ist das Spektrum der vorhandenen einzelwirtschaftlichen Einsparpotentiale in den USA durch folgende beiden Studien beschrieben:

- Das *Rocky Mountain Institute* von *Amory Lovins* geht davon aus, daß rund 75% des heutigen Verbrauchs zu durchschnittlichen Kosten von 0,6 cts/kWh weggespart werden könnte.[325]

- Das *Electric Power Research Institute (EPRI)* beziffert die technisch möglichen Einsparungen gegenüber der Istsituation mit 24 bis 44%, wobei bis zu 37% zu Kosten unterhalb von 3 cts/kWh erschließbar sind.[326]

Vor dem Hintergrund eines durchschnittlichen Strompreises in Höhe von 8,9 cts/kWh (Sommer 1991)[327] besteht über die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Einsparmöglichkeiten aus Sicht der Verbraucher kein Zweifel.[328]

---

[325] Vgl. Lovins (Progress Report), 1990, S.541f.

[326] Vgl. EPRI (Maximum Savings), 1990.

[327] Vgl. EUW, April 13, 1992, S.2.

[328] Das bestätigt auch die LCP-kritische Studie von Joskow/Marron, die u.a. zu dem Ergebnis kommt, daß

Auch in der Bundesrepublik hat eine Reihe von Untersuchungen die Existenz substanzieller technisch-wirtschaftlicher Stromeinsparpotentiale nachgewiesen.[329] Im Rahmen der Arbeiten zur Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" wurden die technischen Potentiale rationeller Stromverwendung für alle Sektoren in der Bundesrepublik ermittelt. Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Potentiale.

Tab.3.1: Stromeinsparpotentiale in der Bundesrepublik nach Enquête-Kommission 1990

Bereich	**Einsparpotential in %**
Industrie	
* Grundstoff	ca. 10
* Investitionsgüter	15 bis 20
* Verbrauchsgüter	ca. 10
* Nahrungsmittel	ca. 10
Elektrogeräte	
* Kühlschränke	60
* Gefriergeräte/Truhen	60 bis 70
* Waschmaschinen	30 bis 40
* Trockner	50
* Geschirrspüler	30
Warmwasserbereitung	10 bis 50

Quelle: Enquête-Kommission (Dritter Bericht), 1990, S.471.

Obwohl diese Potentiale von der Enquête-Kommission als "technische" Potentiale bezeichnet wurden, sind sie vermutlich zu einem großen Teil aus Verbrauchersicht wirtschaftlich erschließbar, d.h. daß die Kosten ihrer Erschließung, umgerechnet auf die über die Lebensdauer der Investitionen eingesparten Kilowattstunden, unter den Strompreisen liegen.[330]

Die empirischen Untersuchungen zu vorhandenen Stromeinsparpotentialen werfen für Ökonomen unweigerlich die Frage auf, warum die Stromverbraucher diese an sich hochwirtschaftlichen

---

- 10 von 13 untersuchten Einsparprogrammen von EVU im Haushaltsbereich durchschnittliche Einsparkosten unterhalb der durchschnittlichen Haushaltsstrompreise aufwiesen
- 10 von 12 EVU-Programmen im Industrie- und Gewerbebereich ebenfalls durchschnittliche Einsparkosten unterhalb der jeweiligen Durchschnittspreise aufwiesen.

Zu beachten ist dabei, daß in den Einsparkosten neben den technischen Kosten bereits sämtliche Programmkosten enthalten sind. Vgl. Joskow/Marron (Negawatt), 1991, S.18, Tabelle 1.

[329] Für den Haushaltsbereich vgl. Ebel (Haushalt), 1989; für Potentiale in Industrie und Kleinverbrauch vgl. Heuel/Schauerte (Stromeinsparpotentiale), 1986. Bei diesen Untersuchungen handelt es sich um die Ermittlung der vorhandenen technischen Potentiale in Verbindung mit Plausibilitätsabschätzungen über ihre wirtschaftliche Erschließung. Detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnungen wie in den USA liegen für die Bundesrepublik z.Z. nur für effiziente Haushaltsgeräte vor (vgl. Feist (Stromsparpotentiale), 1987).

[330] Vgl. Enquête-Kommission (Dritter Bericht), 1990, S.486; ebök/IfE (Emissionsminderung), 1990, S.400.

Möglichkeiten kaum nutzen.

3.1.3.2 Markthemmnisse

Folgt man der neoklassischen Wettbewerbstheorie, sind in erster Linie falsche Preissignale verantwortlich für Allokationsverzerrungen im Elektrizitätssektor. Grenzkostenpreise als First-Best- bzw. Ramsey-Preise als Second-Best-Lösung werden im Verbund mit einer Internalisierung der externen Kosten der Stromerzeugung und -verteilung in Form von Steuern als ökonomische Musterlösung präsentiert.[331]
Diese seit Jahrzehnten die ökonomische Standardliteratur dominierende eindimensionale Fixierung auf Preishemmnisse im Elektrizitätssektor verwundert umso mehr, als parallel zu diesen Arbeiten Untersuchungen immer wieder zeigten, daß die Preiselastizität der Stromverbraucher - insbesondere in Haushalt und Gewerbe - vergleichsweise gering ist und keinen Anlaß für die Hoffnung bietet, allein durch Preissignale Allokationsentscheidungen nachhaltig beeinflussen zu können.[332]
Im Zuge der Least-Cost Planning-Diskussion steht daher seit einiger Zeit die Auseinandersetzung mit anderen, im weitesten Sinne preisunabhängigen Hemmnissen im Mittelpunkt des Interesses. Wenn hier von "preisunabhängigen" Hemmnissen gesprochen wird, so liegt dem die Annahme zugrunde, daß viele Einsparmöglichkeiten selbst dann nicht umfassend und umgehend genutzt würden, wenn die bestehenden Preissignale in Höhe und Struktur korrigiert würden. Gleichwohl ist jedoch davon auszugehen, daß bei höheren variablen Strompreisanteilen die "preisunabhängigen" Hemmnisse tendenziell abgeschwächt würden, mithin also auch bis zu einem gewissen Grade "preisabhängig" sind.
Diese Hemmnisse lassen sich im wesentlichen folgenden beiden Kategorien zuordnen:

a) "Irrationalität" der Verbraucher

   In diese Kategorie fallen all jene Gründe, die dafür verantwortlich sind, daß sich ein Durchschnittsverbraucher häufig nicht wie ein *homo oeconomicus* verhält. Dazu zählen beispielsweise unsystematische Präferenzen, Angewohnheiten oder faktisches Desinteresse an Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Allokationsverzerrungen, die durch Hemmnisse dieser Kategorie ausgelöst werden, sind unsystematisch und dem Zugriff durch ökonomische Instrumentarien

---

[331] Alfred E. Kahn, einer der renommiertesten amerikanischen Regulierungsökonomen der 70er Jahre, faßte die herrschende Meinung der Ökonomen erst kürzlich wie folgt zusammen: "The best way, by far, to ensure efficient conservation is to price energy correctly. In circumstances where private costs fall short of total social costs, the best remedy, by far, is a tax." Kahn (Least-Cost Planning), 1991, S.18. Vgl. mit ähnlicher Argumentation Costello (Unsell Electricity), 1988, S.136. Einen Überblick über die Grenzkostenpreisdiskussion geben Cicchetti/Gillen (Marginal Cost), 1977; zur Diskussion über den Erfolg zeitvariabler Tarife vgl. Aigner (Residential TOU), 1985 sowie Aigner/Hirschberg (Commercial/Industrial TOU), 1985. Zur aktuellen Diskussion mit weiteren Nachweisen vgl. Friedman (Pricing), 1990.

[332] Vgl. z.B. Faruqui/Malko (TOU-Rates), 1981; Johnston (Loadmanagement), 1983, S.123; für die Bundesrepublik vgl. Horn/Rammner/Scholz (Tarifgestaltung), 1978. "Wir Tarifleute müssen wohl zur Kenntnis nehmen, daß der Strompreis für die überwältigende Mehrheit unserer Klienten im Prinzip völlig uninteressant ist." lautete erst kürzlich das resignierende Fazit des RWE-Tarifexperten Meier. Vgl. ZfK, Heft 10, 1992, S.7.

größtenteils entzogen.

b) Systematische "Fehler" der Verbraucher

In diese Kategorie fallen jene von Strompreishöhe und -struktur relativ unabhängigen institutionellen und organisatorischen Hemmnisse, die analytisch nachvollziehbar und dementsprechend auch adressierbar sind. Die wichtigsten dieser Hemmnisse werden im folgenden diskutiert.

3.1.3.2.1 Disparität der Wirtschaftlichkeitskalküle

Der Hauptgrund für das systematische "Fehlverhalten" der Verbraucher bei der Bestimmung ihres ökonomischen Optimums der Stromnutzung liegt in der von ihnen explizit oder implizit zugrundegelegten Diskontrate für die Bewertung von Einsparinvestitionen. Die Höhe dieser Diskontrate unterscheidet sich gravierend von der der Strombereitstellungsseite: Während EVU bei ihren Investitionen mit Kapitalrückflußzeiten von 15 Jahren und mehr rechnen können, weil ihnen die Aufsichtsbehörden diesen Freiraum als Grundlage einer ökonomisch vernünftigen Langfristplanung einräumen, legen die Verbraucher an ihre Investitionen - häufig implizit[333] - erheblich kurzfristigere Maßstäbe an.

Diese intersektorale Disparität der Wirtschaftlichkeitskalküle ("payback gap"[334]) läßt sich am anschaulichsten durch den gemeinsamen Nenner der Verzinsungsansprüche der unterschiedlichen Akteure verdeutlichen: Verzinsungsansprüche (bzw. implizite Diskontraten oder interne Zinsfüße) lassen sich aus der betriebsüblichen Lebensdauer von Anlagen/Geräten und der vom Verbraucher geforderten Kapitalrückflußzeit für das von ihm investierte Kapital mit Hilfe folgender, aus dem Kapitalwertkriterium abgeleiteten Formel iterativ errechnen:[335]

$$T = \frac{(1+i)^n - 1}{i*(1+i)^{n-1/2}} \qquad <4>$$

mit

T	subjektiv geforderte Kapitalrückflußzeit
i	implizite Diskontrate (interner Zinsfuß)
n	betriebsübliche Lebensdauer der Investition

Dieser Formel liegt die Annahme zugrunde, daß die Zahlungsströme als *Lump Sum*-Zahlungen in der Jahresmitte verbucht werden.[336] Unterstellt man, daß keine Inflation herrscht und daß die Einzahlungsströme gleichmäßig über die Lebensdauer der Investition verteilt sind, errechnen sich

---

[333] Im allgemeinen ist davon auszugehen, daß v.a. Haushaltskunden ihren Anschaffungen überhaupt keine oder stark vereinfachte Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde legen. Daher läßt sich der zugrundegelegte Wirtschaftlichkeitsmaßstab nur implizit herleiten.

[334] Dieser Begriff geht zurück auf Cavanagh (Least-Cost Planning), 1986, S.319.

[335] Zur Ableitung dieser Formel vgl. Elser (Least-Cost Planning), 1991, S.104.

[336] Vgl. Plunkett (Memorandum), 1989.

folgende, in der Tabelle 3.2 zusammengefaßte implizite Diskontraten:

Tab.3.2: Implizite Diskontraten in Abhängigkeit von Kapitalrückflußzeit und Lebensdauer

	betriebsübliche Lebensdauer in Jahren						
Kapitalrückfluß-zeit in Jahren	3	5	7	10	15	20	25
1	146,5	159,8	161,5	161,8	161,8	161,8	161,8
1,5	68,4	87,3	91,2	92,3	92,5	92,5	92,5
2	33,5	55,5	61,3	63,5	64,0	64,0	64,0
2,5	13,3	37,2	44,4	47,6	48,6	48,8	48,8
3	0,0	25,1	33,4	37,5	39,0	39,3	39,3
5	0,0	0,0	10,7	17,2	20,7	21,6	21,9
7	0,0	0,0	0,0	7,9	12,6	14,2	14,8
8	0,0	0,0	0,0	2,2	7,8	9,9	10,8
10	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	8,3	9,3
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	4,6
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9

Quelle: Krause/Eto (Handbook), 1988, S.II-11, Tabelle II-2.

Investitionen, deren Kapitalrückflußzeit mit der Lebensdauer übereinstimmt, haben demnach bei fehlender Inflation und einem gleichmäßigen Zahlungsstrom einen internen Zinsfuß von 0%, d.h. die Höhe der Investition entspricht der Summe der Einzahlungen über die Lebensdauer.

Ein Haushalt jedoch, der die Mehrkosten für einen effizienten Kühlschrank (betriebsübliche Lebensdauer: 15 Jahre) innerhalb von zwei Jahren durch seine gesunkene Stromrechnung kompensiert haben will, fordert damit bei gleichen Annahmen (implizit) eine Verzinsung seiner Investition in Höhe von 64%. Ein EVU, daß sein Kraftwerk mit einer Lebensdauer von 25 Jahren in 20 Jahren "bezahlt" haben will, fordert auf diese Weise lediglich eine interne Verzinsung von 1,9%.

Empirisch wurden die impliziten Diskontraten der Verbraucher häufig über Logit-/Probit-Modelle ermittelt, bei denen Verbraucherbefragungen über Anlagen/Geräte zugrundegelegt wurden, welche sich vom Anschaffungspreis und den Betriebskosten her unterschieden.[337] Tabelle 3.3 gibt einen Überblick über die wichtigsten empirischen Ergebnisse dieser Untersuchungen.

[337] Vgl. dazu Newlon/Weitzel (Market Imperfections), 1991, mit einer guten Übersicht über die einzelnen Untersuchungen. Zur Schätzmethodik der impliziten Diskontraten vgl. EPRI (Discount Rates), 1988, S.2-3 bis 2-12.

Tab.3.3: Empirisch ermittelte implizite Diskontraten für Stromanwendungen in den USA

Stromanwendung	**impl.Diskontrate**	**Untersuchung**
Kühlschrank	45-300%	Gately (1980)
Kühlschrank	53%	McRae (1980)
Kühlschrank	61-108%	Cole/Fuller (1981)
Kühlschrank	34-58%	Meier/Whittier (1983)
Klimaanlage	5-89%	Hausman (1979)
Stromsubstitution		
Kochen	18-31%	Lin/Hirst/Cohn (1976)
Warmwasser	24%	Dubin (1982)
Warmwasser	67%	Goett/McFadden (1982)
Warmwasser	33%	Berkovec et al. (1983)
Kochen/Warmwasser	36%	Goett (1983)
Warmwasser	44%	Dubin (1986)

Quellen: Newlon/Weitzel (Market Imperfections), 1991, S.42 Tabelle 1; EPRI (Discount Rates), 1988, S.2-25[338].

Ähnliche Untersuchungen speziell im Industrie- und Gewerbebereich haben auch für Europa gezeigt, daß hier ebenfalls hohe implizite Diskontraten für Einsparinvestitionen zu unterstellen sind. Das bezieht sich insbesondere auf sogenannte Querschnittstechnologien wie Beleuchtung, Heizung, Warmwasser und Lüftung, die nicht mit der jeweiligen Produktionsanlage bzw. dem jeweiligen Produktionsverfahren verknüpft sind und deren Lebensdauer z.T. weit über der der Produktionsanlagen liegt. Das britische *Department of Energy* in London stellte beispielsweise 1982 in einer Umfrage fest, daß von 80 befragten Unternehmen 61 eine Kapitalrückflußzeit für Einsparinvestitionen - unabhängig von deren betriebsüblicher Lebensdauer - von weniger als 3 Jahren ansetzen.[339]

Von der beschriebenen intersektoralen Disparität ist zudem noch die intrasektorale zu unterscheiden, die bewirkt, daß z.B. Industriebetriebe höhere Verzinsungsansprüche an Einsparinvestitionen haben als an Investitionen in ihrem angestammten Geschäft.[340] Empirische Untersuchungen über diese Art der Disparität liegen bislang jedoch nicht vor.

Während der empirische Befund disparater Diskontraten in der Literatur weitgehend unstrittig ist, ist die Interpretation der Zahlen kontrovers. Von Kritikern des LCP-Konzepts werden folgende beiden Argumente vorgebracht, um die bestehende Diskrepanz als Ergebnis eines alles in allem funktionierenden Marktes zu rechtfertigen:[341]

a) Unterschiede in den (impliziten) Diskontraten spiegeln lediglich den Umstand wider, daß die Akteure

---

[338] Die entsprechenden Quellenangaben für die einzelnen Untersuchungen sind der angegebenen Literatur zu entnehmen.

[339] Vgl. DOE/Department of Energy (Conservation Investment), 1982.

[340] Auf diesen Unterschied weist zu Recht PROGNOS (Rationelle Energieverwendung), 1987, S.126f., hin.

[341] Vgl. Ruff (Fallacies), 1988; Joskow (Testimony), 1988; Herppich/Zuchtriegel/Schulz (Least-Cost Planning), 1989, S.163-168.

zum einen unterschiedliche Risikoeinschätzungen vornehmen, zum anderen unterschiedlich hohe "verdeckte" Kosten wie z.B. Informations- und Transaktionskosten haben. Die Diskontrate bündelt lediglich diese akteursspezifischen Risiko- und Kostenaspekte.

b) Diskontraten sind nur dann sinnvoll vergleichbar, wenn sie sich auf reale Investitionsalternativen beziehen. Einspar- und Erzeugungsinvestitionen im Strombereich seien häufig nicht als Alternativen aufzufassen.

Argument a) ist jedoch nur dann ein gewichtiger Einwand, wenn das akteurspezifische Risiko und die "verdeckten" Kosten unter keinen Umständen von einem anderen Akteur reduziert werden können. Gibt es jedoch Akteure, die dies zu leisten imstande sind, läßt sich die Diskrepanz in den Diskontraten zumindest verringern.[342] Beim LCP-Konzept wird davon ausgegangen, daß insbesondere EVU, aber auch private Unternehmen diese Akteure sein können (s. dazu Abschnitt 3.1.5.1).
Argument b) faßt die Bedenken zusammen, daß Aktivitäten auf der Nachfrageseite u.U. weniger verläßlich sind als der Bau von Kraftwerken und daß die Auswirkungen dieser Aktivitäten datenmäßig wenig abgesichert sein können und daher keine Revidierung der Angebotsplanung zulassen. Dieser Einwand ist insofern kein prinzipieller Einwand gegen die Vergleichbarkeit der Diskontraten, als er sich nur auf eventuelle Planbarkeits- und Umsetzungsprobleme nachfrageseitiger Aktivitäten bezieht. Daß er in der Praxis zunehmend stärker entkräftet werden kann, zeigen die Ausführungen in Abschnitt 3.2.

3.1.3.2.2 Weitere preisunabhängige Hemmnisse als (Teil-) Ursache der Disparität

Der Nachweis der bestehenden Effizienzlücke im Elektrizitätsbereich und der vorhandenen Disparität in den Wirtschaftlichkeitskalkülen der unterschiedlichen Akteure hat u.a. die systematische Suche nach den Gründen dafür wesentlich beschleunigt. Der Schwerpunkt lag dabei in der Identifizierung sektor- und verwendungsartenspezifischer, preisunabhängiger Hemmnisse.[343] Die folgende Tabelle 3.4 gibt einen Überblick über die wichtigsten dieser Hemmnisse und ihre systematische Einordnung.

Tab.3.4: Übersicht über Hemmnisse bei der Erschließung von Stromeinsparpotentialen

---

[342] Vgl. Lovins/Gilliam (Comments), 1986, S.12; Plunkett/Chernick (Revenue Losses), 1988, S.8.203. Dies ließe sich dann als (zumindest teilweise) Überwindung transaktionalen Marktversagens interpretieren (vgl. Kapitel 2.3.2).

[343] Vgl. z.B. Blumstein et al. (Barriers), 1980; Fisher/Rothkopf (Market Failure), 1989; Jochem/Gruber (Obstacles), 1990, jeweils m.w.N. In der Bundesrepublik hat die Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" in ihrem Studienpaket A.1.8. diese Hemmnisse sowohl für den Strom- als auch für den Wärmebereich umfassend untersucht und in einer Synopse zusammengestellt. Vgl. Enquête-Kommission (Dritter Bericht), 1990, S.385-392.

Verwendungsarten- und sektorübergreifende Hemmnisse
* fehlendes Einsparbewußtsein * Kenntnismängel * unzureichende Marktübersicht * Finanzierungsrestriktionen * Investitionsprioritäten * hohe Informationsbeschaffungs- und Transaktionskosten

Forts. Tab.3.4:

Verwendungsarten- und sektorspezifische Hemmnisse
Stromverbrauch Haushalt (stromspezifische Anwendungen)
* Nutzer-/Investorproblem
- Einbaugeräte in Mietwohnungen
- Gemeinschaftsgeräte
* finanzielle Gesichtspunkte
- Scheu vor dem technischen und finanziellen Risiko
- Scheu vor Kreditfinanzierung
Stromverbrauch Haushalte (Brennstoffwechsel-Potentiale)
* Nutzer-/Investorproblem
- elektrische Warmwasserbereitung im Mietwohnungsbau
- Elektroherde als Einbaugeräte
* hohe Transaktionskosten
- Umstellung Elektro- auf Gasherd
- Umstellung elektr. WW-Bereitung auf Gastherme
* Mangel an Fachinformationen
(z.B. Warmwasseranschluß Wasch- und Spülmaschine)
Stromverbrauch Gewerbe und Industrie
* finanzielle Gesichtspunkte
- Scheu vor dem technischen und finanziellen Risiko
- finanzielle Restriktionen
* Nutzer-/Investorproblem
- gewerblich genutzte Miet- und Leasing-Objekte

Quelle: Öko-Institut (Vorstudie Hannover), 1991, S.II-162f.

Einige der wesentlichen Hemmnisse:

- Gravierende Kenntnismängel bei den Anwendern

  In nahezu allen Bereichen sind gravierende Kenntnismängel sowohl in Bezug auf die neuesten Effizienztechnologien (Marktüberblick) als auch in Bezug auf deren Kosten, Beschaffung und Installierung auszumachen.

- Investitionsprioritäten

  Es zeigt sich immer wieder, daß unabhängig von der Wirtschaftlichkeit möglicher Einsparinvestitionen Investitionen im angestammten Geschäft - seien es Ersatz-, seien es Zusatzinvestitionen - höchste Priorität eingeräumt wird. Dies gilt sowohl für größere Industrie- als auch für mittelständische Gewerbebetriebe.

- Nutzer-/Investorproblem

  Dieses Hemmnis betrifft sowohl den Mietwohnungsbau als auch geleaste oder gemietete Objekte im Gewerbe- und Industriebereich. In diesen Fällen ist die natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht, nicht identisch mit der Person, die das Gebäude bzw. die Anlage besitzt. Dadurch besteht meist kein direkter Anreiz für Einsparinvestitionen, und der Anschaffungspreis der Geräte/Materialien wird der entscheidende Kaufparameter.

  In den USA sind rund 35%, in der Bundesrepublik rund 60% aller Wohnungen Mietwohnungen. Nach

einer Untersuchung werden in den Vereinigten Staaten 50% aller Haushaltsgeräte von Personen gekauft, die mit ihrer Benutzung nichts zu tun haben. Dazu gehören v.a. Mietervereinigungen und Wohnungsbaugesellschaften.[344]

Insgesamt haben die vorliegenden umfangreichen Hemmnisanalysen wichtige Hinweise geliefert, wie die bestehende Effizienzlücke geschlossen und die Disparität in den Wirtschaftlichkeitskalkülen verringert werden könnte. Es handelt sich meistens um systematische Hemmnisse, die keinesfalls zufällig und häufig vorhersehbar sind. Will man diese Hemmnisse ernsthaft überwinden, ist es mit einer Korrektur der Strompreise allein nicht getan,[345] wenngleich gilt:

> "...the more that market and institutional barriers are removed, the more that prices will govern demand-side investments, and the more important is that ...electricity prices appropriately reflect marginal costs."[346]

3.1.4 Makrotheoretische Fundierung von LCP

Aufbauend auf der mikrotheoretischen Ausgangsbetrachtung und den analysierten Markthemmnissen läßt sich das Konzept des Least-Cost Planning nun makrotheoretisch fundieren. Analytisch hilfreich und anschaulich ist dabei die Modellierung der Nachfrageseite durch Angebotskurven.

3.1.4.1 Die Angebotskurve der Einsparung

Informationen über die spezifischen Kosten der Einsparung (zur Berechnung s. Abschnitt 3.1.2.2) und den Umfang der technischen Einsparpotentiale lassen sich in Angebotskurven der Einsparung (*conservation supply curves*) zusammenfassen.[347] Dabei werden die nach spezifischen Kosten geordneten Einsparpotentiale in aufsteigender Folge in ein Mengen-Kosten-Diagramm eingetragen (Treppenkurve).
Insgesamt lassen sich 4 Kurvenkonzepte zu unterscheiden:[348]

a) Mikro-Angebotskurve für eine Verwendungsart (*micro, single end-use supply curve*)
   Ein Beispiel dafür ist die Erfassung aller Einsparmaßnahmen, die zu einer effizienteren Beleuchtung eines Gebäudes führen (z.B. Lampen, Reflektoren, Steuerungsmaßnahmen etc.).

---

[344] General Electric, einer der größten amerikanischen Hausgerätehersteller, verkauft rund 40% seiner größeren Geräte an Wohnungsbaugesellschaften. Vgl. Meier (Supply Curves), 1982, S.9.

[345] So auch der renommierte Mikroökonom Friedman: "In considering efficient energy use, it is quite plausible that prices are not enough". Friedman (Efficiency), 1986, S.106.

[346] Krause/Eto (Handbook), 1988, S.II-15.

[347] Zur Fundierung dieses bahnbrechenden, Einsparpotentiale als Ressourcen operationalisierendes Konzept vgl. die Dissertation von Meier (Supply Curves) 1982; Meier/Wright/Rosenfeld (Supplying Energy), 1983; Meier/Usibelli (Supply Curves), 1986, sowie in einer Weiterentwicklung Koomey/Rosenfeld/Gadgil (Screening Curves), 1990.

[348] Vgl. Meier (Supply Curves), 1982, S.18.

b) Mikro-Angebotskurve (*micro supply curve*)

Diese Angebotskurve faßt alle Maßnahmen der Energieeinsparung für eine abgegrenzte Einheit (z.B. ein Gebäude) zusammen.

c) Makro-Angebotskurve für eine Verwendungsart (*macro, single end-use supply curve*)

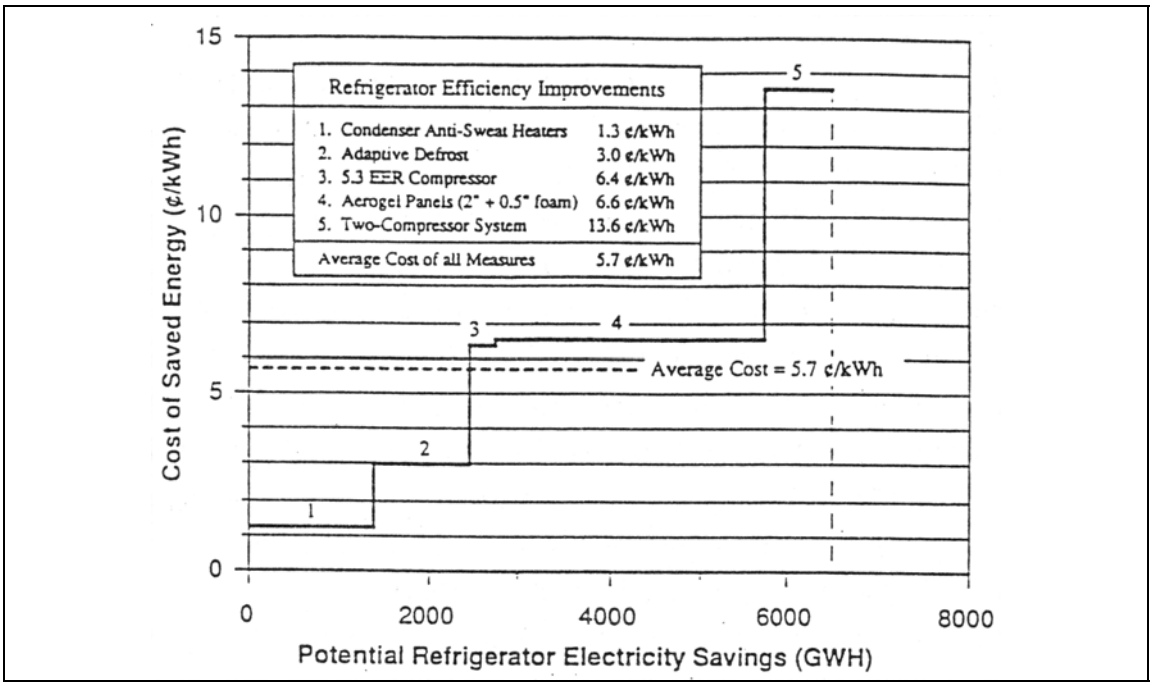
Hier werden die Möglichkeiten der Einsparung bei einer Verwendungsart über alle betrachteten Einheiten (z.B. Haushalte in einem Versorgungsgebiet, Industriebetriebe in einer Stadt etc.) aggregiert.

d) Makro-Angebotskurve ("grand supply curve")

Bei dieser Angebotskurve werden schließlich alle Verwendungsarten über alle Einheiten aggregiert.

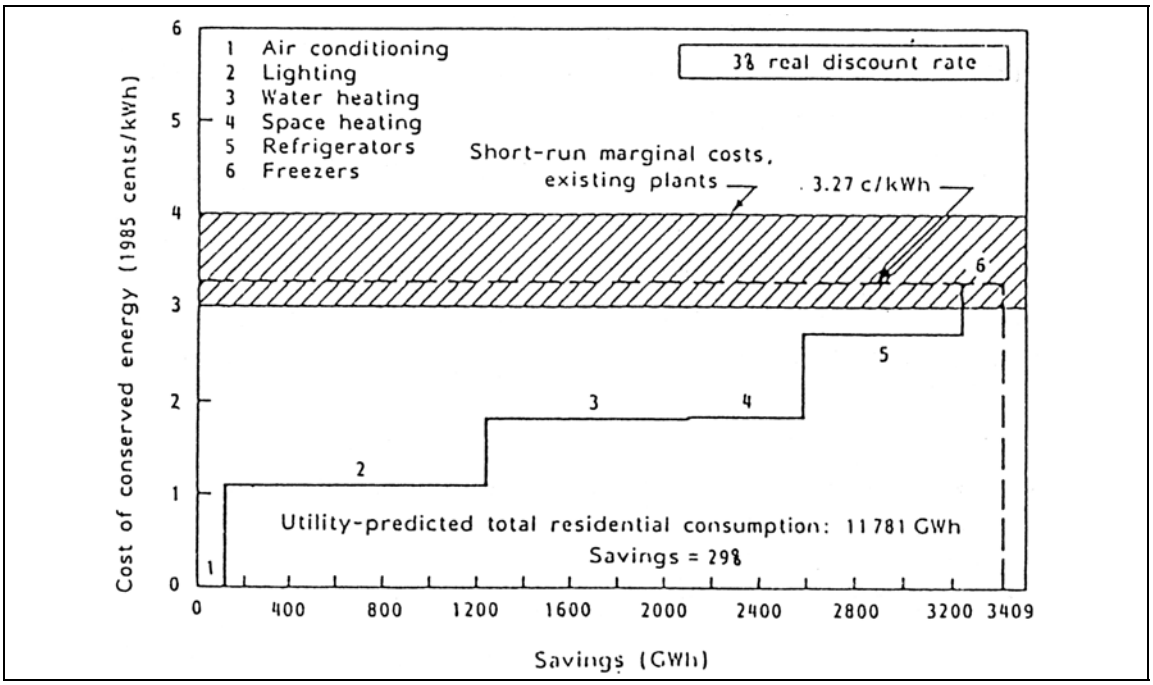
Abbildung 3.2 zeigt ein Beispiel für den Fall a), Abbildung 3.3 für den Fall d). Beide Abbildungen folgen dem gleichen Schema: Das auf der Abszisse abgetragene Einsparpotential in Gigawattstunden (GWh) hängt jeweils von der Höhe der spezifischen Einsparkosten an, deren Skala auf der Ordinate zu finden ist. In der Abbildung 3.2 beispielsweise bedeutet die erste Treppenstufe der Angebotskurve, daß sich in Kalifornien ca. 1.500 GWh Elektrizität durch den Einbau von "Condenser Anti-Sweat Heaters"-Systemen in Kühlschränke einsparen lassen, deren finanzmathematische Durchschnittskosten über die Lebensdauer der Systeme 1,3 cents/kWh betragen. In Abbildung 3.3 wird auf der zweiten Treppenstufe davon ausgegangen, daß sich in Michigan rund 1.100 GWh Elektrizität durch verbesserte Beleuchtungssysteme zu spezifischen Kosten von rund 1 cents/kWh einsparen lassen.

Abb.3.2: Mikro-Angebotskurve der Einsparung für Efffizienzverbesserungen an Kühlschränken in Kalifornien



Quelle: CEC (Effiency Report), 1990, Appendix C, S.11.

Abb.3.3: Makro-Angebotskurve der Einsparung ("Grand Supply Curve") für den Haushaltsbereich im Bundesstaat Michigan



Quelle: Koomey/Rosenfeld/Gadgil (Screening Curves), 1990, S.776.

Angebotskurven der Einsparung sind statisch angelegte Hilfsmittel zur Durchführung von Wirtschaftlichkeitsvergleichen mit Bereitstellungsangeboten; sie berücksichtigen genauso wenig wie diese den technischen Fortschritt.

Makro-Angebotskurven der Einsparung lassen sich für einzelne Verbrauchssektoren, Versorgungsgebiete oder auch für ganze Volkswirtschaften im Prinzip aus drei Datensätzen gewinnen: Grunddaten über heutige Geräte und Technologien (Preise, spezifische Verbräuche, Marktsättigung), Daten über den Umfang der Einsparung durch effiziente Geräte und Technologien gegenüber dem Bestand und dem derzeitigen Marktdurchschnitt, Daten über die spezifischen Umsetzungskosten der Einsparmaßnahme (incl. Programmkosten). Insbesondere der letzte Datensatz muß häufig pragmatisch abgeschätzt werden, da entsprechende Erfahrungswerte fehlen.

Erschwert wird die Ableitung der Makro-Angebotskurve dadurch, daß sie sich nicht durch einfaches Aufsummieren aller Mikro-Angebotskurven ergibt. Vielmehr müssen bei ihrer Herleitung die vielfältigen Interaktionen und Überschneidungen zwischen den einzelnen Einsparmaßnahmen berücksichtigt werden.[349]

Die Angebotskurve der Einsparung erleichtert insgesamt gesehen die Identifizierung bedeutender Einsparpotentiale sowie das damit verbundene Marktversagen und stellt ein gemeinsames Spielfeld ("level playing field"[350]) gegenüber den Strombereitstellungsressourcen her.

3.1.4.2 Das Prinzip des Least-Cost Planning

Aus den obigen Vorüberlegungen kann nun die allgemeine Effizienzbedingung für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen in einer Volkswirtschaft analytisch und graphisch abgeleitet werden.

In Gleichung <1> des Abschnittes 3.1.2.2 war die Übereinstimmung von Einsparkosten (Grenzkosten der Technologie) und Strompreis als Voraussetzung für das ökonomische Optimum der Stromnutzung seitens des Verbrauchers postuliert worden. Im Marktgleichgewicht der Volkswirtschaft jedoch muß nach der Mikrotheorie der Preis den (langfristigen) Grenzkosten der Strombereitstellung entsprechen,[351] so daß gilt:

Grenzkosten der Einsparung=Grenzkosten der Bereitstellung = Preis	
$GK(T) = GK(B) = PE$	<5>

Hierbei handelt es sich um die elementare Effizienzbedingung für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen. Aus ihr läßt sich zweierlei ableiten:

1. Eine effiziente Form der Strombereitstellung (d.h. GK(B) = PE) ist nur eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für eine effiziente Energienutzung, für die auch GK(B) = GK(T) erfüllt sein

---

[349] Vgl. Meier (Supply Curves), 1982, S.23-30.

[350] Vgl. NWPPC/Northwest Power Planning Council (Conservation), 1988, S.1.

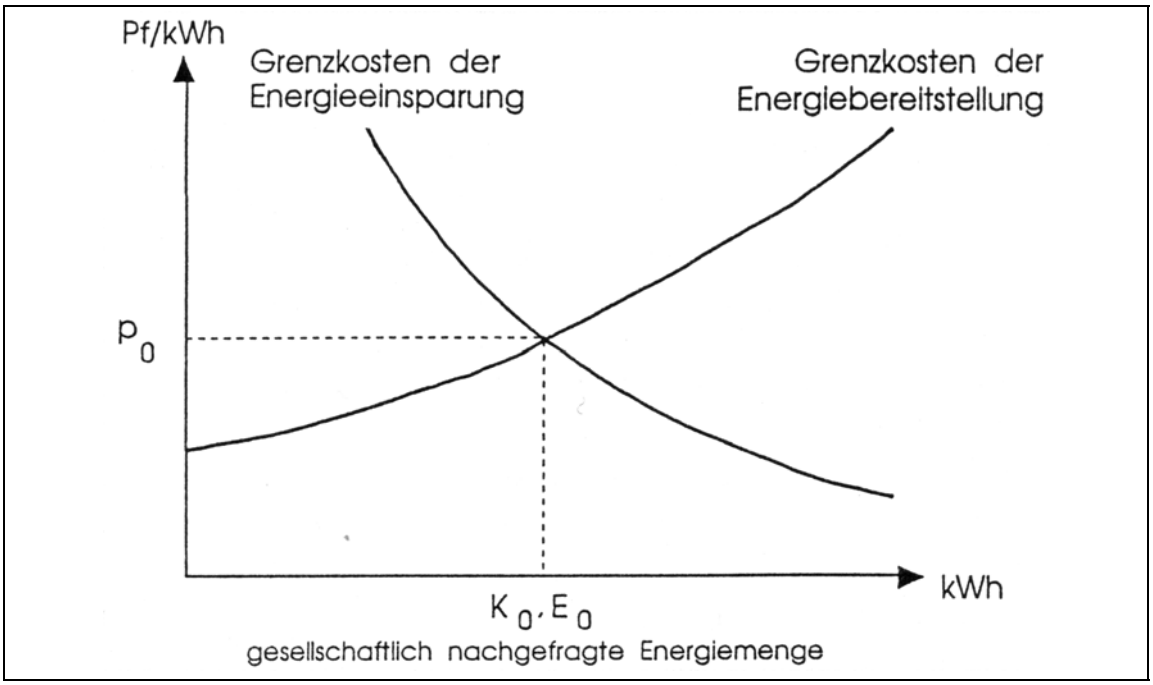
[351] Vgl. dazu Herppich/Zuchtriegel/Schulz (Least-Cost Planning), 1989, S.143-147.

muß. Dies hat weitreichende energiepolitische Konsequenzen: Eine lediglich optimale Stromerzeugung führt solange systematisch zu einer Fehlallokation von Kapital und zum Aufbau überflüssiger Kapazitäten, solange es unerschlossene billigere Einsparmöglichkeiten gibt.

2. Solange die Grenzkosten der Einsparung geringer sind als die Grenzkosten der Energieerzeugung, senken Einsparinvestitionen die Gesamtkosten der Bereitstellung von Energiedienstleistungen. Im Hinblick auf die Minimierung der Energierechnung für den Verbraucher, für eine Region oder für eine ganze Volkswirtschaft ist es demnach immer ökonomisch rationaler, in Einsparung zu investieren, solange die Einsparkosten (Grenzkosten der Technologie) geringer sind als die langfristigen Grenzkosten der Strombereitstellung.

Dieser Zusammenhang läßt sich graphisch auch dadurch veranschaulichen, daß die Grenzkostenkurven der Energiebereitstellung bzw. der Einsparung in ein Schaubild eingetragen werden. Das Prinzip von LCP liegt nun in dem Bestreben, den Schnittpunkt der beiden Grenzkostenkurven zu erreichen, d.h. diejenige Kombination aus Energiebereitstellung und Energieeinsparung zu realisieren, bei der die Grenzkosten zur Befriedigung des gesellschaftlichen Energiedienstleistungsbedarfs minimal sind.
Abbildung 3.4 zeigt dieses Prinzip des Least-Cost Planning auf einen Blick.

Abb.3.4: Das Prinzip des Least-Cost Planning



Die beiden Grenzkostenkurven lassen sich wie folgt interpretieren:

- Die zukünftigen Kosten der Energiebereitstellung können als finanzmathematische Durchschnittskosten eines an den Bedarf optimal angepaßten Kraftwerksparks (incl. Transport- und Verteilnetzkonfiguration) betrachtet werden. Jeder Punkt auf der Grenzkostenkurve soll daher die finanzmathematischen Durchschnittskosten[352] einer neuen, optimal dimensionierten Kraftwerks-[353] und Netzeinheit zur Bereitstellung einer zusätzlichen Einheit Energie widerspiegeln, wobei stets optimale Auslastung der Anlagen unterstellt wird. Eine solche Betrachtung abstrahiert von einzelnen, möglicherweise unterausgelasteten Kraftwerken, die das langfristig orientierte LCP-Kalkül zugunsten kurzfristiger Optimierungsbetrachtungen verzerren könnten. Der gewählte exponentielle Anstieg der Grenzkostenkurve läßt sich dadurch rechtfertigen, daß sich im Zuge der Klimadiskussion die Wirkungsgrade der Energiebereitstellung in Zukunft vermutlich ständig steigern müssen und daher die technischen Mehrkosten exponentiell zunehmen werden. Für die Erläuterung des LCP-*Prinzips* ist der Kurvenanstieg jedoch irrelevant.

- Die zukünftigen Kosten der Energieeinsparung können als finanzmathematische Durchschnittskosten eines optimal zusammengestellten Einspar-Technologiemixes zur Befriedigung eines fest vorgebenen Energiedienstleistungsbedarfs betrachtet werden, wie es die Makro-Angebotskurve der Einsparung

---

[352] Zum Ansatz von Durchschnittskosten als (langfristige) Grenzkosten vgl. auch Thiemeyer (Ökonomie der öffentlichen Unternehmen), 1981, S.502.

[353] Die neue Kraftwerkseinheit läßt sich beispielsweise als gewichtetes Mittel eines neuen Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerks auffassen.

("Grand Supply Curve") widerspiegelt. Jeder Punkt auf der Grenzkostenkurve soll daher die finanzmathematischen Durchschnittskosten einer neuen Einspartechnologie (bzw. eines zusätzlichen Technologie-Mixes) darstellen, die sich optimal in den jeweiligen Einspar-Technologiemix einfügt und um etwaige Überschneidungen bereinigt wurde. Der exponentielle Anstieg der Grenzkostenkurve der Einsparung läßt sich mit exponentiell steigenden Kosten von Wirkungsgradverbesserungen bei Technologien begründen, ist aber keine Voraussetzung für LCP. Die Grenzkostenkurve der Einsparung ist von rechts nach links zu lesen, d.h. die Grenzkosten steigen mit derjenigen Energiemenge, die von der gesellschaftlich nachgefragten Energiemenge bei konstantem EDL-Niveau "weggespart" werden soll. Die Kurve schneidet nie die Ordinate, da es technisch unmöglich ist, die gesamte gesellschaftlich nachgefragten Energiemenge einzusparen. Sie kann u.U. die Abszisse schneiden, wenn ein Teil der gesellschaftlich nachgefragten Energiemenge zu negativen Kosten eingespart werden kann.

Im Schnittpunkt der beiden Grenzkostenkurven entsprechen die Grenzkosten der Bereitstellung den Grenzkosten der Einsparung (p_0); ein fest vorgebenenes EDL-Niveau wird durch die Kombination einer optimal angepaßten und ausgelasteten Bereitstellungs-Konfiguration (Kraftwerke und Netze) K_0 mit einem optimal zusammengestellten Einspar-Technologiemix E_0 befriedigt. Die externen Kosten der Energiebereitstellung und - soweit vorhanden - der Einsparung sind in der Abbildung nicht erfaßt. Sie würden die Grenzkostenkurve der Bereitstellung erheblich nach oben und den Schnittpunkt der beiden Kurven damit nach links verschieben, wodurch sich der Umfang des optimalen Einspar-Technologiemixes vergrößern würde.

3.1.5 Wettbewerbspolitische und institutionelle Fundierung

Wie die Analysen der Markthemmnisse aus Sicht der Verbraucher gezeigt haben, wird sich das gesellschaftliche Kostenminimum der Bereitstellung von Energiedienstleistungen nicht im "marktwirtschaftlichen Selbstlauf" einstellen. Die traditionelle elektrizitätswirtschaftliche Arbeitsteilung, wonach die EVU für die Versorgung mit dem "Zwischenprodukt" Strom und die Verbraucher für die optimale Wahl der Technologie zuständig sind, führt offenbar systematisch zu einer suboptimalen Ressourcenallokation zugunsten eines überhöhten Stromeinsatzes.

Traube/Ullrich gehen noch einen Schritt weiter und sprechen von einem "radikal gespaltenen Markt", auf dem die Entscheidung zwischen Versorgen und Einsparen de facto nicht auftrete.[354] Die Hauptgründe dafür sehen sie im unterschiedlichen Know How der Wirtschaftssubjekte, in ihrer divergierenden Interessenlage sowie in der ungleichen Machtverteilung zwischen den zahlenmäßig wenigen und schlagkräftig organisierten Monopolversorgern auf der einen Seite und der atomistisch zersplitterten und wenig organisierten Verbraucherschaft auf der anderen.

Nimmt man die empirische Tatsache einer suboptimalen Ressourcenallokation ernst, so ergibt sich daraus

---

[354] Vgl. Traube/Ullrich (Billiger Atomstrom), 1982, S.108-116.

ein ökonomischer Handlungsbedarf:

> "... the economy should be organized so that someone, somewhere compares the cost of saving kWh with the cost of producing kWh and saves the kWh whenever this is cheaper."[355]

Diese von *Ruff* formulierte allgemeine Aufgabenstellung wirft die Frage auf, von wem dieser Vergleich durchgeführt werden soll.

Ruff selber, einer der profiliertesten Kritiker des LCP-Konzeptes, sieht keinen grundsätzlichen Handlungsbedarf. Für ihn sollte weiterhin der Verbraucher - ausgestattet mit ausreichenden Informationen - den Abwägungsprozeß zwischen Energie und Umwandlungstechnologie durchführen, und der empirischen Tatsache einer systematischen Fehlallokation von Ressourcen begegnet er mit dem Hinweis auf "verdeckte Kosten" (s. dazu auch Abschnitt 3.1.3.2.1).[356]

LCP-Befürworter hingegen leiten einen Handlungsbedarf aus folgenden vier Hauptargumenten ab:[357]

1. Größenordnung der aktuellen Fehlallokation

   Die empirisch festgestellte Fehlallokation ist zu groß, als daß man sie mit einem Hinweis auf "verdeckte Kosten" der Verbraucherseite als unvermeidlich hinnehmen könnte (vgl. Abschnitt 3.1.3.1.).

2. Zeitlicher Problemdruck

   Die aus der Stromerzeugung und -verteilung resultierenden Umweltbeeinträchtigungen und Risiken verlangen zügige Strategien zu ihrer Eindämmung. Die Abwälzung der Verantwortung auf die Verbraucher erscheint angesichts des Problemumfangs fahrlässig.

3. Direkte öffentliche Verantwortung und Einwirkungsmöglichkeiten

   Die Strombereitstellung erfolgt in einem größtenteils vom Wettbewerb abgeschirmten Segment der Volkswirtschaft, für das der Staat eine direkte Verantwortung trägt (s. ausführlich Kapitel 4.2 und 5.2). Ein Spektrum an Einwirkungsmöglichkeiten erlaubt die rasche Formulierung neuer Aufgaben und Ziele, ohne umfassende strukturverändernde Reformen durchführen zu müssen.

4. Begrenzte politische Durchsetzbarkeit eines massiven Einsatzes globaler Instrumente

   Globale wirtschaftspolitische Instrumente wie z.B. Steuern, Standards, Fördermaßnahmen etc. als Alternative zu LCP reichen realistischerweise nicht aus, die festgestellte Fehlallokation der Ressourcen zu beseitigen, da ein notwendiger massiver Einsatz politisch kaum durchsetzbar

---

[355] Ruff (Fallacies), 1988, S.20.

[356] Ebenda, S.20 und S.24. Diese Argumentation in abgeschwächter Form vertreten auch Herppich/Zuchtriegel/Schulz (Least-Cost Planing), 1989, S.166 und S.169.

[357] Vgl. z.B.Cavanagh (Least-Cost Planning), 1986; Hennicke/Müller (Treibhauseffekt), 1990; Hirst/Goldman (Integrated Resource Planning), 1991; Krause (Least-Cost Planning), 1991.

erscheint.[358] Gleichwohl können sie LCP-Maßnahmen sinnvoll ergänzen.[359]

Für LCP-Befürworter stellt sich im Kern daher die wettbewerbspolitische Aufgabe, für einen aus Teilmärkten zusammengesetzten und bislang ausschließlich durch den Verbraucher (suboptimal) integrierten Energiedienstleistungsmarkt einen funktionsfähigen Substitutionswettbewerb zwischen Energie und Technologie herzustellen.[360] Die Verwendung des Begriffs "Funktionsfähigkeit" in der *Clark*'schen Tradition soll dabei zum Ausdruck bringen, daß ein vollkommener Substitutionswettbewerb zwischen Energie und Technologie nicht existiert und vor dem Hintergrund der analysierten Markthemmnisse auch niemals existieren kann.[361] Dazu führt *Hennicke* aus:

---

[358] Man denke nur daran, daß es in der Bundesrepublik trotz einer über zehnjährigen Diskussion noch immer keine Mindeststandards für den Stromverbrauch von Haushaltsgeräten gibt. Dennoch rät die Enquête-Kommission in ihren Empfehlungen, der Frage nachzugehen, inwieweit der massive Einsatz global wirkender Instrumente das Wirkungspotential und damit auch die Berechtigung von LCP merklich abschwächen würde. Vgl. Enquête-Kommission (Band 10: Handlungsmöglichkeiten), 1990, S.674. Es wird jedoch keine Aussage darüber gemacht, wie massiv dieser Einsatz sein müßte und ob er politisch für durchsetzbar gehalten wird.

[359] Häufig wird die Einführung bzw. Verschärfung von Technologiestandards als Alternative zu LCP diskutiert (vgl. z.B. Herppich (Neuere Entwicklungen), 1991, S.55). Dabei wird jedoch der komplementäre Charakter dieser beiden Instrumente außer acht gelassen:

- Während Verbrauchsstandards (z.B. für Haushaltsgeräte) oder auch freiwillige Absprachen zwischen Regierung und Geräteherstellern geeignet sind, eine obere Verbrauchsgrenze nach dem Stand der Technik festzulegen und damit besonders schlechte Geräte und Anlagen aus dem Markt zu nehmen, kann LCP einen wichtigen Beitrag zur Verbesserung des Standes der Technik und damit zur Dynamisierung von Standards leisten.
- Selbst bei vergleichsweise hohen Standards (deren politische Durchsetzung jedoch i.d.R. äußerst schwierig ist) könen EVU-Programme stets dazu beitragen, die Diffusion der marktbesten Geräte zu beschleunigen.
- Standards sind am erfolgversprechendsten bei Massenprodukten (z.B. Haushaltsgeräten) anwendbar, wo ihre Einhaltung ohne großen Aufwand überprüft werden kann. Schwieriger ist es bereits bei komplexeren Produkten/Prozessen, wo eine Kontrolle sehr aufwendig ist und daher häufig vernachlässigt wird. Gänzlich ungeeignet sind Standards für industrielle Fertigungsprozesse oder gewerblich genutzte Gebäude, wo die Möglichkeiten der Energieeinsparung nur über eine individuelle Bestandsaufnahme und Projektierung sondiert und erschlossen werden können.
- Standards beziehen sich in der Regel auf Neuinvestitionen. Eine energetische Sanierung des Bestandes läßt sich häufig nicht standardisieren und wäre somit ein gutes Aktionsfeld von LCP-Programmen.

Richtig ist jedoch, daß bei einer ehrgeizigen Festlegung von Geräte- und Anlagenstandards der Spielraum für LCP-Programme reduziert werden könnte (s. vorherige Fußnote). Die Erfahrungen aus den USA, wo es im Unterschied zur Bundesrepublik Höchstverbrauchsstandards für Haushaltsgeräte gibt, zeigen aber, daß die politisch durchsetzbaren Standards genügend Spielraum für LCP-Programme bieten.

[360] Wenn hier von Substitutionswettbewerb zwischen Energie und Technologie gesprochen wird, umfaßt diese Formulierung auch immer den Substitutionswettbewerb zwischen Energie und Kapital bzw. Energie und Arbeit. Nach Meyer-Abich handelt es sich bei Energiedienstleistungen stets um "TEKA-Kombinationen", d.h. um Kombinationen von technischem Wissen, Energie, Kapital und Arbeit, wobei die Einsatzfaktoren in gewissen Grenzen untereinander substituierbar sind. Vgl. Meyer-Abich (Energieeinsparung), 1983, S.16-19.

[361] Vgl. Clark (Funktionsfähiger Wettbewerb), 1975, S.143; vgl. auch Schmidt (Wettbewerbspolitik), 1990, S.10f.

> "Ein intensiver Substitutionswettbewerb zwischen Elektrizität und Kapital (effiziente Stromnutzung) würde .. voraussetzen, daß vom Strompreis die - im Sinne der Wettbewerbstheorie - richtigen Signale an die Investoren stromeffizienter Techniken ausgehen und deren Marktstellung, Information, Liquidität und Kapitalausstattung denen von EltVU [Elektrizitätsversorgungsunternehmen, U.L.] vergleichbar sind. Keine dieser Bedingungen ist nur annähernd erfüllt."[362]

Will man den bestehenden unvollkommenen Substitutionswettbewerb intensivieren, bedarf es neuer Überlegungen und Ansätze. *Hennicke* faßt diese Aufgabenstellung mit der auf den ersten Blick kontradiktorischen Formel "Den Wettbewerb planen" zusammen.[363]
Um diese Aufgabenstellung zu operationalisieren, müssen folgende Fragen beantwortet werden:

a) Welche Akteure eignen sich für einen märkteübergreifenden Abwägungsprozeß im Sinne des LCP zwischen Strombereitstellung und -einsparung?

b) Welche Rahmenbedingungen sind für die Integration eines "Energiedienstleistungsmarktes" und damit für die Intensivierung des Substitutionswettbewerbs zwischen Energie und Technologie unter wettbewerbspolitischen Aspekten erforderlich?

Darüber hinaus soll der Frage nachgegangen werden, ob und auf welche Weise das Konzept des Least-Cost Planning geeignet ist, über die eindimensionale ökomische Zielsetzung theoretischer Allokationseffizienz hinaus weitere Wettbewerbs- und gesellschaftliche Ziele zu verfolgen, die für die Ökonomie als "offenes System" impliziter und expliziter Regelungen von Bedeutung sind.[364]

3.1.5.1 Die Akteure auf dem "Energiedienstleistungsmarkt"

Der "Energiedienstleistungsmarkt" für Strom-Dienstleistungen ist charakterisiert durch das Zusammenwirken unterschiedlicher Teilmärkte. Je nach Dienstleistung variiert die Anzahl der Teilmärkte: Während beispielsweise für die Dienstleistung "Kühlen" im Bereich der privaten Haushalte nur der Strom- und der Kühlgerätemarkt integriert werden müssen, können dies für die Dienstleistung "Klimatisierung" im Gewerbebereich neben der Strombereitstellung z.B. die Teilmärkte Klimaanlagen, Gebäudetechnik/Fenster, Finanzierung, Projektierung und Installation/Abwicklung sein.
Auf diesen Teilmärkten agieren im Regelfall voneinander unabhängige Akteure: Strom wird von den EVU, unabhängigen Stromerzeugern etc. bereitgestellt, Hardware von Geräteherstellern und Händlern, Finanzierungsangebote von öffentlichen oder privaten Geldinstituten, Projektierungsangebote von entsprechenden Architektur- und Ingenieurbüros sowie Installation/Abwicklung vom örtlichen Handwerk. Beim Konzept des Least-Cost Planning wird davon ausgegangen, daß Energieversorgungsunternehmen insbesondere in ihrer Funktion als Stromverteiler besonders geeignete Akteure sind, diese

---

[362] Hennicke (Least-Cost Planning), 1989, S.119.

[363] Vgl. Hennicke (Wettbewerb planen), 1991.

[364] Zur Charakterisierung eines "offenen Systems" vgl. Steppacher (Institutionalismus), 1985, S.40ff.

unterschiedlichen Teilmärkte im Hinblick auf die Bereitstellung der gewünschten EDL zu integrieren und damit die Funktionsfähigkeit des "EDL-Marktes" im Sinne von LCP herzustellen.
Dafür sprechen u.a. folgende Gründe:[365]

- Kein anderer Marktteilnehmer hat einen so fortgeschrittenen Kenntnisstand über den EDL-Bedarf der Stromverbraucher wie das EVU. Außerdem ist das EVU der einzige Akteur, der eine kontinuierliche Kundenbeziehung aufweist und eine umfassende Infrastruktur dafür vorhält.

- EVU stehen i.d.R. die notwendigen finanziellen Mittel zur Verfügung, um die Infrastruktur für einen EDL-Markt aufzubauen (Schaffung von Datengrundlagen, Sammeln von Programmerfahrungen etc.)

- EVU als vom Wettbewerb abgeschirmte Unternehmen haben die Möglichkeit, mit längeren Kapitalrückflußzeiten zu operieren als im Wettbewerb stehende Unternehmen. Außerdem ist das Risiko von Fehlinvestitionen im Vergleich zu privaten Unternehmen begrenzt.

- EVU sind z.T. bereits heute, z.T. mittelfristig auf Grund stagnierender oder schrumpfender Kilowattstunden-Märkte dazu gezwungen, ihre Geschäftspolitik zu diversifizieren. Im Gegensatz zu Investitionen in völlig neue Märkte (z.B. Abfallsektor, Mineralölbereich etc.) bietet ihnen der EDL-Markt im allgemeinen eine gute Möglichkeit, von den Kenntnissen und der Infrastruktur ihrer bisherigen Geschäftspolitik zu profitieren ("Economies of Scope").

- EVU müssen schon deshalb in den Einsparprozeß einbezogen werden, da sie ihn andernfalls durch eine absatzorientierte Geschäftspolitik (Tarifgestaltung, Sonderverträge, unzureichende oder interessensorientierte Beratung etc.) abbremsen oder sogar konterkarieren könnten.

- Die Kosten für Einsparprogramme im Strombereich sollten unter Verteilungsaspekten genauso behandelt werden wie die Kosten der Stromerzeugung. Das impliziert, daß sie auf die *Stromverbraucher* als Haupt-Nutznießer der Programme und nicht auf die Gesamtheit der *Steuerzahler* umzulegen sind.

EVU, die ihre Unternehmensaufgabe im Einklang mit dem LCP-Prinzip definieren, verändern ihren Unternehmenstypus und wandeln sich zu einem Energiedienstleistungsunternehmen (EDU), dessen Ziel in der volkswirtschaftlich effizienten sowie ökologisch und sozial verträglichen Befriedigung des Bedarfs an nachgefragten Energiedienstleistungen besteht.[366]
Die Integrationsaufgabe von EDU im Hinblick auf den EDL-Markt läßt sich idealtypisch auf zwei Arten formulieren:

---

[365] Vgl. dazu Krause/Eto (Handbook), 1988, S.II-16ff.

[366] Vgl. zur Charaktierisierung eines EDU die Pionierstudie des Öko-Instituts für die Bundesrepublik (Öko-Institut (EDU), 1990).

a) Indirekte Integration

Das EDU gibt den Endverbrauchern massive Hilfestellung in Form von Informations-, Beratungs-, Anreiz- und Unterstützungsprogrammen, damit diese von sich aus die volkswirtschaftlich "richtige" Entscheidung zwischen Energie- und Technologieeinsatz treffen können.

b) Direkte Integration

Das EDU bietet den Endverbrauchern selbst EDL als "Paketlösung" aus einer Hand an; d.h. das EDU tritt neben seiner Funktion als Stromverteiler beispielsweise auch als Geräteanbieter, Finanzier, Projektmanager und -abwickler sowie ausführender Installateur auf.

Als Zwischenform dieser beiden Integrationsarten ist die Vermittlung der einzelnen Teilanbieter und die unterstützende Koordinierung der entsprechenden Teilmärkte durch das EDU anzusehen.

Wettbewerbs- und ordnungspolitisch erschiene die direkte Integrationsart dann äußerst bedenklich, wenn das EDU seine Machtstellung auf den Technologie-,Finanzierungs-, Projektierungs- und Installationsmarkt ausdehnen könnte und insbesondere lokale Wettbewerber ausschalten würde ("EDL-Monopol"). Daher wäre allein schon aus Akzeptanzgründen eine indirekte und/oder eine koordinierende/vermittelnde Funktion des EDU auf den lokalen und regionalen Anbietermärkten in dem Sinne, daß das EDU Unteraufträge für die einzelnen Teilgebiete vergibt, der direkten Integration vorzuziehen.

Die Integrationsaufgabe der EDU hat jedoch in keiner der Varianten Monopolcharakter. Vielmehr ist eine Segmentierung des EDL-Marktes nach Kapitalrückflußzeiten als Marktergebnis vorstellbar, wie sie in Abbildung 3.5 dargestellt ist. Dabei handelt es sich jedoch um eine vereinfachte Darstellung, da die einzelnen Marktsegmente sicherlich nicht trennscharf voneinander abgrenzbar sind.

Abb.3.5: Marktsegmentierung des EDL-Marktes nach Kapitalrückflußzeiten als Marktergebnis

Akteure im jeweiligen Marktsegment	Privatunternehmen/ öffentliche Agenturen/EDU	öffentliche Agenturen/ EDU	EDU
erwartete Kapitalrückfluß-zeit <Jahre>	0 - 5	5 - 8	8 - 20
	Wettbewerbs-markt	öffentliche Absicherung/ Förderung	wettbewerb-licher Aus-nahmebereich

Private Unternehmen (Contracting-Unternehmen, Gerätehersteller, Baufirmen etc.) können auf dem EDL-Markt überall dort zum Zuge kommen, wo sich Einsparinvestitionen relativ schnell amortisieren und der EDL-Nachfrager selber nicht in der Lage oder nicht willens ist, diese Investitionen durchzuführen.

Öffentliche Agenturen (z.B. Energie-Agenturen[367]) können in einem größeren Marktsegment als private Unternehmen agieren, da ihnen i.d.R. längere Kapitalrückflußzeiten eingeräumt werden. Konkurrenzlos sind EDU auf dem EDL-Markt lediglich in dem Marktsegment, in dem sich Einsparinvestitionen nur langfristig amortisieren. Sämtliche Akteure sind im Prinzip in der Lage, die Informations-, Transaktions- und Technologiekosten, die mit der Durchführung von Einsparinvestitionen verbunden sind, für einzelne Kundengruppen erheblich zu senken ("Economies of Scale" bei Einsparinvestitionen).[368]

Ob sich eine Marktsegmentierung in der oben skizzierten Form in der Praxis ergibt, hängt wesentlich von der zukünftigen Einschätzung der Risiken ab, die Investoren in diesem noch unerschlossenen Markt einzugehen bereit sind. EDU kommt nach der Überzeugung vieler LCP-Anhänger dabei die Rolle eines Marktöffners und "Pionierunternehmers" zu, der insbesondere durch eine vermittelnde Integration der Teilmärkte die Grundlagen für einen EDL-Markt schaffen kann.

Ist der EDL-Markt erst einmal entwickelt, sind eine Reihe zusätzlicher Wettbewerbselemente vorstellbar, die den Substitutionswettbewerb zwischen Energie und Technologie intensivieren können. Dazu gehören z.B.

- Einspar-Transfers zwischen benachbarten EDU[369]
- integrierte Ausschreibungsverfahren für Angebots- und Einsparressourcen durch das EDU[370]
- Spot-, Zukunfts- und Optionsmärkte für Einsparressourcen[371].

Auf diese Ansätze soll im weiteren jedoch nicht eingegangen werden.

3.1.5.2 Die Rahmenbedingungen des EDL-Marktes

Sieht man die Möglichkeit, lange Kapitalrückflußzeiten auch für Einsparinvestitionen im Strombereich zu ermöglichen, als einen wichtigen Grundpfeiler des EDL-Marktes an, ist es notwendig, den wettbewerblichen Ausnahmebereich, der u.a. mit dem "natürlichen Monopol" der Stromverteilung begründet werden kann (vgl. Kapitel 2.3), aufrechtzuerhalten und das LCP-Konzept zur Genehmigungsgrundlage für die Preisfestlegung zu machen. Dem Verteiler-EVU als einem integrierenden Akteur auf dem EDL-Markt ("EDU") käme demnach die Aufgabe zu, auf den

---

[367] Einen Überblick über die bestehenden bundesdeutschen Energie-Agenturen gibt Meyer-Renschhausen (Organisations- und Finanzierungsformen), 1992, S.684.

[368] Vgl. Lovins/Gilliam (Comments), 1986, S.12. Zu ähnlichen Überlegungen für den Bau energieeffizienter Erzeugungsanlagen vgl. Meyer-Renschhausen (Organisations- und Finanzierungsformen), 1992, S.678-684.

[369] Dazu gibt es in den USA bereits ein konkretes Fallbeispiel. Vgl. Ebberts/Hanlon (Conservation Transfers), 1990.

[370] Seit 1987 hat es in den den USA bereits 10 solcher Ausschreibungsverfahren ("integrated bidding") gegeben. Vgl. Goldman/Busch (DSM Bidding), 1992.

[371] Vgl. Lovins (Progress Report), 1991, S.562.

wettbewerblich organisierten Teilmärkten der Stromerzeugung,[372] der Einspartechnologien, der Finanzierungsleistungen, der Projektierung sowie der Abwicklung/Installation etc. "einzukaufen" und die EDL kostenminimal zu kombinieren. Die Aufwendungen, die dem EDU für seine direkte, indirekte oder vermittelnde Integrationsleistung entstehen, sind Teil seines Unternehmensauftrages und damit bei der Preisgenehmigung zu berücksichtigen.[373]

Durch die Einbeziehung von Einsparleistungen in die Preisbildung im wettbewerblichen Ausnahmebereich der Stromverteilung können wettbewerbliche Probleme auftreten, die jedoch prinzipiell lösbar erscheinen:

- Marktbeherrschung des EDL-Marktes

  Eine Marktbeherrschung von Teilen des EDL-Marktes, die über die Beherrschung des Teilmarktes Stromverteilung hinausgeht, könnte sich auf lokaler und regionaler Ebene möglicherweise dann ergeben, wenn sich das Verteiler-EVU als EDU Tochterunternehmen auf den anderen Teilmärkten verschafft, die eine marktbeherrschende Stellung auf diesen Teilmärkten erlangen (z.B. im Bereich der Projektierung von Einsparinvestitionen und ihrer Abwicklung).[374] Besitzt das EDU bereits Tochterunternehmen auf den Teilmärkten oder beabsichtigt es, solche zu gründen, ist es die Aufgabe der Kartellbehörden, mißbräuchliches Verhalten gegenüber den Konkurrenten nach §22 Abs. 4 GWB festzustellen und zu unterbinden.

  Darüber hinaus könnte einer Marktbeherrschung des EDL-Marktes durch eine präventive bzw. nachträgliche Zusammenschlußkontrolle von EDU mit Unternehmen der Teilmärkte im Sinne des §24 GWB begegnet werden. Eine solche Kontrolle käme jedoch höchstens für einige der großen EVU in Frage, da die meisten denkbaren Zusammenschlüsse unter die Bagatellklauseln (§24 Ab2. 8 GWB) fallen. Zudem dürfte es für die Kartellbehörde schwierig sein, die entsprechenden Eingreifkriterien zu operationalisieren.

- Das Problem der "Selbstbedienung"

  Bezieht ein EDU Leistungen von Tochterunternehmen, die auf anderen Teilmärkten agieren, ist damit generell die Gefahr der "Selbstbedienung", d.h. des Zahlens überhöhter Preise, verbunden. Dies gilt nicht nur für den hier betrachteten EDL-Markt, sondern auch für die traditionelle Aufgabe der Strombereitstellung durch vertikal und konglomeral verflochtene EVU (vgl. dazu für die

---

[372] Auch wenn der Bereich der Stromerzeugung heute noch nicht wettbewerblich organisiert ist, spricht vieles dafür, daß er sich mittelfristig zu einem Wettbewerbsmarkt entwickeln wird. S. dazu auch Kapitel 2.7.4 und Kapitel 4.1.4.1.

[373] Zu den Abwägungskriterien, nach denen diese Aufwendungen genehmigt werden sollten, vgl. Abschnitt 3.1.6.1. Zu den entsprechenden Verfahren der Preisgenehmigung vgl. ausführlich Kapitel 6.2 und 7.3.

[374] Die Enquête-Kommission sieht hier bei Querverbundunternehmen eine besondere Problematik, die jedoch vom Autor allenfalls für regionale, nicht durch die Kommunalpolitik unmittelbar beeinflußbare Unternehmen nachvollzogen werden kann. Vgl. Enquête-Kommission (Handlungsmöglichkeiten: Band 10), 1990, S.675.

Bundesrepublik Kapitel 5.1.1).

Falls eine Entflechtung des EDU von diesen Tochterunternehmen freiwillig oder per Gesetz nicht in Frage kommt und auch eine Untersagung des Leistungsbezugs von Tochterunternehmen rechtlich nicht möglich ist, sind bei der Preisfestsetzung verschärfte Kostenkontrollen unabdingbar.

In Bezug auf die Anerkennungsfähigkeit der Kosten eines EDU würde dies beispielsweise bedeuten, daß Leistungen, die das EDU zur Bereitstellung von EDL beim Kunden von seinen Tochterunternehmen bezieht (z.B. Installationsleistungen), einer besonders sorgfältigen, an Marktpreisen orientierten Kostenüberprüfung durch die Strompreisaufsicht unterliegen müßten.

Wettbewerbspolitisch ist das LCP-Konzept damit durch drei Grundpfeiler beschrieben:

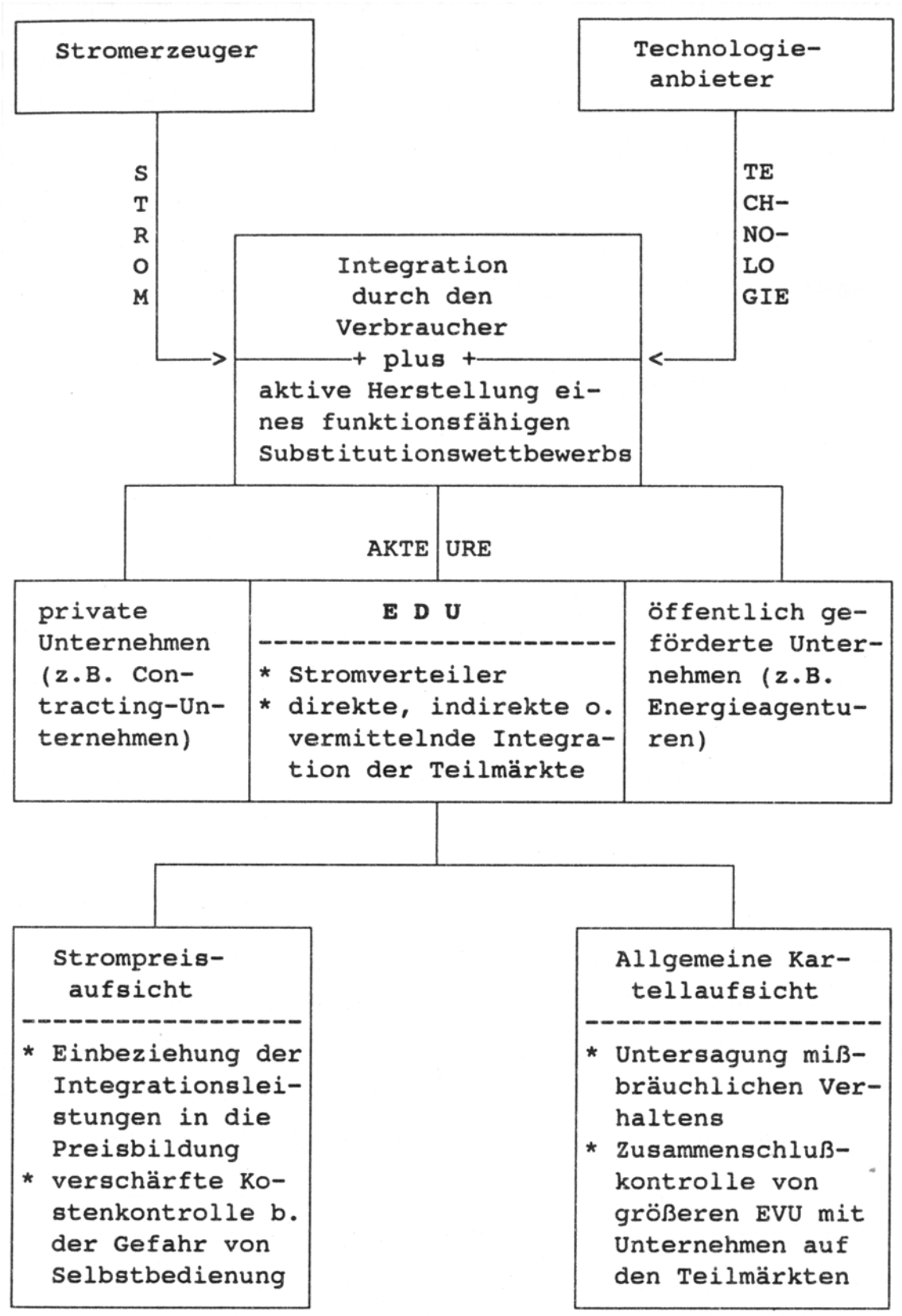
1. Der zumindest für eine längere Entwicklungsphase wichtigste integrierende Akteur auf dem EDL-Markt ist das EDU als Stromverteilungsunternehmen.

2. Der wettbewerbliche Ausnahmebereich der Stromverteilung bleibt bestehen und ermöglicht die Einbeziehung von Integrationsleistungen in die Preisbildung, deren Kosten beim Verdacht der "Selbstbedienung" von der Preisbehörde besonders sorgfältig zu überprüfen sind.

3. Einer möglichen Marktbeherrschung des EDL-Marktes ist mittels Untersagung mißbräuchlichen Verhaltens durch die Kartellbehörden sowie möglicherweise durch eine Zusammenschlußkontrolle entgegenzuwirken.

Abbildung 3.6 faßt die wettbewerbspolitische und institutionelle Fundierung des LCP-Konzepts zusammen.

Abb.3.6: Wettbewerbspolitische und institutionelle Fundierung des LCP-Konzepts



Die Frage, ob das EDU ein privates oder ein öffentliches Unternehmen sein sollte, ist für die enge Aufgabenstellung, einen funktionsfähigen Wettbewerb zwischen Energie und Technologie zu ermöglichen, irrelevant. Beide Unternehmenstypen sind unter den entsprechenden Rahmenbedingungen dafür geeignet.

Unberührt von dieser Frage bleibt auch die Festlegung, die Bereitstellung von EDL als "öffentliche Aufgabe" zu definieren[375] und es den öffentlichen Entscheidungsträgern zu überlassen, wen sie mit dieser Aufgabe betrauen wollen. Die Frage, ob sich öffentliche Unternehmen nicht grundsätzlich eher für die Durchführung öffentlicher Aufgaben eignen, soll im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht behandelt werden.

Soll das EDU eine Integrationsfunktion für den EDL-Markt übernehmen, ergeben sich eine Reihe von Anreizproblemen, die heutige EVU daran hindern, sich aus eigenem Interesse heraus zum EDU zu wandeln. Die Kapitel 6.1 und 7.2.2 greifen dieses fundamentale Problem auf und entwickeln entsprechende Lösungsmöglichkeiten.

3.1.5.3 LCP als Prozeß und Multikriterienkonzept

Man würde das Potential des LCP-Konzeptes und seine ökonomischen und gesellschaftlichen Konsequenzen völlig verkennen, wenn man es als "ökonomistisches" Konzept einer reinen Allokationsverbesserung volkswirtschaftlicher Ressourcen im wohlfahrtsökonomischen Sinne definierte.

Den tatsächlichen Charakter von LCP spiegelt folgende gebräuchliche Definition wider, die von der Regulierungsbehörde in *Wisconsin* formuliert wurde. Danach ist LCP

> "a process in which all reasonable options for both supply and demand are assessed against an array of cost and benefit considerations which are defined as broadly as possible".[376]

Dieser "Prozeß" wird von *Krause* als politisch-institutioneller Lernprozeß charakterisiert, der eine sukzessive Verbesserung der Planungsgrundlagen und Rahmenbedingungen sowie ein besseres Verständnis für die Interessen der an diesem Prozeß Beteiligten ermöglicht.[377] Least-Cost Planning ist nach diesem Verständnis die Endstufe eines "Least-Cost Doing", bei dem die theoretischen Überlegungen des Konzepts in praktische Handlungsanleitungen übersetzt, operationalisiert, sukzessive umgesetzt und verbessert werden. Planung in Form von Unternehmens- und regulatorischer Planung wird auf diese Weise zum "Entdeckungsverfahren",[378] dessen wichtigste Bestandteile "die drei C's" sind:

---

[375] Dies sieht beispielsweise die SPD in ihrem Entwurf für ein neues Energiewirtschaftsgesetz vor. Vgl. SPD (Energiegesetz), 1990, §1 Abs.1.

[376] Zitiert in Hobbie/McKellar (Integrated Planning), 1988, S.8.118.

[377] Vgl. Krause (Least-Cost Planning), 1991, S.25ff.

[378] Hennicke spricht hier von "Entdeckungs-Planung" und wendet sich damit sowohl inhaltlich als auch rhetorisch gegen die Monopolisierung dieses Begriffs durch marktradikale Vertreter Hayek'scher Prägung. Vgl. Hennicke (Energiedienstleistungen), 1991, S.3. S. auch Exkurs in Kapitel 2 zu "Regulierung als Entdeckungsverfahren".

communication, cooperation and consensus.[379]

LCP als Prozeß hat heute bereits den Elektrizitätssektor in den USA mehr verändert, als die zuweilen akademisch anmutende Diskussion über einen fiktiven Endzustand, in dem der Energiedienstleistungsmarkt "im Gleichgewicht" ist und alle EDU "perfekte" Least-Cost Pläne verfolgen, vermuten läßt. Konkrete Auswirkungen dieses Prozesses sind beispielsweise

- erhebliche Anstrengungen zur Verbesserung der Prognose zukünftiger Bedarfsentwicklungen/Einbeziehung von Unsicherheit in den Planungsprozeß
- verstärkte Forschung zur Effizienzverbesserung der Angebotstechnologien
- Verschärfung des Wettbewerbs durch günstigere Verträge beim Strombezug
- Neubewertung und -verteilung von Risiken der Unternehmensplanung.[380]

Grundlegend für den LCP-Prozeß ist die breite und umfassende Einbeziehung der Öffentlichkeit, ohne die eine solche Entdeckungsplanung der Gefahr ausgesetzt wäre, durch partikuläre Gruppeninteressen vereinnahmt zu werden. Die Tariffestsetzungen (*rate-cases*) für die EVU durch die Aufsichtsbehörden sind grundsätzlich öffentliche Verfahren (s. Kapitel 4.3). Die Anhörungen im Zuge der Tariffestsetzungen sind zu Foren geworden, in denen Versorgungs- und Einsparexperten, Umwelt-/Verbraucherschutzverbände und Interessenverbände der Großkunden, Regulierungskommissionen und unabhängige Stromerzeuger den LCP-Prozeß vorantreiben, indem sie ihre Argumente und Ideen einbringen. Ein Beispiel für ein kooperatives Forum wird in Kapitel 4.3.4 vorgestellt.

LCP ermöglicht die qualitative und quantitative Einbeziehung eines breiten Spektrums ("broad array") an Kosten-Nutzenüberlegungen, die weit über die betriebswirtschaftliche Ebene des EDU sowie über eine enge ökonomische Perspektive hinausgehen. Neben der Einbeziehung von Umweltkosten der Strombereitstellung (s. Abschnitt 3.3.3) sind dies vor allem:[381]

- die Erschöpfkarkeit von Ressourcen
- Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit von Ressourcen (z.B. bei Importabhängigkeit)
- relative Sicherheit von Anlagen
- lokale und regionale Kaufkraft-/Arbeitsmarkteffekte
- Akzeptanzaspekte.

Die Frage der Gewichtung dieser zusätzlichen Aspekte im Planungsprozeß des EVU wird durch LCP transparent und damit einem öffentlichen Diskurs zugänglich gemacht. Als Hilfsmittel dienen häufig Computersimulationsprogramme, die für unterschiedliche Ressourcenpläne die Kostenauswirkungen ermitteln ("Multikriterien-Analyse").[382] Die Ressourcenpläne können beispielsweise so zusammengestellt werden, daß sie jeweils eine Zielsetzung möglichst optimal erfüllen (Ökonomie-Plan,

---

[379] Vgl. Goldman/Hirst/Krause (Challenges), 1989, S.7.

[380] Vgl. Wellinghoff (Unsell), 1988.

[381] Vgl. dazu Goldman/Hirst/Krause (Challenges), 1989, S.16f.

[382] Vgl. Stanton (Multiple Objectives), 1988.

Ökologie-Plan, Beschäftigungsplan etc.). Bei einem Vergleich dieser Pläne lassen sich "robuste" Energieoptionen identifizieren, also solche, die gegenüber mehreren Zielen positive Beiträge erbringen.[383] Diese Art der Energieplanung erlaubt eine systematische Berücksichtigung von zusätzlichen Effekten unter der Maßgabe von Gewichten und expliziten Bewertungen der Entscheidungsträger.

Erst als Multikriterienansatz und als einer der breiten Öffentlichkeit zugänglicher Prozeß der "Entdeckungsplanung" wird das Effizienzkonzept des Least-Cost Planning den Anforderungen, die institutionalistische Ökonomen an die Tauglichkeit ökonomischer Instrumente stellen, gerecht.[384]

3.1.6 Konzeptionelle Fragestellungen bei der Umsetzung von LCP

Die Realisierung des analytisch abgeleiteten ökonomischen Optimums der Bereitstellung von EDL wirft eine Reihe von konzeptionellen und praktischen Umsetzungsfragen auf, von deren Beantwortung die Praktikabilität und Akzeptanz des LCP-Ansatzes abhängt. Die wichtigsten konzeptionellen Fragestellungen beziehen sich auf die Konkretisierung des Nutzens von Einsparinvestitionen, auf Nutzen-Kosten-Perspektiven incl. verteilungspolitischer Implikationen von LCP sowie auf die Weiterentwicklung der traditionellen EVU-Unternehmensplanung zu einer integrierten Ressourcenplanung.

3.1.6.1 Nutzen-Kosten-Perspektiven von Einsparinvestitionen

Der *Nutzen* von Einsparinvestitionen entspricht den beim EVU vermiedenen Kosten der Strombereitstellung (Erzeugung plus Verteilung).[385] Die konkrete Ermittlung der vermiedenen Kosten eines EVU durch Einsparung ist ein extrem komplizierter Prozeß, bei dem u.a. folgende Fragen beantwortet werden müssen:

- Können die Wirkungen von Einsparinvestitionen hinsichtlich der Arbeits- und Leistungseinsparung eindeutig identifiziert werden?
- Vermeiden Einsparinvestitionen nur kurzfristige Grenzkosten des EVU (Brennnstoff- und sonstige variable Kosten), oder vermeiden sie den Zubau von neuen Erzeugungs- und/oder Verteilungsanlagen?
- Können vermiedene Zubaukosten eindeutig einem Kraftwerkstyp (Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlastkraftwerk) zugeordnet werden?
- Können vermiedene variable Kosten eindeutig einem Kraftwerkstyp zugeordnet werden?
- Handelt es sich bereits um einen optimierten Kraftwerkspark bezüglich Kapazität und Struktur? Falls

---

[383] Vgl. dazu das Vorgehen des EVU Seattle City Light (SCL) im Nordwesten der USA (SCL (Corporate Plan), 1987).

[384] So auch Loube (Holding Company), 1989, S.631: "Therefore, least cost planning fits the mandates of institutional economics."

[385] "Externer" Nutzen von Einsparinvestitionen wie z.B. Entlastung der Umwelt soll hier zunächst vernachlässigt werden. Vgl. dazu Abschnitt 3.3.3.

nein, wie ist der Nutzen von Einsparinvestitionen vor dem Hintergrund zurückliegender Fehlentscheidungen zu bewerten?

Erschwert wird die Beantwortung dieser Fragen noch dadurch, daß ein Bündel von Einsparprogrammen in der Summe zusätzliche Wirkungen gegenüber der Betrachtung von Einzelprogrammen aufweist.

Ähnliche grundsätzliche Fragen stellen sich in den USA seit vielen Jahren auch bei der Festlegung der Einspeisevergütungen für *Qualifying Facilities* nach der PURPA-Gesetzgebung.[386] Knapp 15 Jahre nach Verabschiedung dieses Gesetzes gehen die meisten Bundesstaaten bei der Bestimmung der vermiedenen Kosten ("avoided costs") als Pflichtgröße für die Höhe der Vergütung allerdings immer noch sehr pragmatisch vor:[387]

- Mindestens 18 Bundesstaaten setzen als Hilfsgröße ("proxy") die durchschnittlichen Erzeugungskosten eines neuen Kraftwerkes an, wobei zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerk bzw. "dem nächsten zu bauenden" Kraftwerk unterschieden wird.

- Nur 7 Bundesstaaten benutzen komplexe Produktionskostenmodelle und Simulationsverfahren.[388]

- In vielen der übrigen Bundesstaaten gibt es entweder keinen einheitlichen Ansatz, oder es werden lediglich die vermiedenen Brennstoffkosten berücksichtigt.

In sechs Bundesstaaten werden die vermiedenen Kosten mittlerweile marktförmig durch Ausschreibungsverfahren für neue Kapazitäten ("Bidding") ermittelt.[389]

Obwohl allokationstheoretisch der Nutzen von Einsparinvestitionen durch die langfristig vermiedenen Systemgrenzkosten im Versorgungsgebiet des EVU bestimmt ist, ist auch hier eine pragmatische Veranschlagung der vermiedenen Kosten in einer Welt überdimensionierter Kraftwerksparks, unzureichender Informationen und verzögerter Anpassungsprozesse häufig unumgänglich. Als Beispiel für die Praxis mag der Ansatz des *Northwest Power Planning Councils* aus dem Jahr 1986 dienen, der die vermiedenen Kosten mit den spezifischen Kosten eines neuen Kohlekraftwerks plus einem Aufschlag von 10% ansetzte.[390]

Die *Kosten* eines konkreten EVU-Einsparprogramms (EK) (s. dazu dann Abschnitt 3.2.3.2) errechnen

---

[386] Vgl. dazu Johnson (Innovative Gesetzgebung), 1984, S.40ff; Parmesano (Avoided Cost), 1987; Schulz/Wilhelm (Stromwirtschaftliche Zusammenarbeit), 1988; s. auch Kapitel 4.1.3.1.

[387] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.731, Tabelle 156. Vgl. auch EUW, May 11, 1992, S.11.

[388] Zum Vorgehen in Kalifornien s. Abschnitt 3.1.6.2.

[389] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.731, Tabelle 156.

[390] Dieser Aufschlag sollte einerseits den eingesparten Transportverlusten, andererseits der umweltpolitischen Vorteilhaftigkeit von Einsparinvestitionen Rechnung tragen. Vgl. NWPPC (Power Plan), 1986, Vol.I., S.3-6.

sich aus volkswirtschaftlicher Sicht wie folgt:[391]

$$EK = \delta_{t=1}^{T} (PKE_t + TK_t)*(1 + i)^{-t} \qquad <6>$$

mit

PKE =	EVU-Programmkosten (Verwaltung, Marketing etc.)
TK =	zusätzliche Teilnehmerkosten (Hardware) excl. Mitnehmer
i =	(genehmigter) Kalkulationszinssatz des EVU
T =	Laufzeit des Programms

Sämtliche über die Laufzeit des Programms anfallenden EVU-Programm- und zusätzlichen Teilnehmerkosten sind aufzuaddieren und mit dem Kalkulationszinssatz des EVU abzudiskontieren. Die Anreizkosten des EVU (z.B. Prämien, Gutscheine) sind bei einer volkswirtschaftlichen Sichtweise nicht in den EVU-Programmkosten enthalten, da es sich bei ihnen lediglich um Transferzahlungen zwischen der Gruppe der Teilnehmer und der Nicht-Teilnehmer handelt.

Das volkswirtschaftliche Nutzen-Kosten-Verhältnis (*benefit-cost ratio*) des Einsparprogramms errechnet sich als Quotient von Einsparnutzen (EN) und Einsparkosten (EK), wobei EN definiert ist als

$$EN = \delta_{n=1}^{N} (EE_n*VEK_n + KE_n*VKK_n)*(1 + i)^{-n} \qquad <7>$$

mit

EE =	programminduzierte eingesparte Energie <kWh>
VEK =	vermiedene Arbeitskosten
KE=	programminduzierte eingesparte Kapazität <kW>
VKK =	vermiedene Leistungskosten
i =	(genehmigter) Kalkulationszinssatz des EVU
N =	Nutzungsdauer des Einspargerätes/-utensil

[391] Vgl. dazu Krause/Eto (Handbook), 1988, S.III-13, die allerdings nicht ausdrücklich auf den Unterschied zwischen EVU-Programmkosten und Anreizkosten hinweisen.

Ist das Nutzen-Kosten-Verhältnis größer als 1, ist das Einsparprogramm volkswirtschaftlich gesehen kosteneffektiv (*Total Resource Cost Test/TRC*).[392]

Das Kriterium der "Kosteneffektivität" ist der Schlüssel zur Beurteilung von Einsparinvestitionen. Der TRC-Test dient in den USA in den meisten Bundesstaaten als primärer Vorauswahl-Test für kosteneffektive Einsparprogramme.[393] Wird er nicht bestanden, können die EVU die Programmkosten nicht an die Kunden weitergeben.

Aus einzelwirtschaftlicher Sicht (*Utility Cost Test*)[394] ergeben sich die Einsparkosten als Summe aus den (abdiskontierten) EVU-Programmkosten (PKE) und den Anreizkosten wie z.B. Prämien über die Laufzeit des Programms. Die zusätzlichen Teilnehmerkosten (TK) werden nicht berücksichtigt. Dieser Test muß in den meisten Staaten der USA ebenfalls bestanden werden, damit die Kosten von Einsparprogrammen anerkannt werden. Er ist zusätzlich zum TRC-Test sinnvoll, weil zum einen durch diesen Test die Höhe der Transferzahlungen begrenzt wird und weil zum anderen die Teilnehmerkosten häufig nur schwer ermittelbar sind.

Abbildung 3.7 gibt einen Überblick über die gängigen Nutzen-Kosten-Perspektiven von EVU-Einsparinvestitionen mit ihren jeweiligen Nutzen-/Kosten-Komponenten.

Abb.3.7: Nutzen-Kosten-Perspektiven von Einsparinvestitionen

ökonomische Perspektive	**Nicht-Teilnehmer**	**EVU**	**Volks-wirtschaft**
Nutzenkomponenten			
*vermiedene EVU-Kosten	X	X	X
*Ersparnis Teilnehmer			
*EVU-Anreizzahlung			
Kostenkomponenten			
*EVU-Programmkosten	X	X	X
*EVU-Anreizzahlung	X	X	
*direkte Teilnehmerkosten			X
*Ersparnis Teilnehmer	X		

Quelle: Krause/Eto (Handbook), 1988, S.III-2 (zzgl. eigener Aufschlüsselung der EVU-Kosten).

Bei der Finanzierung von Einsparmaßnahmen durch EVU ergeben sich verteilungspolitische

---

[392] Werden zusätzlich noch die vermiedenen externen Kosten berücksichtigt, spricht man vom "Societal Cost Test". Vgl. Krause/Eto (Handbook), 1988, S.III-12. Einen Überblick über gängige Nutzen-Kosten-Tests für Einsparinvestitionen und ihre Verwendung in der Praxis gibt Burkhart (Cost-Benefit Analysis), 1990; vgl. auch Woychik (Standard Practice Approach), 1987.

[393] Vgl. Chamberlin/Hanser (Regulatory Techniques), 1991, S.5; Hirst (Effects), 1991, S.2.

[394] Diese Sichtweise ist keinesfalls zu verwechseln mit der betriebswirtschaftlichen Sichtweise des EVU, die in Bezug auf die Bewertung von Einsparprogrammen nicht nur von Kostenelementen, sondern vor allem von der jeweiligen Regulierungspraxis abhängt. Vgl. dazu ausführlich Kapitel 6.2.

Implikationen:[395] Die Erschließung von kosteneffektiven Einsparpotentialen trägt zwar definitionsgemäß stets zur Steigerung der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt bei, führt aber bei den Nicht-Teilnehmern von Einsparprogrammen zu Mehrbelastungen, wenn das EVU die Kosten der Einsparprogramme (sowie den "entgangenen Deckungsbeitrag" für die fixen Kosten) in den Tarifen weitergibt (vgl. dazu Kapitel 6.2). Dieser Aspekt ist in den USA lange Zeit unter den Schlagworten "No-Loser Test" vs. "Total Resource Cost Test" ("verteilungsneutraler" Test vs. "volkswirtschaftlicher" Kostentest) heftig und kontrovers diskutiert worden.[396] Nach dem "No-Loser Test" dürfen Einsparprogramme nicht zu Preiserhöhungen führen, d.h. die Einsparkosten dürfen in ihrer Höhe die Differenz aus vermiedenen EVU-Kosten und entgangenen Deckungsbeiträgen nicht übersteigen. Die Zugrundelegung dieses Tests als Vorauswahltest für Einsparinvestitionen würde jedoch dazu führen, daß nur ein kleiner Bruchteil der nach dem TRC-Test kosteneffektiven Einsparprogramme durchgeführt werden dürfte.[397] Unter reinen Allokationsgesichtspunkten wäre dies eine suboptimale Strategie, da sie Verteilungsgesichtspunkte im Unterschied zur Bereitstellungsseite außerordentlich stark berücksichtigen würde.[398]

In den meisten Bundesstaaten wird der "No-Loser Test" daher nicht als primärer Vorauswahltest für Einsparinvestitionen verwendet, wenngleich Verteilungsgesichtspunkte nicht gänzlich außer acht bleiben. Diese Vorgehensweise geht konform mit dem Anspruch des LCP-Konzepts, in erster Linie eine *volkswirtschaftliche* Perspektive einzunehmen und diese Perspektive nicht durch EVU-zentrierte

---

[395] Dies gilt natürlich in ähnlicher Weise bei der Finanzierung von Maßnahmen auf der Angebotsseite, wo beispielsweise die Kosten eines neuen Kraftwerks, das für die Versorgung eines neu entstandenen Stadtteils benötigt wird, von allen Kunden getragen werden müssen.

[396] Vgl. Lovins (Gigabucks), 1984; Costello (Debate), 1986; Lovins/Gilliam (Comments), 1986; Plunkett (No-Losers Test), 1987; Ruff (Fallacies), 1988.

[397] Vgl. Lovins (Gigabucks), 1984, S.10, der von einem "hardly-any-winners"-Test spricht.

[398] In einer Untersuchung des Energiewirtschaftlichen Instituts/EWI wird in Anlehung an Ruff (Fallacies), 1988, der Versuch unternommen, den No-Loser Test als "Effizienztest" zu charakterisieren (vgl. Herppich/Zuchtriegel/Schulz (Least-Cost Planning), 1989, S.197-201). An Hand eines konstruierten Beispiels, bei dem Strompreis und EVU-Grenzkosten extrem weit auseinanderklaffen, wird suggeriert, daß die Höhe der Einsparkosten der Differenz zwischen EVU-Grenzkosten und Strompreis entsprechen sollte. Abgesehen davon, daß im neoklassischen Gleichgewichtsmodell, auf das sich das EWI im allgemeinen stützt, der Preis den Grenzkosten entsprechen muß und dann gar keine Einsparkosten mehr anfallen dürften, ist das Beispiel aus folgenden Gründen unbrauchbar: a) Es wird unterstellt, daß alle Kunden eine Rabattzahlung erhalten, nicht nur die Teilnehmer. b) Es wird weiterhin angenommen, daß die Rabattzahlung pauschal erfolgt und nicht mit dem Kauf eines konkreten Gerätes verbunden ist. Da Rabattprogramme im allgemeinen aber auf den Erwerb der effizientesten Geräte zielen, ist die Folgerung unrealistisch, daß der Rabatt beim Kunden den Kauf eines fiktiven teureren und ineffizienteren Gerätes induzieren könnte. c) Schließlich wird angenommen, daß dem Kunden selbst über den Rabatt hinaus keine zusätzlichen Kosten bei der Durchführung der Einsparmaßnahme entstehen und daß seine Diskontrate der des EVU entspricht. Nur dann würde er u.U. Einsparmaßnahmen durchführen, die aus volkswirtschaftlicher Sicht "zu teuer" sind. Wie gezeigt, ist insbesondere letztere Annahme unrealistisch. Zur Auseinandersetzung mit dem No-Loser Test vgl. auch Krause/Eto (Handbook), 1988, S.IV-5 bis IV-10; Plunkett/Chernick (Revenue Losses), 1988.

Optimierungsstrategien aufzugeben.[399] Viele Regulierungskommissionen achten jedoch darauf, daß Preiseffekte durch Einsparinvestitionen minimiert[400] und die EVU ein breites, auf alle Kundengruppen zugeschnittenes und allen zugängliches Programmangebot aufweisen. Von nahezu allen EVU werden zudem gezielte Programme durchgeführt, die sozial schwachen Gruppen die Teilnahme an Einsparprogrammen wesentlich erleichtern ("low-income-Programme").[401]

3.1.6.2 Methoden und Instrumente integrierter Ressourcenplanung

Die Integration von "Einsparressourcen" in die traditionelle Ressourcenplanung des EVU verlangt neue Planungsmethoden und -instrumente. Während bei der reinen Angebotsplanung Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Kosten von Kraftwerkstypen verglichen werden, sind bei der integrierten Planung zusätzlich noch sämtliche kosteneffektiven Einsparressourcen zu berücksichtigen. Im Rahmen dieser Arbeit sollen jedoch im folgenden nur einige wenige Elemente integrierter Unternehmensplanung herausgestellt werden, denen konzeptionell eine besondere Bedeutung zukommt.[402]

Ziel der integrierten Ressourcenplanung ist die Zusammenstellung eines Ressourcenportfolios, das die Befriedigung der prognostizierten EDL-Nachfrage im Versorgungsgebiet des EVU für einen abgegrenzten Planungszeitraum zu den niedrigsten Gesamtkosten ermöglicht. Ein solches Portfolio, auch Least-Cost-Ressourcenplan genannt, ist i.d.R. nur mit Hilfe von Computermodellen in einem iterativen Prozeß ermittelbar, bei dem nacheinander die einzelnen kosteneffektiven Angebots- und Nachfrageoptionen in das bestehende Versorgungssystem eingespeist und ihre Kosteneffektivität sowie ihr Einsatzzeitpunkt ("timing") im Systemzusammenhang ermittelt werden. Zur Illustration dieses komplizierten Verfahrens mag das kalifornische Modell integrierter Ressourcenplanung dienen.

Die kalifornischen EVU müssen alle zwei Jahre der Regulierungsbehörde einen Least-Cost-Ressourcenplan für einen Zeitraum von 12 Jahren vorlegen. Die Erstellung des Plans folgt dabei der Systematik der *Integrated Cost Effectiveness Method/ICEM*, die drei Schritte umfaßt:[403]

---

[399] Vgl. dazu mit deutlichen Aussagen NWPPC (Conservation), 1988; CPUC (89-12-057: General Rate Case PG&E), 1989, S.376; MDPU/Massachusetts Department of Public Utilities (DPU 89-194/195: Conservation), 1990, S.104-107.

[400] In Kalifornien beispielsweise wird zusätzlich zum TRC-Test und Utility Cost Test noch der sogenannte Rate Impact Measure Test (RIM) durchgeführt, der als Indikator für Tarifauswirkungen dient und bei der Bewertung von Einsparinvestitionen qualitativ berücksichtigt wird. Vgl. Woychik (Standard Practice Approach), 1987, S.16-20. Einen Vorschlag zur Integration dieser beiden Tests, der Rückwirkungen auf das konkrete Programm-Design hat, unterbreiten Berman/Logan (Cost-Effectiveness), 1990.

[401] Vgl. zur Vorteilhaftigkeit dieser Programme auch für EVU Colton (Low-income), 1991.

[402] Einen prägnanten Überblick über die einzelnen Planungsschritte einer integrierten Ressourcenplanung sowie über die Unterschiede zur herkömmlichen Angebotsplanung gibt EPRI (Least-Cost Planning), 1987, S.3-2 bis 3-15 und S.2-11. Die anschaulichste Fallstudie einer integrierten EVU-Ressourcenplanung ist auch heute noch SRC/Synergic Resources Corporation (Sierra Pacific Power), 1985. Elemente eines "guten" integrierten Ressourcenplans beschreibt Hirst (Integrated Resource Plan), 1990.

[403] Vgl. CPUC (90-03-060: BRPU Phase IA), 1990, S.11-13.

1. Schritt

   Fortschreibung des bestehenden EVU-Ressourcenplans ("Barebones Resource Plan") ohne Hinzunahme neuer Ressourcen. Bei Verletzung von Reserveanforderungen werden Gasturbinen als "Proxy" hinzugenommen. Zusammen mit einer Lastprognose und -simulation lassen sich auf diese Weise die jährlichen Produktionskosten des Kraftwerksparks ermitteln. Der *Barebones*-Plan dient als Ausgangspunkt für die weitere Analyse.

2. Schritt

   Ermittlung aller kosteneffektiven Ressourcen, die dem EVU im Betrachtungszeitraum potentiell zur Verfügung stehen. Kosteneffektiv ist eine Ressource grundsätzlich dann, wenn sie den *Total Resource Cost Test* und den *Utility Cost Test* besteht; zusätzlich ist zu ermitteln, zu welchem Zeitpunkt sie am günstigsten in den Ressourcenplan eingefügt werden kann ("first-year cost-effectiveness"). Die Ermittlung der kosteneffektiven Ressourcen erfolgt iterativ: Nach Einstellung der ersten kosteneffektiven Ressource in den Ressourcenplan wird auf dieser neuen Grundlage die zweite Ressource getestet usw., bis alle getestet sind.

3. Schritt

   Aufstellung des abschließenden Least-Cost Plans, der alle kosteneffektiven Ressourcen, die in den nächsten 12 Jahren dem bestehenden EVU-Ressourcenplan hinzugefügt werden könnten, enthält sowie ihren Einsatzzeitpunkt festlegt.

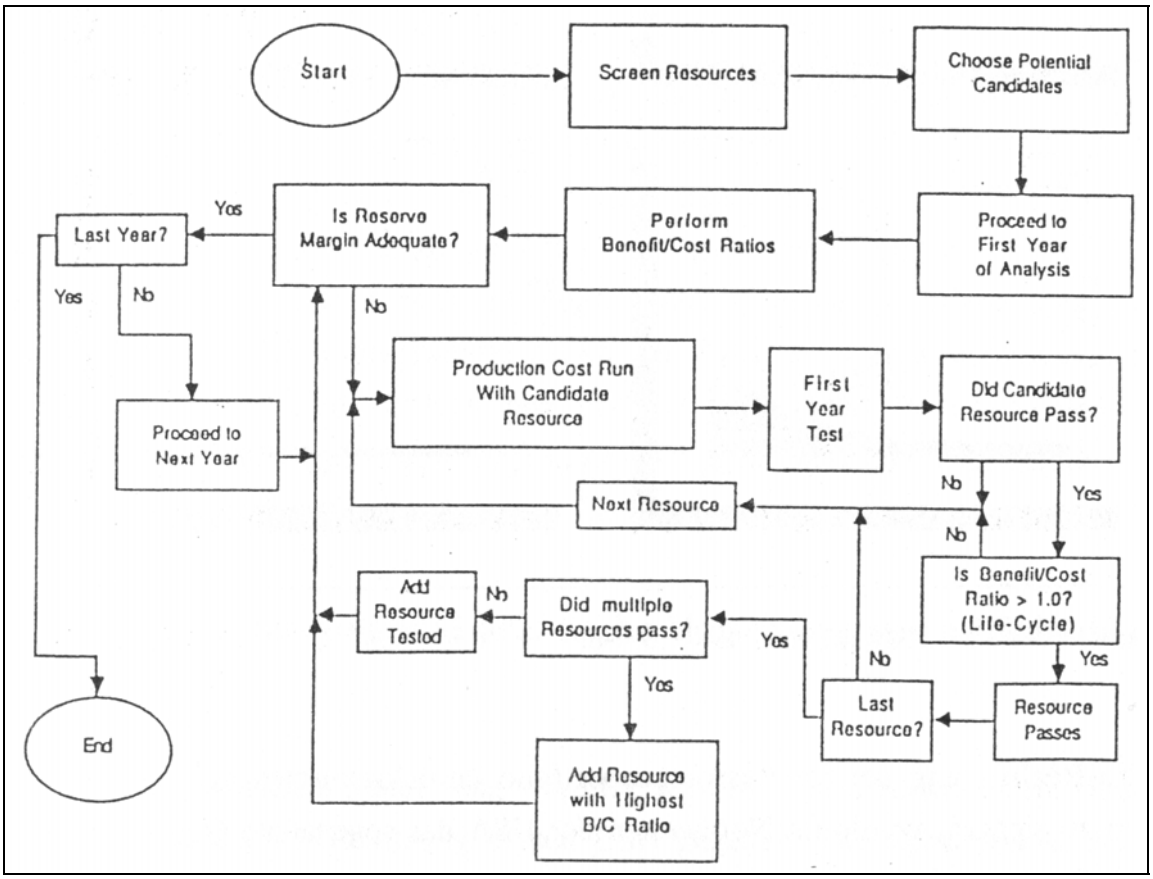
Neben der konkreten Bestimmung des zukünftigen Ressourcenmix liegen die wesentlichen Ziele der ICEM darin,

- die langfristigen Grenzkosten des EVU für alle Lastbereiche über einen Zeitraum von 12 Jahren zu bestimmen und auf diese Weise die vermiedenen Kosten zu aktualisieren, die das EVU sowohl als Einspeisevergütung für die QFs als auch als Obergrenze für die Höhe der eigenen Einsparkosten verwenden muß

- den maximalen Ressourcenblock zu identifizieren, der im Betrachtungszeitraum potentiell von den *qualifying facilities* bereitgestellt werden kann ("deferrable resources").

Abbildung 3.8 veranschaulicht die Komplexität eines anspruchvollen integrierten Planungsprozesses am Beispiel Kaliforniens. Er soll hier jedoch nur Illustrationszwecken dienen und inhaltlich nicht näher erläutert werden.

Abb.3.8: Integrierte Ressourcenplanung in Kalifornien

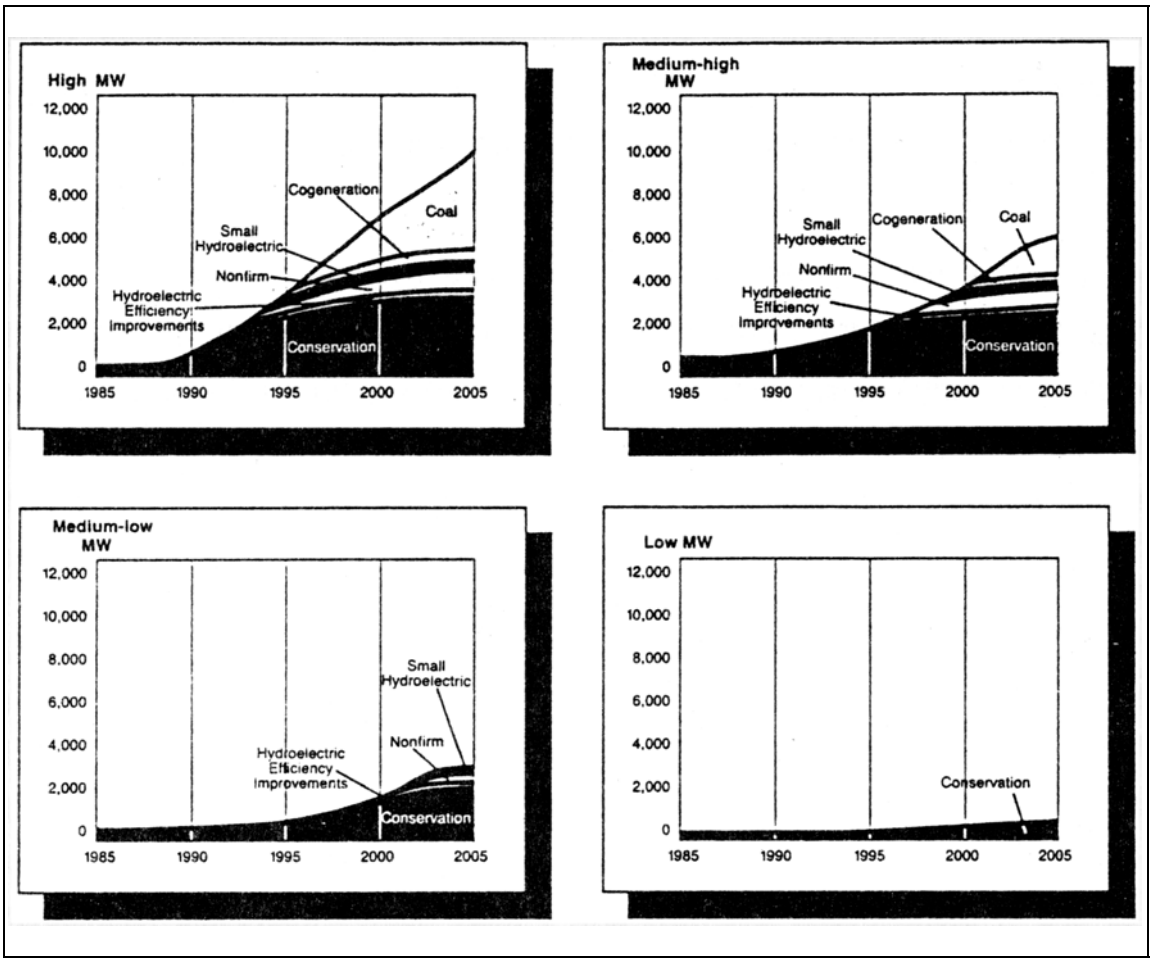


Quelle: CPUC (90-03-060: BRPU Phase IA), 1990, Anhang, Abbildung 2.

Der Unsicherheit bezüglich der weiteren Nachfrageentwicklung, der Entwicklung von Anlagen- und Brennstoffpreisen sowie der politischen Akzeptanz einzelner Ressourcen wird im allgemeinen durch mehrere Szenarien Rechnung getragen,[404] für die dann jeweils unterschiedliche Ressourcenportfolios zu ermitteln sind. Abbildung 3.9 zeigt am Beispiel des *Northwest Power Planning Councils* die 1986 ermittelten Portfolios für vier unterschiedliche Lastprognosen.

[404] Zur Charakterisierung von Szenarien vgl. NWPPC (Power Plan), 1986, Vol.I, S.4-6f.

Abb.3.9: Ressourcenportfolios des Northwest Power Planning Councils 1986



Quelle: NWPPC (Power Plan), 1986, S.8-8.

Um die Realisierung der im Ressourcenportfolio berücksichtigten zukünftigen Ressourcen zu sichern, wurde im Nordwesten der USA das sogenannte Optionenkonzept entwickelt. Dieses Konzept ist als eine Art Versicherungspolitik für EVU zu betrachten, bei der Prämien für die Bewältigung einer für das EVU ungünstigen Entwicklung gezahlt werden. Das Optionenkonzept besteht aus fünf Schritten:[405] Planung, Initiierung, Sicherung, Akquisition und Fertigstellung der jeweiligen Option. Bei der Sicherung einer Option, die aktuell nicht benötigt wird, schließt das EVU einen Vorvertrag mit dem jeweiligen Anbieter und betreut den weiteren Lizensierungs- und Standortgenehmigungsprozeß.

Der Vorteil des Optionenkonzepts liegt darin, daß mit relativ geringem finanziellen Einsatz eine Erhöhung der Planungs- und Versorgungssicherheit bei für das EVU ungünstigen Entwicklungen erreicht wird. Nachteilig ist die aufwendige und komplexe Vertragsgestaltung als Voraussetzung für seine Anwendung.

---

[405] Vgl. NWPPC (Power Plan), 1986, S.3-3.

Auf der Grundlage des Ressourcenportfolios wird schließlich ein Aktionsplan entwickelt.[406] Ziel dieses Plans ist es, die Aktivitäten zusammenzustellen, die zur Entwicklung der in den Plan aufgenommenen Ressourcen nötig sind. Zu diesen Aktivitäten gehören Pilot- und Demonstrationsprojekte, Datenbeschaffungsmaßnahmen und Untersuchungen zur Durchführbarkeit von Erschließungsmaßnahmen.

Die Entwicklung eines optimalen und verläßlichen Ressourcenportfolios ist das Ergebnis eines längeren Prozesses. In seinem Verlauf werden die Grundlagen und Instrumentarien der Planung teilweise erst geschaffen, dann sukzessive verbessert und verfeinert. Dazu zählt

- die Entwicklung von Umsetzungsprogrammen auf der Nachfrageseite
- die Schaffung und Verbesserung der Datengrundlagen
- die Optimierung und Abstimmung der Analyseinstrumentarien
- eine Anpassung des Prozesses an veränderte Rahmenbedingungen.

Gleichwohl lassen sich bereits zu Beginn des Prozesses effiziente Maßnahmen identifizieren sowie Pilotprogramme starten, die nicht auf einen ausgefeilten Ressourcenplan angewiesen sind. So legte z.B. der *Northwest Power Plan* von 1983 bereits eine Reihe von Einsparprogrammen fest, obwohl er im Vergleich zum heutigen Stand des LCP-Prozesses im Nordwesten der USA noch als rudimentär anzusehen war.[407]

3.2 Verankerung und praktische Umsetzung von LCP in den USA

Nach der ökonomischen Fundierung von LCP wird in diesem Abschnitt ein Überblick über seine praktische Umsetzung in den USA gegeben. Der Schwerpunkt der Darstellung liegt dabei auf konzeptionell neuen nachfrageseitigen Aktivitäten, wie sie in größerem Umfang erst seit 1988/89 durchgeführt werden.[408]

3.2.1 Verbreitung des LCP-Konzepts in den Bundesstaaten

Die letzte Untersuchung über die Verbreitung des LCP-Konzeptes in den USA (Stand: April 1992) ergab, daß 14 Bundesstaaten einen vollständigen Umsetzungsrahmen für LCP verabschiedet und implementiert haben.[409] Der Umsetzungsrahmen gilt im Sinne der Untersuchung als vollständig, wenn er folgende vier

---

[406] Ebenda, Kapitel 9; Schweitzer/Yourstone/Hirst (Key Issues), 1990, S.59-68.

[407] Vgl. NWPPC (Power Plan), 1983.

[408] Seit dem Jahr 1988 hat die Durchführung von EVU-Einsparprogrammen in den USA einen ungeheuren Aufschwung genommen, da sich seither die regulatorischen Rahmenbedingungen in vielen Bundesstaaten dramatisch verändert haben (s. Kapitel 6.2). Zugespitzt formuliert lassen sich sämtliche EVU-Einsparaktivitäten zwischen 1973 und 1988 den Kategorien "Marketing/Kundenbetreuung/Imagepflege" sowie "regulatorische Pflichtprogramme" zuordnen. Vgl. auch Clinton/Geller/Hirst (Conservation Programs), 1986, S.119f.

[409] Vgl. Mitchell (Survey), 1992, S.12.

Elemente enthält:[410]

a) Gesetzliche Basis

Den EVU wird die periodische Aufstellung eines langfristigen Ressourcenplanes im Sinne von LCP gesetzlich vorgeschrieben.

b) Öffentliche Überprüfung

Der Ressourcenplan muß von den zuständigen Regulierungsbehörden überprüft werden.

c) Ankoppelung an übrige Genehmigungsverfahren

Die Regulierungsbehörden müssen Strompreisgenehmigungen und die Genehmigung neuer Anlagen (Kraftwerke, Netze) mit der LCP-Planung koppeln.

d) Einzelwirtschaftlicher Kostenbegriff

Unter "Least-cost" soll die Minimierung der einzelwirtschaftlichen Kosten zur EDL-Bereitstellung als Hauptkriterium bei der Ressourcenauswahl verstanden werden (*Utility Cost Test*).

Weitere 18 Bundesstaaten haben einen im obigen Sinne unvollständigen Umsetzungsrahmen für LCP implementiert, und in 9 Bundesstaaten bestehen Anzeichen für ein Einschwenken auf das LCP-Konzept. Insgesamt gibt es daher lediglich noch 9 Bundesstaaten, in denen die EVU-Ressourcenplanung sich überhaupt nicht am Konzept des Least-Cost Planning zu orientieren braucht.[411]

Damit deckt sich diese Untersuchung, die durch strenge Bewertungskriterien gekennzeichnet ist, weitgehend mit einer Untersuchung des EVU-finanzierten *Electric Power Research Institutes* (EPRI) aus dem Jahr 1990,[412] die seinerzeit als beschönigend eingestuft wurde.[413] Insgesamt kann somit festgestellt werden, daß LCP als EVU-Planungs- und Regulierungskonzept in den USA auf einzelstaatlicher Ebene nahezu flächendeckend anerkannt ist.

3.2.2 Die Rolle der Bundesebene

Im Unterschied zur Ebene der Bundesstaaten ist die Akzeptanz von LCP auf nationaler Ebene in den USA eher gering. Dies schlägt sich in der Politik des Energieministeriums (*Department of Energy/DOE*) sowie der Bundesaufsichtsbehörde für EVU (*Federal Energy Regulatory Commission/FERC*) wie folgt nieder:

Durch Beschluß des Kongresses wurde 1986 beim DOE ein LCP-Forschungsprogramm geschaffen, für das seither jährlich rund 1 Mio. US$ bereitgestellt werden.[414] Die skeptische Haltung des DOE

---

[410] Ebenda, S.13.

[411] Dies sind die Staaten Alabama, Alaska, Idaho, Michigan, Oklahoma, Rhode Island, South Dakota, Tennessee und West Virginia.

[412] Vgl. EPRI (Least-Cost Planning), 1990.

[413] Vgl. Mitchell (Lagging in LCP), 1989.

[414] Vgl. Berry/Hirst (DOE), 1990, S.1108.

gegenüber LCP äußerte sich bisweilen in Kürzungen der ohnehin knapp bemessenen Mittel.[415] Die Relationen werden deutlich, wenn man berücksichtigt, daß das DOE allein im Jahr 1984 rund 1,75 Mrd. US$ für Kernforschung und 606 Mio. US$ für nukleare Fusionsforschung bereitgestellt hat.[416] Gleichwohl wird der Beitrag des DOE bei LCP-Befürwortern als außerordentlich wichtig erachtet, da er eine katalytische Funktion für Forschungsarbeiten auf bundesstaatlicher Ebene und bei den EVU habe.[417] Die FERC hat prinzipiell die Möglichkeit, ob ihrer Funktion als Strompreisgenehmigungsbehörde für den staatenübergreifenden Stromgroßhandel die Praktizierung von LCP gegenüber den betroffenen EVU einzufordern (s. dazu Kapitel 4.2.2.4). Allerdings macht sie von dieser Möglichkeit bis heute keinen Gebrauch, so daß mehr als ein Drittel des gesamten Stromaufkommens in den USA nach wie vor keinen LCP-Vorschriften unterliegt.[418]

3.2.3 Umsetzung durch EVU

Entscheidend für die Umsetzung von LCP durch EVU ist die Entwicklung von Programmen, die begrifflich wie folgt unterschieden werden können:

- Dienstleistungsprogramme (*Conservation and Load Management Programs*)
  Unter diesen Begriff sollen alle Aktivitäten der EVU gefaßt werden, die das Ziel verfolgen, die vom Verbraucher nachgefragte Dienstleistung volkswirtschaftlich und energetisch optimal bereitzustellen und die dafür notwendige organisatorische und datengestützte Infrastruktur aufzubauen. Darunter fallen neben reinen Einsparprogrammen (s.u.) auch Lastmanagement- und Brennstoffwechselprogramme sowie Datenerhebungs- und Meß-/Evaluierungsprogramme.
- Einsparprogramme (*Energy Efficiency Programs*)
  In diese Kategorie fallen all jene Aktivitäten der EVU, die zum Ziel haben, elektrische Arbeit oder Leistung direkt oder indirekt (ohne Komfortverlust für die Verbraucher) einzusparen. Dazu zählen in erster Linie Beratungs-, Anreiz- und Finanzierungsprogramme. Einsparprogramme sind demnach eine Teilmenge der Energiedienstleistungsprogramme.

Den Brennpunkt der LCP-Aktivitäten bilden Einsparprogramme privater EVU,[419] da mit dieser Programmkategorie rentabilitätsorientierte Unternehmen den traditionellen energieträgerfixierten Markt ("Kilowattstundenmarkt") verlassen und den EDL-Markt als neuen Zielmarkt ihrer Geschäftspolitik definieren. Im Kern geht es bei diesen Programmen darum, "that utilities should be actively engaged in

---

[415] Vgl. zur Illustration NARUC (1989 Conservation Report), 1990, S.29.

[416] Vgl. Heede (Energy Subsidies), 1985, S.9.

[417] Vgl. Berry/Hirst (DOE), 1990, S.1108.

[418] Vgl. Ferrey (Unregulated Utilities), 1991, S.163.

[419] Zu den Einsparprogrammen öffentlicher EVU (insbesondere Stadtwerke) vgl. APPA/American Public Power Association (Demand-Side Management), 1992.

paying their customers to consume less electricity".[420] Es ist letztlich dieser Teil der LCP-Aktivitäten ("NEGAWATT-Programme"[421]), der am stärksten zur Reform der elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen zwingt.

3.2.3.1 Dienstleistungsprogramme der EVU in Zahlen

Der Umfang an DL-Programmen wurde in den USA 1990 wie folgt zusammengefaßt:[422]

- Die jährlichen Gesamtausgaben für Dienstleistungsprogramme der EVU betrugen 1990 über 1,3 Mrd. US$.

- Es wird erwartet, daß diese Ausgaben um rund 6% pro Jahr ansteigen und im Jahr 1996 die 2 Mrd. US$-Marke erreichen.[423]

- Insgesamt wurden 1989 rund 1.300 von den (privaten) amerikanischen EVU finanzierte Einsparprogramme (*energy-efficiency programs*) durchgeführt, die alle Marktsektoren abdeckten. 1977 gab es nur 134 dieser Programme.

Tabelle 3.5 gibt einen Überblick über die Ausgaben für DL-Programme der auf diesem Feld aktivsten amerikanischen EVU und ihren Anteil am gesamten Bruttoumsatz.

Tab.3.5: Ausgaben für Dienstleistungsprogramme ausgewählter amerikanischer EVU im Jahr 1990

Energieversorgungs-unternehmen	**DL-Budget Mio.US$**	**Umsatzanteil in %**
Commonwealth Electric	21,8	6,2
New England Electric <1>	58,4	3,4
Wisconsin Electric Power	43,0	3,6
Central Maine Power	25,4	3,4
Wisconsin Power&Light	14,8	3,2
Florida Power Corporation	49,8	2,9
Puget Sound P&L	26,6	2,8
Long Island Lighting	34,4	1,7
Duke Power Company	55,0	1,5
Pacific Gas & Electric	100,0	1,4
Southern Cal. Edison	62,2	0,9
Florida Power&Light	42,7	0,9
Consolidated Edison	29,3	0,6
Niagara Mohawk	17,0	0,6

[420] Joskow (Testimony), 1988, S.2.

[421] Der Begriff "NEGAWATT" ist wortschöpferisch von Lovins als Gegenpol zu "Megawatt" eingeführt worden. Vgl. Lovins (Megagoofs), 1985.

[422] Vgl. EW, Oktober 1990, S.38.

[423] In der Zwischenzeit erwartete man sogar, daß diese Marke bereits im Jahr 1992 erreicht werden kann. Vgl. EUW, April 27, 1992, S.9.

<1> Die Holding-Gesellschaft New England Electric System (NEES) umfaßt u.a. die Endverbraucher beliefernden EVU Massachusetts Electric Company, Narragansett Electric Company und Granite State Electric Company.

Quelle: Hirst (DSM Programs), 1992, S.8f., Tabellen 2 und 3.

Die in der Tabelle angeführten Ausgaben wurden im Jahr 1991 bereits erheblich übertroffen.[424]

In einigen Bundesstaaten wird die Höhe der Ausgaben für DL-Programme administrativ festgelegt: In *Iowa* beispielsweise wurde am 8. Mai 1990 ein Gesetz verabschiedet, das den sieben großen EVU in diesem Bundesstaat vorschreibt, in Zukunft mindestens 2% ihres Bruttoumsatzes des vorangegangenen Jahres für Dienstleistungsprogramme auszugeben.[425] In *Minnesota* wurde im Mai 1991 ein ähnliches Gesetz verabschiedet, nach dem EVU mindestens 1,5% ihres Umsatzes für solche Programme ausgeben müssen.[426]

[424] New England Electric beispielsweise stockte sein Budget auf 85 Mio. US$ auf (vgl. Rowe (NEES Experience), 1990, S.20), Pacific Gas & Electric seines auf knapp 200 Mio. US$ (vgl. PG&E (1991 Annual Report), 1992, S.I-4).

[425] Dies bedeutet, daß die EVU in Iowa im Jahr 1991 mindestens 30 Mio. US$ in Einsparprogramme investieren müssen. Vgl. EUW, May 21, 1990, S.4.

[426] Vgl. EUW, June 10, 1991, S.4.

3.2.3.2 Das Spektrum der Dienstleistungsprogramme

Im folgenden werden die Programme und Maßnahmen, die sich hinter obigen Zahlen verbergen, näher betrachtet.

Tabelle 3.6 gibt einen Überblick über das Spektrum der Programmkategorien, die in den USA im Rahmen von Dienstleistungsaktivitäten im oben definierten Sinne zur Anwendung gelangen.[427]

Tab.3.6: Kategorien von Dienstleistungsprogrammen (*Conservation and Load Management Programs*) in den USA

Informationsprogramme **Demonstrationsprogramme** **Datenerhebungsprogramme** **Meß- und Evaluierungsprogramme** **Beratungs- und Serviceprogramme** **Ressourcenprogramme**	
Beratungs- und Serviceprogramme * Publikationen/Broschüren/Listen * Telephonservice * Beratungszentren * Vor-Ort-Beratungen (audits) * Weiter-/Fortbildungsveranstaltungen	**Ressourcenprogramme** * Anreiz-/Prämienprogramme - Anreizprogramme für die Anschaffung effizienter Geräte im Haushalt/Gewerbe ("*Appliance Efficiency Incentives*") (Rabatte, Coupons, Darlehen etc.) - Anreizprogramme für Industrie- und Gewerbekunden - Zuschüsse beim energieeffizienten Neubau v. Häusern/Gewerbegebäuden - ("*Residential/Commercial New Construction Programs*") * Finanzierungsprogramme * Contractingprogramme * kostenlose Ressourcenprogramme ("*Free Installation/Direct Assistance*") * Lastmanagement - Rundsteuerungsanlagen - Wärmespeicher - zeitvariable Tarife u.Sonderverträge

Die Schwerpunktsetzung innerhalb der Ressourcenprogramme hat sich in den letzten Jahren grundlegend verschoben: Während bis weit in die 80er Jahre hinein der Großteil der Aktivitäten auf Lastmanagement- und Tarifprogramme zur Verlagerung von Leistung zielte, liegt seither das Schwergewicht eindeutig auf Programmen zur Arbeits- und Leistungseinsparung (*energy efficiency programs*).[428] Es geht nunmehr um den Bau von "Einsparkraftwerken" (*conservation power plants*).[429]

---

[427] Diese Kategorisierung orientiert sich an CPUC (Reporting Requirements), 1990.

[428] Vgl. Hirst (Possible Effects), 1991, S.13-20. Der wichtigste Grund dafür liegt in den seit 1988 sich zunehmend verändernden regulatorischen Rahmenbedingungen (s. Kapitel 6.2).

[429] Vgl. zur Formulierung ACEEE/American Council for an Energy-Efficient Economy (Conservation Power Plant), 1986.

Tabelle 3.7 illustriert am Beispiel des kalifornischen EVU *Pacific Gas & Electric/PG&E* die aktuelle Aufteilung der Ausgaben für Dienstleistungsprogramme im Jahr 1991.

Tab.3.7: Ausgaben für Dienstleistungsprogramme/Pacific Gas & Electric Company 1991

Programmkategorie	**Ausgaben Mio. US$**	**%**
Einsparprogramme Haushalte	84,8	43,3
Einsparprogramme Gewerbe/Industrie	51,0	26,0
Lastmanagement-Programme	19,2	9,8
Meß- und Evaluierungsprogramme	18,6	9,5
Ausgaben für Lasterhalt	6,0	3,1
Brennstoffwechsel-Programme	1,4	0,7
Sonstige Programme	14,9	7,6
Summe	195,9	100,0

Quelle: PG&E (1991 Annual Report), 1992, S.I-4.

Einige der wichtigsten Programmtypen können wie folgt skizziert werden.

Vor-Ort-Beratungen (Audits)

Audits werden i.d.R. flächendeckend im gewerblichen und industriellen Sektor, aber auch zunehmend im Haushaltssektor durchgeführt. Typische Vor-Ort-Beratungen kombinieren eine Anfangsberatung mit zusätzlichen Marketingmaßnahmen zur Verbesserung der Beratungsakzeptanz sowie (telephonischen oder persönlichen) Nachbereitungsaktivitäten zur Überprüfung des Beratungserfolgs bzw. zur zusätzlichen Motivation.

Die Anfangsberatung erfolgt entweder mit Hilfe von Computerprogrammen, die objektspezifische Daten zu Kosten-Nutzenanalysen für gezielte Einsparmaßnahmen verarbeiten, oder mit Hilfe von einfachen Checklisten, die bei einer Ortsbesichtigung ausgefüllt werden und die Kunden über standardisierte Möglichkeiten der Energieeinsparung informieren. Die Programme werden vom EVU meist kostenlos durchgeführt. Größeren Kunden werden auch detailliertere ingenieurtechnische Untersuchungen im Gefolge von Vor-Ort-Beratungen angeboten, wobei diese üblicherweise bezahlt werden müssen.

Zu den nachbereitenden Maßnahmen gehört zumindest die postalische oder persönliche Zustellung des Beratungsberichtes, wobei eine Reihe von EVU darüber hinaus regelmäßige Ortsbesichtigungen und Unterstützung bei der Durchführung der empfohlenen Maßnahmen anbieten.

Eine Auswertung von 29 Evaluierungsstudien von *audit*-Programmen im Industrie- und Gewerbebereich ergab, daß die Erfolgsraten in Bezug auf die durchgeführten Einsparmaßnahmen dann besonders hoch sind, wenn

- die *audits* kostenlos angeboten werden

- das Programm persönlich per Telephon und/oder durch ein Vor-Ort-Gespräch vorgestellt wird.[430]

Anreiz-/Prämienprogramme

Der mit Abstand am weitesten verbreitete Programmtyp bei den Ressourcenprogrammen ist das Anreizprogramm in Form einer Prämienzahlung. Häufig wird das Programm mit Informations- und Beratungsangeboten verbunden, um die Teilnahmeraten zu erhöhen.

Prämien haben vor allem die Aufgabe, die Aufmerksamkeit für energiesparende Geräte/Anlagen zu erhöhen. Ihre Höhe hängt damit nicht entscheidend von der Preisdifferenz zwischen marktdurchschnittlichem und marktbestem Gerät ab, sondern von Erfahrungswerten oder einem nach Plausibilitätsgesichtspunkten festgelegten Verhältnis zum Anschaffungspreis des Gerätes.

Zu unterscheiden sind folgende beiden Programmkategorien:

1. Anreizprogramme für effiziente Haushaltsgeräte (*Appliance Efficiency Incentives*)

   Hierunter fallen die Vergabe von Prämiengutscheinen an die Käufer von effizienten Haushaltsgeräten/-utensilien sowie zinsverbilligte Kredite für die Anschaffung derselben. Üblicherweise werden Listen mit allen betroffenen Geräten und den dazugehörigen Prämiensätzen erstellt. Die Effizienz der Geräte definiert sich i.d.R. im Vergleich zu den gültigen nationalen oder bundesstaatlichen Standards.

   Eine weitere Möglichkeit besteht neben einer direkten Prämie für den Kunden darin, den Verkäufern eine Prämie für den Verkauf von effizienten Geräten zu gewähren. Schließlich besteht noch die Möglichkeit einer Prämie für die Hersteller von Kühlschränken, um sie zum Bau von effizienten Geräten zu bewegen.[431]

   Tabelle 3.8 gibt einen Überblick über den Teilnahmeerfolg von ausgewählten Prämienprogrammen im Haushaltsbereich beim kalifornischen EVU PG&E im Jahr 1991. Die Auswirkung dieses Programmpakets wurde von PG&E an Hand von bereinigten DIN-Normverbräuchen unter Berücksichtigung von Mitnehmereffekten mit 75.866 MWh bzw. 16,9 MW ermittelt.[432]

Tab.3.8: Ausgewählte Prämienprogramme für Haushaltsgeräte bei PG&E/Ergebnisse 1991

Programm	**Prämie pro Stück**	**Ziel für 1991 <Anzahl>**	**Ergebnis in 1991 <Anzahl>**

[430] Vgl. Nadel (Lessons Learned), 1990, S.31.

[431] Eine Gruppe amerikanischer EVU hat kürzlich einen "Jackpot" in Höhe von 30 Mio. US$ für die Entwicklung und Vermarktung eines hocheffizienten Kühlschranks bereitgestellt. Dieser Jackpot geht an denjenigen Hersteller, der als erster einen Kühlschrank entwickelt und zu einem gemäßigten Preis auf den Markt bringt, der den nationalen Effizienzstandard von 1993 um mindestens 25-50% unterbietet und außerdem FCKW-frei ist. Das Programm trägt den Namen "The Golden Carrot". Vgl. EUW, March 23, 1992, S.1f.

[432] Vgl. PG&E (1991 Annual Report), 1992, S.II-6.

Kühlschrankprämie (Kunden)			
* 10% unter Standard	50 US$	25.000	17.085
* 15% unter Standard	75 US$	14.500	17.217
* 20% unter Standard	150 US$	500	44.428
Kühlschrankprämie (Händler)			
* 10% unter Standard	10 US$	20.000	38.800
* 15% unter Standard	15 US$	9.500	11.285
* 20% unter Standard	20 US$	500	1.403
Gefrierschrankprämie (Händler)	7 US$	5.000	2.916
Gefrierschrankprämie (Verkäufer)	3 US$	5.000	2.916
Klimaanlagenprämie (Kunden)			
* SEER 10-10,9	40 US$/t	2.000	1.996
* SEER 11-11,9	90 US$/t	1.500	1.643
* SEER 12-12,9	150 US$/t	1.000	1.857
* SEER 13-13,9	210 US$/t	100	149
* SEER 14-14,9	280 US$/t	100	7
* SEER 15-15+	360 US$/t	300	18
Energiesparende Duschköpfe			
* Kundenprämie	4 US$	68.000	392.985
* kostenlose Installation	0 US$	32.000	26.833
SEER = Seasonal Energy Efficiency Ratio (definierter Standard)			

Quelle: PG&E (1991 Annual Report), 1992, S.II-7f.

2. Anreizprogramme für Industrie- und Gewerbekunden

   Bei diesen Anreizprogrammen sind Sachprämien (*direct rebates*) von Kundenprämien (*customized rebates*) zu unterscheiden. Erstere unterstützen ähnlich wie im Haushaltssektor die Anschaffung effizienter Geräte mit Prämiengutscheinen, wobei damit in erster Linie kleine und mittlere Gewerbe- und Landwirtschaftskunden unterstützt werden. Die Kundenprämien hingegen zielen vor allem auf Großkunden, die umfangreichere Einsparprojekte realisieren wollen. Hier wird dann die eingesparte Arbeit und/oder Leistung prämiert, die durch Schätzungen bzw. Messungen ermittelt wird.

Kostenlose Ressourcenprogramme

In diese Kategorie fallen zunächst einmal Programme für sozial schwache Haushalte wie z.B. kostenlose Wärmedämmaßnahmen, die kostenlose Abgabe von wassersparenden Duschköpfen, Isoliermaterial für Leitungen und Warmwasserbereiter und - in Ausnahmefällen - von effizienten Haushaltsgeräten im Austausch gegen die Altgeräte ("direct assistance programs"). Die EVU werden von den Aufsichtsbehörden aus sozialen und Verteilungsgründen zur Durchführung dieser Programme angehalten. Das Kriterium der Kosteneffektivität spielt dabei nur eine untergeordnete Rolle.

Immer häufiger jedoch werden in die Kategorie der kostenlosen Ressourcenprogramme sogenannte "free or direct installation programs" aufgenommen, die sowohl für die Gesellschaft als auch einzelwirtschaftlich äußerst kosteneffektiv sind. Es handelt sich dabei meistens um die kostenlose Abgabe von kleineren Energiesparutensilien - Sparlampen, wassersparende Duschköpfe, Isoliermaterial etc. - im Rahmen von flächendeckenden Vor-Ort-Beratungen für Haushalts- und Gewerbekunden. Die gesamt- und einzelwirtschaftlichen Kosten liegen dabei häufig unter denen, die ein Prämien- oder ein zinsbegünstigtes Verkaufsprogramm incl. Informations- und Marketingaufwand umfaßt hätte.[433]

Meß- und Evaluierungsprogramme

Je weiter die EVU bei der Umsetzung von LCP voranschreiten und die Phase von Pilotprogrammen verlassen, desto wichtiger wird die Verläßlichkeit der Einsparprogramme als Teil des EVU-Ressourcenplans. Bei der Evaluierung der Programme und Maßnahmen werden grundsätzlich zwei Formen unterschieden: Die Auswirkungsanalyse ("impact evaluation") und die Prozeßanalyse ("process evaluation").[434]

Die *Auswirkungsanalyse* untersucht das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Einsparmaßnahmen, das von den technischen und administrativen Kosten der Maßnahmen, den Teilnahmeraten sowie der erzielten Einsparung abhängt. Die erzielte Einsparung kann auf unterschiedliche Arten ermittelt werden:[435]

---

[433] Vgl. Clinton/Geller/Hirst (Conservation Programs), 1986, S.135; vgl. auch Hirst (Possible Effects), 1991, S.19.

[434] Vgl. dazu beispielsweise Hirst/Reed (Introduction), 1991, S.2f.

[435] Vgl. Hirst (Data) 1990, S.24.

- Vorherige Schätzung der Einsparung auf der Grundlage technischer Charakteristika und standardisierter Einsatzprofile ("engineering estimates")

- Periodische Messung des Stromverbrauchs vor und nach Programmteilnahme bei der Teilnehmer- und einer Referenzgruppe

- Statistische Analyse der monatlichen Stromrechnungen der Teilnehmer und Nicht-Teilnehmer (eignet sich lediglich für neue Gebäude im Haushalts- und Gewerbebereich).

Tendenziell geht die Entwicklung dahin, technische Schätzungen als Ausgangspunkt zu nehmen, sie sukzessive durch entsprechende Messungen und andere Erfahrungswerte zu verbessern und zu Computermodellen ("hybrid statistical engineering models") weiterzuentwickeln.[436]
Die *Prozeßanalyse* überprüft die administrative Effizienz der Programme und versucht, verallgemeinerbare Erfahrungen im Kundenverhalten und im Verhalten der anderen Akteure (Händler, Hersteller etc.) festzustellen.
Insgesamt rechnet man in den USA damit, daß in den nächsten Jahren Meß- und Evaluierungsprogramme bis zu 10% des jährlichen DL-Budgets ausmachen werden.[437]

3.2.3.3 Hauptproblemfelder bei der Durchführung von Einsparprogrammen

Die Unternehmensplanung der EVU muß seit jeher mit zahlreichen Unsicherheiten und Prognoseproblemen umgehen: Auf der Angebotsseite (Erzeugungs- und Verteilungsanlagen) sind dies vor allem die Entwicklung der Anlagenkosten und der Brennstoffpreise, Planungshorizont und Genehmigungsverfahren für die Anlagen, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Anlagen, technologische Innovationen sowie Einflüsse auf die Umwelt und deren Einbeziehung in die Kalkulation.
Die konzeptionellen Besonderheiten und Probleme von nachfrageseitigen Maßnahmen sind für die EVU neu. Tabelle 3.9 gibt einen Überblick über die wesentlichen Problemfelder bei der Erschließung von Einsparpotentialen durch EVU-Programme.

Tab.3.9: Hauptproblemfelder von Einsparprogrammen

Datenprobleme
* Geräteausstattung/Gebäudebeschaffenheit
* Einsatz- und Lastcharakteristiken der Nutzungstechnologien
* Kundenverhalten

[436] Vgl. Evaluation Exchange, Vol.1, No.1, July/August 1991, S.3.

[437] Vgl. Wiel (Achievements), 1990, S.6.218.

Probleme der Kosten-/Nutzenberechnung * Schätzung/Messung der Einsparung * Berechnung der vermiedenen Kosten * technische Verläßlichkeit von NEGAWATTs * Verhaltensänderungs-Effekte * Behandlung von Mitnehmereffekten * Unsicherheit über Programmkosten/-teilnahme
Anreizprobleme der EVU * Substanzgefährdung * Managementverhalten * Wettbewerbsfähigkeit

Im folgenden sollen diese Problemfelder und ihr Umgang damit näher betrachtet werden.

3.2.3.3.1 Datenprobleme

Die vollständige Anwendung des LCP-Konzepts ist auf allen Stufen sehr datenintensiv, womit der Güte der Informationsbasis und EDV-gestützten Planungsinstrumenten eine wesentliche Rolle zukommt.
Eines der wesentlichen Anfangsprobleme der Umsetzung von LCP liegt darin, daß für die Erschließung von Ressourcen der Nachfrageseite häufig mehr Daten benötigt werden, als zur Verfügung stehen. In den USA gibt es daher bereits vielfältige Bemühungen, die Datenlage zu verbessern und sie der ausgezeichneten Datenlage auf der Angebotsseite anzunähern:

- Das DOE finanzierte eine Reihe von Studien zu statistischen Grunddaten, Technologie-Bewertungen und zur Markteinführung von Einsparprogrammen sowie Technik-Studien zu Beleuchtung, Büro-Elektronik, drehzahlgeregelten elektrischen Antrieben, Kühlung und (Kälte-)Speicherung.[438]

- Zwischen EVU, Aufsichtsbehörden und anderen Akteuren kommt es über Konferenzen und Datenbanken zunehmend zu einem umfassenden Datenaustausch. Herausragendes Beispiel dafür ist der *Northeast Region Demand-Side Management Data Exchange (NORDAX)*, der 1987 gegründet wurde und dem derzeit 30 EVU bzw. interessierte Organisationen angehören.[439]

- Mehrere Aufsichtsbehörden (California, Maine, Massachusetts, New York) haben Standardvordrucke eingeführt, auf denen die EVU die Kosten und Auswirkungen von Einsparprogrammen dokumentieren müssen. Diese Daten werden gesammelt, ausgewertet und den EVU zur Verbesserung der Programme zur Verfügung gestellt.[440]

Grundsätzlich lassen sich die Datenprobleme des Least-Cost Planning durch "Least-Cost Doing"

---

[438] Vgl. Berry/Hirst (Recent Accomplishments), 1989, S.20.

[439] Vgl. Hirst (Data), 1990, S.19.

[440] Vgl. z.B. CPUC (Reporting Requirements), 1990.

beseitigen,[441] d.h. nur durch umfangreiche Pilot- und Vollprogrammerfahrungen können EVU in einen abgesicherten und verläßlichen LCP-Prozeß hineinwachsen.

3.2.3.3.2 Probleme der Kosten-Nutzenberechnung

Einsparprogramme sollten unter ökonomischen Aspekten nur dann durchgeführt werden, wenn sie im volkswirtschaftlichen Sinne kosteneffektiv sind, d.h. wenn das Nutzen-Kostenverhältnis sowohl beim TRC-Test als auch beim *Utility Cost Test* größer als 1 ist (vgl. Abschnitt 3.1.6.1). Tabelle 3.10 zeigt an einem Beispiel des kalifornischen EVU PG&E, wie das Nutzen-Kostenverhältnis eines Einsparprogramms (hier: Prämienprogramm für effiziente Kühlschränke im Haushaltsbereich) beim *Utility Cost Test* in der Praxis ermittelt wird. Im Anschluß daran werden die einzelnen Probleme diskutiert, die mit der Ermittlung verbunden sind.

[441] So bereits Cavanagh auf der 2. NARUC-Konferenz zu LCP 1989. Vgl. NARUC (1989 Conservation Report), 1990, S.266; vgl. auch Cohen/Chaisson (Least-Cost Doing), 1990.

Tab.3.10: Kosten-Nutzenanalyse eines ausgewählten Prämienprogramms des kalifornischen EVU PG&E

Verbrauch eines Standardgeräts	1.069 kWh/a
durchschnittliche Verbrauchsreduktion (Norm)	
*bei 10% unter Standard	127 kWh/a
*bei 15% unter Standard	166 kWh/a
*bei 20% unter Standard	216 kWh/a
Differenz zum Normverbrauch	20%
Verhaltensänderungs-Effekte	0%
Mitnehmer-Effekt	30%
geplante Programmteilnahme	40.000
tatsächliche Einsparung je Prämie	
*bei 10% unter Standard (25.000)	106,7 kWh/a
*bei 15% unter Standard (14.500)	139,4 kWh/a
*bei 20% unter Standard (500)	181,4 kWh/a
berechnete Arbeitseinsparung	
über die Lebensdauer der Geräte	95.757 Mio. kWh
berechnete Lasteinsparung	
Sommer-Spitzenlast	2.624 kW
Kosten des EVU:	
Prämien	2.412.500 US$
sonstige Programmkosten	400.000 US$
Summe	2.812.500 US$
Nutzen des EVU:	
Barwert der Energieeinsparungen	** US$
Barwert der Leistungseinsparungen	** US$
Summe	7.551.412 US$
Nutzen-/Kostenrelation	
(hier: Utility Cost Test)	2,68

Quelle: PG&E (Efficiency Programs), 1991.

a) Ermittlung der tatsächlichen Einsparung

Die Messung von programmbezogenen Einsparungen ist häufig aufwendig und teuer. Daher werden die Erfolge von Einsparprogrammen meist auf der Grundlage technischer Schätzungen ermittelt (*engineering estimates*, s.o.). Im obigen Beispiel wurde die Mindesteinsparung in Anlehnung an den Normverbrauch noch auf Grund von Erfahrungen bereinigt, die ergeben haben, daß der tatsächliche Verbrauch ca. 20% unter dem Normverbrauch liegt.

Die einfache technische Schätzung von Einsparerfolgen kann sich von der tatsächlich gemessenen teilweise gravierend unterscheiden. Verantwortlich dafür sind u.a. verän-dertes Nutzerverhalten und/oder falsche Einschätzung der Technik. Die nachfolgende Tabelle 3.11 gibt einen Überblick über einige diesbezügliche Evaluationen.

Tab.3.11: Tatsächliche im Vergleich zur geschätzten Einsparung bei ausgewählten Einspar-programmen im Haushaltsbereich

Programm	**EVU**	**Q in %** <1>

Smart Money Program (Kühlschrankprämien)	WEPCO	ca. 100
Super Good Cents (neue Wohngebäude)	BPA	< 100
Public Service (neue Wohngebäude)	SW	131
Wärmetechnische Sanierung	CMP	36
Wärmetechnische Sanierung	GPU	22-44
Wärmetechnische Sanierung	NU	22
Wärmetechnische Sanierung	BPA	53
Wärmetechnische Sanierung	NEES	> 100
<1> Q = Quotient aus gemessener und geschätzter Einsparung		

Quellen: Nadel (Performance Indices) 1991, S.128; EPRI (Impact Evaluation) 1991, S.3-29f.

Bei der Nutzen-Kostenanalyse ist dieser Unsicherheit entsprechend Rechnung zu tragen, d.h. das Nutzen-Kostenverhältnis sollte bei unsicherem Programmerfolg deutlich über 1 liegen.[442]

b) Berechnung der vermiedenen Kosten

Die Veranschlagung der langfristigen Grenzkosten der Bereitstellung ist die theoretisch korrekte Antwort auf die Frage, wie teuer Einsparmaßnahmen maximal sein können, um als kosteneffektiv zu gelten und damit im Ressourcenplan des EVU berücksichtigt zu werden (s. Abschnitt 3.1.6.1). Allerdings wird es in der Praxis i.d.R. Kontroversen darüber geben, wie die langfristigen Grenzkosten zu ermitteln sind und welche Erzeugungsalternative beispielsweise durch spezielle Einsparprogramme substituierbar und ihr daher zurechenbar ist.[443]

Im obigen Beispiel wurden die vermiedenen Kosten von PG&E, also der Nutzen des Einsparprogramms, auf der Grundlage von detaillierten und in Übereinstimmung mit der Aufsichtsbehörde festgelegten Tabellen ermittelt, die die vermiedenen Kosten als Systemgrenzkosten des EVU für fünf unterschiedliche Lastperioden (Summer on Peak, Summer Part peak, Summer off Peak, Winter Park peak, Winter off Peak) über den Zeitraum von 1990 bis 2009 ausweisen.[444] Darüber hinaus besitzt PG&E Erfahrungswerte über die Gleichzeitigkeitsfaktoren der unterschiedlichen Stromanwendungen.[445] Auf diese Weise war es PG&E möglich, den Nutzen des Programms präzise abzuschätzen.

---

[442] Vgl. zu dieser Forderung auch ELCON (Memorandum), 1991, S.11. ELCON ist der Interessenverband der industriellen Großkunden.

[443] Vgl. Herppich/Zuchtriegel/Schulz (Least-Cost Planning), 1989, S.167f.

[444] Vgl. dazu PG&E (Partnership Auction), 1991, Appendix E, wo sowohl die "primary marginal costs" (Grenzkosten der Erzeugung) als auch die "secondary marginal costs" (Grenzkosten von Erzeugung plus Verteilung) aufgeschlüsselt werden.

[445] Der hier relevante Gleichzeitigkeitsfaktor für die Leistungseinsparung effizienter Kühlschränke betrifft nur die "Summer on Peak-Periode". Vgl. PG&E (Partnership Auction), 1991, Appendix F.

c) Verhaltensänderungs-Effekte

Die Kosteneffektivität von Einsparprogrammen wird letztlich durch den Einsparerfolg festgelegt. In den allermeisten Fällen wird der Einsparerfolg einer bestimmten Maßnahme *ex ante* im wesentlichen aus technischen Angaben abgeschätzt. Es können jedoch eine Reihe von Programmeffekten auftreten, die die tatsächliche Einsparung von der geschätzten abweichen lassen.

Sogenannte "Snapback-Effekte" ("Rückschnapp-Effekte") treten auf, wenn Einsparprogramme z.B. in Form von Rabattzahlungen für den Kauf effizienter Geräte dazu führen, daß mehr Geräte gekauft werden und sich die Sättigungsrate erhöht (induzierte Mehrinvestitionen). Dadurch kann es im Extremfall zu Verbrauchssteigerungen durch Einsparprogramme kommen (i.d.R. jedoch nur bei Geräten mit geringen Sättigungsraten). Das bekannteste Beispiel dieser Art ist das Klimaanlagen-Rabattprogramm der *Wisconsin Electric Power Company*, das - bedingt durch die beiden außergewöhnlich heißen Sommer der Jahre 1987/88 und die attraktiven Rabatte - zu einer Anschaffung von zusätzlichen Geräten und damit vermutlich zu einem durch das Einsparprogramm hervorgerufenen Mehrverbrauch geführt hat.[446]

Ein ähnliches Problem liegt im Auftreten von "Rebound-Effekten" ("Rückschlag-Effekten"), wo das Verbraucherverhalten sich durch die Anschaffung von effizienten Geräten ändert (Mehrverbrauch durch Verhaltensänderungen). Ein Beispiel ist das in Einzelfällen beobachtete vermehrte Lüften bei wärmegedämmten Häusern.

Diese Effekte lassen sich dort, wo sie unerwünscht sind, z.T. durch begleitende Informationen und Fortbildungsprogramme sowie durch eine sorgfältige Ausgestaltung der Einsparprogramme vermeiden, z.T. müssen sie als Erfahrungswerte bei der Berechnung der Kosteneffektivität berücksichtigt werden.

"Spill-over-Effekte" ("Streu-Effekte") hingegen können bewirken, daß beispielsweise Programmteilnehmer Einsparmaßnahmen durchführen, die über die im Programm angebotenen hinausgehen, oder daß Nicht-Teilnehmer zu bestimmten Einsparmaßnahmen angeregt werden. Diese Effekte bewirken also Einsparungen, die nur indirekt durch Einsparprogramme ausgelöst werden.

Im obigen Programm wurde keiner der beschriebenen Effekte berücksichtigt mit der Begründung, daß sie sich tendenziell ausgleichen.

d) Behandlung von Mitnehmer-Effekten

Die Problematik der Mitnehmer-Effekte (Trittbrettfahrer bzw. *free-rider*) berührt die Kosteneffektivität von Einsparprogrammen: Je höher ihr Anteil veranschlagt wird, desto weniger kosteneffektiv ist das Programm für das EVU (*Utility Cost Test*).

Man unterscheidet dabei

- vollständige Mitnehmer, deren Verhalten durch das Programm nicht beeinflußt wurde (d.h. die auch ohne das Programm das effizientere Gerät gekauft hätten)
- partielle Mitnehmer, die durch das Programm zu zusätzlichen Maßnahmen angeregt wurden (z.B.

---

[446] Vgl. Landgren (Integration), 1988, S.13f.

Kauf eines 15% besseren statt eines 10% besseren Gerätes)

- zeitliche Mitnehmer, die durch das Programm zur Vorziehung von ohnehin geplanten Maßnahmen angeregt wurden.

Allerdings ist zu beachten, daß aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive Mitnehmer-Effekte bei Einsparprogrammen von untergeordneter Wichtigkeit sind, da z.B. Prämien lediglich Transferzahlungen zwischen der Gruppe der Programmteilnehmer und der Nichtteilnehmer darstellen, wenn sie auf die Strompreise abgewälzt werden.[447] Dennoch ist aus verteilungspolitischen Gründen darauf zu achten, daß die Anzahl der Nichtteilnehmer durch ein breites Programmangebot möglichst gering gehalten wird.

Mitnehmereffekte bei Einsparprogrammen können sich zwischen 0 und 80% bewegen, wobei 30% eine typische Größenordnung darstellt.[448] Es spricht einiges für die Vermutung, daß die Mitnehmereffekte bei EVU-Einsparprogrammen im Durchschnitt nicht höher sind als beispielsweise die staatlicher Subventionsprogramme.[449]

---

[447] Vgl. Krause (Free Rider), 1989, S.15-11f. m.w.N.

[448] Vgl. Nadel (Performance Indices) 1991, S.123.

[449] Vgl. Gruber/Brand (Energienutzung) 1990, die in einer Untersuchung über Subventionsprogramme für die mittelständische Wirtschaft Mitnehmereffekte in Höhe von 84% ermittelten (S.147).

Beim obigen Beispiel geht PG&E in Absprache mit der Aufsichtsbehörde auf Grund von Erfahrungswerten mit dieser Art von Programmen davon aus, daß rund 30% der Haushaltskunden die effizienteren Kühlschränke auch ohne EVU-Anreiz gekauft hätten. Im Vergleich zu anderen Einsparprogrammen liegt dieser Wert sicherlich an der oberen Grenze, da hier der Verbraucher auch ohne Prämienprogramm durch ein gut sichtbares "Energy Label"[450] ein Signal für den Kauf des effizienteren Gerätes erhält.
Ein dem Mitnehmereffekt entgegenwirkender Effekt ist der sogenannte "Freifahrereffekt" (*free driver effect*), bei dem Kunden durch das Programm zu Einsparmaßnahmen angeregt werden, es aber nicht in Anspruch nehmen.[451] Unter diesen Effekt fällt auch die durch das Programm induzierte bessere Ausstattung des Handels mit effizienteren Geräten. Im obigen Programm jedoch wurde dies nicht berücksichtigt.

e) Unsicherheit über Programmkosten und -teilnahme

Neben der Unsicherheit hinsichtlich des Anteils der Mitnehmer in der anvisierten Zielgruppe ergeben sich weitere Unsicherheiten bei der Programmplanung, da das EVU i.d.R. auf externe Akteure (z.B. Händler, Handwerker) angewiesen ist, die das Programm umsetzen.
Die Programmkosten können sich durch einen notwendigen Überprüfungs- oder Reorganisationsaufwand erhöhen und unterliegen damit vor allem im administrativen Bereich unvorhersehbaren Schwankungen. PG&E setzt die Programmkosten im Beispiel auf Grund von Erfahrungswerten mit knapp 17% der Prämiensumme an. Eine Untersuchung des *Oak Ridge National Laboratory* ergab Programmkosten in Höhe von 10-15% im Verhältnis zu den technischen Einsparkosten bei Beleuchtungsprogrammen im Gewerbebereich, von rund 20% im Bereich der wärmetechnischen Gebäudesanierung und von 25-35% bei gewerblichen Vor-Ort-Beratungen.[452]
Die Unsicherheit bezüglich einer Kundenteilnahme läßt sich z.B. durch eine gezielte Vor-Ort-Beratung, die die Kundenbedürfnisse und erreichbare Einsparraten abstimmen kann, und eine zielgruppenorientierte Programm- und Werbestrategie abschwächen (im Gegensatz zu Programmen mit Gießkanneneffekt, z.B. im Informations- und Finanzierungsbereich).

Insgesamt ist das von PG&E geplante Kühlschrankprämien-Programm unter den getroffenen Annahmen sowohl aus einzelwirtschaftlicher Sicht (*Utility Cost Test*, vgl. Tabelle 3.10) als auch aus gesellschaftlicher Sicht (*Total Resource Cost Test*) deutlich kosteneffektiv.

3.2.3.3.3 Anreizprobleme

---

[450] Auf dem Label sind neben den jährlichen Energiekosten des Gerätes (errechnet aus dem Stromverbrauch mal durchschnittlicher Kilowattstundenpreis) auch die jährlichen Energiekosten des marktschlechtesten und des marktbesten Gerätes deutlich ausgewiesen. Vgl. zum Label Clinton/Geller/Hirst (Conservation Programs), 1986, S.102.

[451] Vgl. EPRI (Impact Evaluation), 1991, S.2-16f.

[452] Vgl. EW, March 1990, S.20.

Mit zunehmender Verbreitung des Least-Cost Planning-Konzeptes in den USA trat ein Problem immer deutlicher zutage: Die (privaten) EVU verfolgen dieses Konzept oftmals nur auf Druck der Aufsichtsbehörden und dementsprechend halbherzig. Es bestehen offenbar eine Reihe negativer Anreize für sie, Einsparprogramme durchzuführen und sie systematisch in die Unternehmensplanung einzubeziehen.

Abgesehen von realen finanziellen Belastungen für das EVU, die seine Substanz berühren und in Kapitel 6.1 eingehend erörtert werden, gibt es noch eine Reihe von weiteren negativen Anreizen, die das Verhalten der Entscheidungsträger (Management) beim EVU betreffen und z.T. psychologischer Natur sind. Dazu gehören u.a. folgende Punkte:

- Wie in vielen anderen Wirtschaftsunternehmen auch fallen die Interessen des Managements nicht unbedingt mit den Interessen der Eigentümer (Aktionäre) zusammen. Diese Tatsache wird in der ökonomischen Entscheidungstheorie als "Principal-Agent"-Problem behandelt.[453] Neben dem Wunsch, die persönliche Macht und das eigene Ansehen zu steigern, hängt v.a. auch das Einkommen des Managements häufig vom Umsatz des Unternehmens ab.[454] Jede Strategie, die eine Stagnation oder Schrumpfung des Umsatzes zur Folge hätte - und sei sie auch im Interesse der Aktionäre[455] - läuft daher den Interessen des Managements zuwider.

- Der Einsparmarkt befindet sich erst in der Aufbauphase, während die Infrastruktur des Erzeugungsmarktes gut ausgebaut ist. Ein risikoscheues Management wird daher versuchen, so weit wie möglich auf bewährte Märkte zurückzugreifen.

---

[453] Vgl. z.B. Ross (Agency), 1973, S.134-139.

[454] Vgl. dazu Kihm (Mechanisms) 1990, Appendix A, S.4f., der zeigt, daß Verkaufszahlen und Managereinkommen bei EVU stark positiv korreliert sind. Vgl. auch Faull (Conflicts), 1988, S.661f.

[455] Ein Wallstreet-Analytiker hat beispielsweise herausgefunden, daß zwischen 1969 und 1987 das Umsatzwachstum von EVU negativ mit ihrem Aktienertrag korreliert war, d.h. daß diejenigen EVU an der Börse am besten abschnitten, die geringe Wachstumsraten hatten. Vgl. Jones (Factor Models), 1990, S.28. Die für den Zeitraum von 1972-1988 profitabelste Aktie war die des New Yorker EVU Consolidated Edison Company, dessen Verkaufszuwächse in dem betrachteten Zeitraum erheblich unter dem Durchschnitt der Branche lagen. Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990, Appendix A, S.2.

- Die Unternehmensphilosphie der EVU bestand stets darin, den Kunden ein gutes und nützliches Produkt zu verkaufen. Dieser Verkäuferstatus prägte die Unternehmenskultur ("corporate culture"). Daher fällt es vielen Entscheidungsträgern der EVU heute schwer, sich als Dienstleistungsunternehmen zu begreifen und den Kunden nahezulegen, weniger von ihrem "Produkt" (kWh) abzunehmen.

In Wisconsin wurden im Januar 1991 aus diesen Gründen dem EVU *Wisconsin Electric Power* Anreizzahlungen in Höhe von 500.000 US$ genehmigt, die dazu dienen sollen, die Motivation des Managements in Bezug auf die erfolgreiche Durchführung von Einsparprogrammen zu steigern und eine Veränderung in der Unternehmenskultur ("cultural change") voranzutreiben.[456]

Ein weiterer negativer Anreiz kann u.U. darin liegen, daß ein EVU mit umfangreichen Einsparaktivitäten befürchten muß, gegenüber EVU mit geringeren Aktivitäten und gegenüber industriellen und öffentlichen Eigenstromerzeugern an Wettbewerbsfähigkeit einzubüßen, falls sich die Strompreise infolge dieser Aktivitäten spürbar erhöhen ("front-page test"). Dieser negative Anreiz besteht allerdings nur solange, wie die Gewinnmöglichkeiten im Dienstleistungsgeschäft unter denen im Kilowattstunden-Geschäft liegen und solange Mehrabsatz mehr Gewinn bedeutet. In Kapitel 6.2 wird ausgeführt, wie diesem Anreiz in den USA mit regulatorischen Mitteln begegnet werden kann.

3.2.4 Bisherige Ergebnisse von LCP und Ausblick

EVU-Einsparprogramme sind in den USA vom Umfang und vom Inhalt her seit 1988 auf dem besten Wege, das Stadium von reinen Marketing-Aktivitäten und regulatorischen Pflichtprogrammen zu verlassen. Immer mehr EVU gehen ernsthaft daran, "Einsparkraftwerke" zu bauen.

Es ist methodisch und datenmäßig allerdings kaum möglich, den Gesamterfolg aller bisherigen Dienstleistungsprogramme in den USA exakt abzuschätzen.[457]

Eine Auswertung speziell für Kalifornien ergab, daß im Jahr 1987 gegenüber 1977 rund 8.200 GWh bzw. 2.550 MW allein durch EVU-Programme eingespart wurden.[458] Dies entspricht ca. 4% des Stromverbrauchs und 6,2% der (durchschnittlichen) Leistungsinanspruchnahme in 1987. Doch auch diese Aussage ist mit Vorsicht zu bewerten, da das ihr zugrundeliegende Trend-Szenario auf einer einfachen Fortschreibung der Verbrauchsgewohnheiten des Ausgangsjahres beruht.[459]

Am deutlichsten schlagen sich die "Erfolge" von LCP bislang in den Ressourcenplanungen aktiver EVU nieder. Eine neuere Untersuchung zeigt, daß bei 13 ausgesuchten EVU die angestrebten Einsparziele

---

[456] Vgl. EUW, January 28, 1991, S.15.

[457] So gibt es diesbezüglich nur einige oberflächliche Abschätzungen. Vgl. z.B. EW, Oktober 1990, S.38.

[458] Vgl. CEC (Electricity Report), 1990, S.2-15.

[459] Vgl. CEC (Efficiency Report), 1990, S.3-2.

zwischen 6 und 13% des für das Jahr 2000 prognostizierten Verbrauchs liegen.[460] PG&E beispielsweise strebt an, bis zum Jahr 2000 rund 2.500 MW des prognostizierten Lastzuwachses in Höhe von 3.200 MW durch DL-Programme "bereitzustellen".[461]

Eine Untersuchung von *Hirst* ergab, daß zwischen 1990 und 2010 rund die Hälfte des Stromverbrauchszuwachses durch ehrgeizige EVU-Dienstleistungsprogramme vermieden werden könnte.[462]

Auf Grund der immer noch relativ schlechten Datenlage, begrenzter Evaluierungserfahrungen und innerbetrieblicher Umstellungsprozesse zielen sämtliche Dienstleistungsaktivitäten bislang lediglich auf das Wegsparen eines Teils bzw. des gesamten, durch Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum und steigenden EDL-Bedarf verursachten Verbrauchszuwachses, nicht jedoch auf eine absolute Verringerung des Absatzes. Dieser Umstand begünstigt die Akzeptanz von LCP nicht zuletzt vor dem Hintergrund, daß der Bau neuer Kraftwerke auf Grund fehlender oder umstrittener Standorte ohnehin zunehmend schwieriger wird. Die eigentliche Nagelprobe von LCP - Zurückschrumpfen des im LCP-Sinne weit über seinen ökonomisch sinnvollen Umfang hinausgetriebenen "Kilowattstundenmarktes" - steht damit auch in den USA noch aus. Es zeichnet sich vor dem Hintergrund der geplanten Aktivitäten ab, daß mit ihr im nächsten Jahrzehnt zu rechnen ist.

3.3 Weitere Anwendungsfelder und konzeptionelle Weiterentwicklungen von LCP

Es ist unmittelbar einsichtig, daß LCP als Prinzip sowohl auf den Einsatz anderer Energieträger, auf Einzelobjekte (z.B. Gebäude) und Regionen als auch auf ganze Volkswirtschaften übertragbar ist. Voraussetzung dafür ist stets ein Marktversagen im Substitutionswettbewerb zwischen Energieträgern und Umwandlungstechnologien. In diesem Abschnitt sollen zur Vervollständigung der Konzeptfundierung weitere Anwendungsfelder von LCP aufgezeigt werden. Darüber hinaus wird illustriert, in welcher Weise die amerikanische LCP-Praxis den Gedanken der Internalisierung externer Kosten bereits aufgegriffen und umgesetzt hat.

3.3.1 LCP für Gasversorgungsunternehmen

Gasversorgungsunternehmen (GVU) unterscheiden sich von EVU dahingehend, daß sie reine Verteilerunternehmen sind und keiner Versorgungspflicht unterliegen. Bei der Verteilung sind i.d.R. ausgeprägte *Economies of Scale* und damit sinkende Grenzkosten vorhanden, womit ein "natürliches Monopol" und daraus abgeleitete Ausschließlichkeitsrechte der Versorgung begründet werden. In den

---

[460] Vgl. Hirst (Possible Effects), 1991, S.28.

[461] Vgl. PG&E, (1991 Annual Report), 1992, S.I-3.

[462] Vgl. Hirst (Possible Effects), 1991, S.28.

USA unterliegen die GVU einer relativ komplizierten Regulierung.[463]

LCP fiel bei GVU vor allem dort auf fruchtbaren Boden, wo eines der folgenden beiden Angebotsprobleme auftrat:

- Langwierige und teure Genehmigungsverfahren für den Bau zusätzlicher Versorgungsleitungen oder
- Lieferengpässe zu Zeiten der Spitzenlastnachfrage.

Im Frühjahr 1991 unternahmen 15 Bundesstaaten Anstrengungen zur Förderung von Gas-LCP; in zwei Staaten war es bereits Praxis, in sieben in der Implementationsphase und in weiteren sechs in der Entwicklung.[464]

Schwerpunkte des Programmangebotes liegen in der Vor-Ort-Beratung und in Zuschüssen zu wärmetechnischen Sanierungsmaßnahmen, aber auch die Anschaffung moderner Heizungsanlagen wird unterstützt.[465] Darüber hinaus werden von vielen GVU Lastmanagement-Programme wie z.B. unterbrechenbare Bezugsverträge für Gewerbe- und Industriekunden angeboten.

Die Kosteneffektivität der Maßnahmen wird vor allem mit Hilfe des *Utility Cost Tests* überprüft, wobei der *Total Resource Cost Test* als Vorauswahltest ebenfalls Anwendung findet.[466] Die für den Umfang der Einsparaktivitäten entscheidende Größe der vermiedenen Kosten[467] des EVU wird von Staat zu Staat unterschiedlich gehandhabt: Während in Kalifornien nur die kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoffpreis, Leitungsverluste, Overheadkosten) zugrunde gelegt werden, werden in Nevada auch die vermiedenen Kapazitätskosten (Gasspeicher, Pipeline-Verträge, sonstige Anlagen) berücksichtigt.[468] Darüber hinaus sind eine Reihe von Bewertungsmodellen entwickelt worden, die als Kompromiß zwischen theoretisch korrekter und praktisch anwendbarer Ermittlung der vermiedenen Kosten aufgefaßt werden können.[469]

3.3.2 LCP und Brennstoffwechselprogramme

Einer der umstrittensten Punkte bei der Umsetzung von LCP ist seine Anwendung auf die Auswahl zwischen den Energieträgern. Während es unter ökonomischen und ökologischen Aspekten sehr wohl Sinn machen kann, den einen Energieträger durch einen anderen zu ersetzen,[470] stößt ein solcher Brennstoffwechsel immer dort auf besonders große Probleme, wo konkurrierende Unternehmen auftreten. Seine Kunden dazu zu bewegen, weniger vom ursprünglichen Produkt abzunehmen, mag für ein traditionell denkendes Unternehmen schon schwierig genug sein, selbst wenn die Unternehmenssubstanz

---

[463] Vgl. im Detail Phillips (Regulation), 1988, S.627-676.

[464] Vgl. Goldman/Hopkins (Survey), 1991, S.10.

[465] Ebenda, S.20.

[466] Ebenda, S.26, Tabelle 5.

[467] Vgl. zur Methodik ihrer Bestimmung im Gasbereich Hornby (Value), 1991.

[468] Vgl. Goldman/Hopkins (Survey), 1991, S.25.

[469] Vgl. mit einer Übersicht Violette/Stern (Valuation), 1991.

[470] Vgl. Mikulec (Fuel Switching), 1989.

darunter nicht leidet. Seine Kunden dabei zu unterstützen, zum Konkurrenten zu wechseln, erscheint psychologisch gesehen eine noch viel höhere Hürde zu sein, die schwierig zu überwinden sein dürfte.
Brennstoffwechsel-Programme finden in den USA daher zur Zeit nur dort statt, wo *Querverbundunternehmen* sowohl Strom als auch Gas anbieten, wobei insbesondere die Umstellung von Stromanwendungen im Wärmebereich (Heizung, Warmwasser, Kochen) auf Gas unter LCP-Gesichtspunkten häufig kosteneffektiv ist.[471]

3.3.3 Internalisierung externer Effekte im Rahmen von LCP

Die Forderung nach einer Einbeziehung externer Effekte in die Preise ist unter Ökonomen seit vielen Jahren unumstritten. Die weitgehende Wirkungslosigkeit dieser Forderung im Strombereich resultiert u.a. aus der Schwierigkeit, externe Effekte zu quantifizieren und sie darüber hinaus noch zu monetarisieren.
Im Rahmen von LCP wurden eine Reihe von Ansätzen entwickelt, um mit diesen Schwierigkeiten pragmatisch umzugehen.[472] Zu unterscheiden sind Ansätze, die den EVU-Planungsprozeß betreffen, von solchen, die beim EVU-Ressourcenauswahlprozeß im Rahmen von Ausschreibungsverfahren (*Bidding*) wirksam werden. Eine dritte Kategorie umfaßt die Beeinflussung der vermiedenen Kosten des EVU dahingehend, daß sich die Einspeisevergütung für *qualifying facilities* dadurch erhöhen kann. Ziel aller Ansätze ist es, die Einbeziehung insbesondere von Umweltaspekten in den Entscheidungs- und Bewertungsprozeß der EVU-Ressourcenplanung und -auswahl objektiver und transparenter zu machen und somit einer größeren Öffentlichkeit den Zugang zur Diskussion zu ermöglichen. Quantitativ bedeutet dabei nicht automatisch die *monetarisierte* Einbeziehung externer Kosten, sondern ein nachvollziehbares Verfahren, das über eine EVU-interne, auf Expertenbefragungen und eigenen Einschätzungen beruhende Vorgehensweise hinausgeht.
Zwölf Bundesstaaten der USA haben Vorschriften zur *quantitativen* Einbeziehung externer Kosten in den Ressourcenplanungs- und -auswahlprozeß der EVU entweder bereits verabschiedet oder ziehen solche in Erwägung.[473] Die daraus resultierende Praxis der EVU illustrieren folgende Beispiele:

a) Bonneville Power Administration

Im Nordwesten der USA wird die Internalisierung von Umwelteffekten seit Anfang der 80er Jahre aktiv vorangetrieben. Ein Gesetz ("Power Act") fordert dabei vom regionalen EVU *Bonneville Power Administration (BPA)* explizit, nur solche Energieressourcen zu nutzen, die unter Einbeziehung der quantifizierbaren Umweltkosten kosteneffektiv sind.

Um dieser Forderung nachzukommen, führte BPA 1980 in einem ersten Schritt einen Umweltbonus in Höhe von 10% auf die Kosten aller Energieeinsparressourcen ein, der pauschal mit den vermiedenen

---

[471] Vgl. dazu Chernick/Espenhorst/Goodman (Fuel Switching), 1990; vgl. auch VPSB/State of Vermont Public Service Board (5270-CV-1: Investigation), 1990, S.33.

[472] Vgl. dazu ausführlicher Fritsche/Leprich (Internalisierung), 1991.

[473] Vgl. Pace (Environmental Costs), 1990, S.565.

Umweltkosten gegenüber den Angebotsressourcen begründet wurde. Die Anwendung dieses Bonus führte dazu, daß der Umfang der Einsparinvestitionen, die im Sinne von LCP von BPA als kosteneffektiv ermittelt wurden und daher durchzuführen waren, zunahm.[474]

b) Wisconsin

Die Regulierungsbehörde in Wisconsin hat ein ähnliches Konzept wie BPA entwickelt. Sie sieht einen Abschlag ("subtractor") in Höhe von 15% für rationelle Energienutzung oder alternativ einen 15%igen Aufschlag ("adder") auf die Kosten fossil betriebener Kraftwerke vor. Dieser sogenannte "non-combustion credit" führt im Rahmen des in Wisconsin vorgeschriebenen Least-Cost Planning zu einer entsprechenden ökonomischen Schlechterstellung fossiler Ressourcen gegenüber regenerativen Energiequellen und der Energieeinsparung. Die Höhe des Aufschlages wird wie im Nordwesten mit einer pauschalen Kostenabschätzung von Umweltschäden durch Strombereitstellung begründet. Er wird von der Kommission nicht als ein abschließendes Konzept, sondern als erster Schritt in Richtung Internalisierung von Umwelteffekten angesehen.[475]

---

[474] Ebenda, S.566.

[475] Vgl. Foley/Lee (Surface), 1990, S.50.

Darüber hinaus wird von der Behörde ein Ansatz verfolgt, der als qualitatives Punkten ("scoring") bezeichnet wird. Er ist als Orientierungshilfe zu verstehen, anhand derer die EVU in Wisconsin bei der Auswahl von Angebotsoptionen die Einbeziehung externer Umwelteffekte beim LCP zu leisten haben.[476]

Der Scoring-Ansatz des EVU *Wisconsin Power & Light (WP&L)* beispielsweise beruht auf einem dimensionslosen Punktesystem für externe Effekte, das u.a. Umwelteffekte berücksichtigt. Es ist so aufgebaut, daß negative Umwelteffekte, unterteilt nach einzelnen Umweltkategorien (z.B. Grundwasserqualität), die Punktzahl 0, geringe oder gar keine Umweltbeeinträchtigungen hingegen die Punktzahlen 1 rsp. 2 erhalten. Die Summe dieser "Umweltpunkte" wird dann bei Kosten-Nutzen-Kalkulationen zu den Angebotsoptionen berücksichtigt. Dadurch können beispielsweise auch solche Angebotsoptionen ausgewählt werden, die erst aufgrund einer hohen Umwelt-Punktzahl ein günstiges Nutzen-Kosten-Verhältnis erreichen - es werden also faktisch "teurere" Optionen gewählt.[477]

c) *New England Electric System (NEES)*

NEES ist eine Holding-Company im Nordosten der USA. 1989 berücksichtigte sie erstmals Umwelteffekte im Rahmen ihrer langfristigen Ressourcenplanung. Man entschied sich für ein Bewertungsverfahren, bei dem die einzelnen Angebotsoptionen im Hinblick auf ihren Beitrag zu 10 ausgewählten Problemfeldern der Umweltpolitik untersucht wurden (Saurer Regen, Flächenverbrauch etc.). Mit Hilfe einer "Externalitäten-Matrix", die für die einzelnen Problemfelder Verursachungsfaktoren unterschied (beim Sauren Regen beispielsweise SO_2 und NO_x) und auf einer Punkteskala bewertete, wurden Umweltpunkte zwischen 0 und 4 vergeben, wobei 0 Punkte für keinen grundlegenden Einfluß auf das Problem, 4 Punkte für maximalen Problemeinfluß standen. Die Problemfelder wurden zudem untereinander gewichtet (z.B. wurden dem Sauren Regen 14% am Gesamtproblem beigemessen).

Die Punkte für die einzelnen Verursachungsfaktoren wurden dann zunächst mit ihren Anteilen zum einzelnen Problemfeld gewichtet (z.B. wurde für SO_2 ein Anteil von 50% am Problemfeld "Saurer Regen" festgelegt), anschließend noch einmal mit dem Anteil des Problemfeldes am gesamten erfaßten Umweltproblem. (Beim Aufaddieren der auf diese Weise gewichteten Umweltpunkte ergibt sich theoretisch als Maximalpunktzahl 40, als Minimalpunktzahl 0.)

Die Maximalpunktzahl aller untersuchten Ressourcen bildete dann im Rahmen der Bewertung der einzelnen Angebotsoptionen den Standard für einen Kostenzuschlag in Höhe von 15%, d.h. eine Ressource, die vorher mit 5 cts/kWh notiert war, wurde nunmehr mit 5,75 cts/kWh angesetzt, was u.U. dazu führen konnte, sie wegen fehlender Kosteneffektivität aus dem Ressourcenmix des EVU zu entfernen. Die Maximalpunktzahl und damit den Kostenzuschlag in Höhe von 15% erhielt bei NEES

---

[476] Solche Scoring-Modelle werden in der Betriebswirtschaftslehre schon seit längerem unter dem Stichwort "Nutzwert-Analyse" diskutiert. Vgl. z.B. Schmidt (Organisation), 1981, S.284ff.

[477] Vgl. WP&L (Update), 1989; Fagan/Stevenson (Incorporation), 1991, S.522f.

die Ressource "Strombezug aus einem Kohlekraftwerk ohne Rauchgasreinigung".[478] Alle anderen Angebotsoptionen erhielten demnach einen geringeren Kostenzuschlag.

Die Maximalhöhe des Zuschlages (15%) wurde von NEES nicht empirisch-analytisch aus Umweltschadens- oder Vermeidungskosten hergeleitet, sondern aus pragmatischen Überlegungen heraus gewählt.

Abbildung 3.10 zeigt die Externalitäten-Matrix, die von NEES bei der Vorbereitung des Ressourcenplans im Jahr 1990 verwendet wurde. Insgesamt wird dieser Ansatz weder bei den vermiedenen Kosten für Eigenstromerzeuger (QFs) noch bei den eigenen Ressourcen zahlungswirksam. Er verändert lediglich den geplanten Ressourcenmix des Unternehmens.

LCP läßt sich auch direkt im Hinblick auf eine Klimastabilisierungsstrategie verwenden. In *Oregon* wurde 1989 ein Gesetz verabschiedet, das die Erarbeitung einer CO_2-Reduktionsstrategie mit dem Ziel vorschreibt, bis zum Jahr 2005 die CO_2-Emissionen im Vergleich zu 1988 um 20% zu reduzieren.[479] Die EVU werden dadurch gezwungen, dieses Leitziel als Nebenbedingung bei der Aufstellung ihrer Least-Cost Pläne zu berücksichtigen. *Krause* fordert in dem Zusammenhang ein "Least-Cost Carbon Reduction Planning" und hält LCP in dieser Hinsicht für erweiterungsfähig.[480]

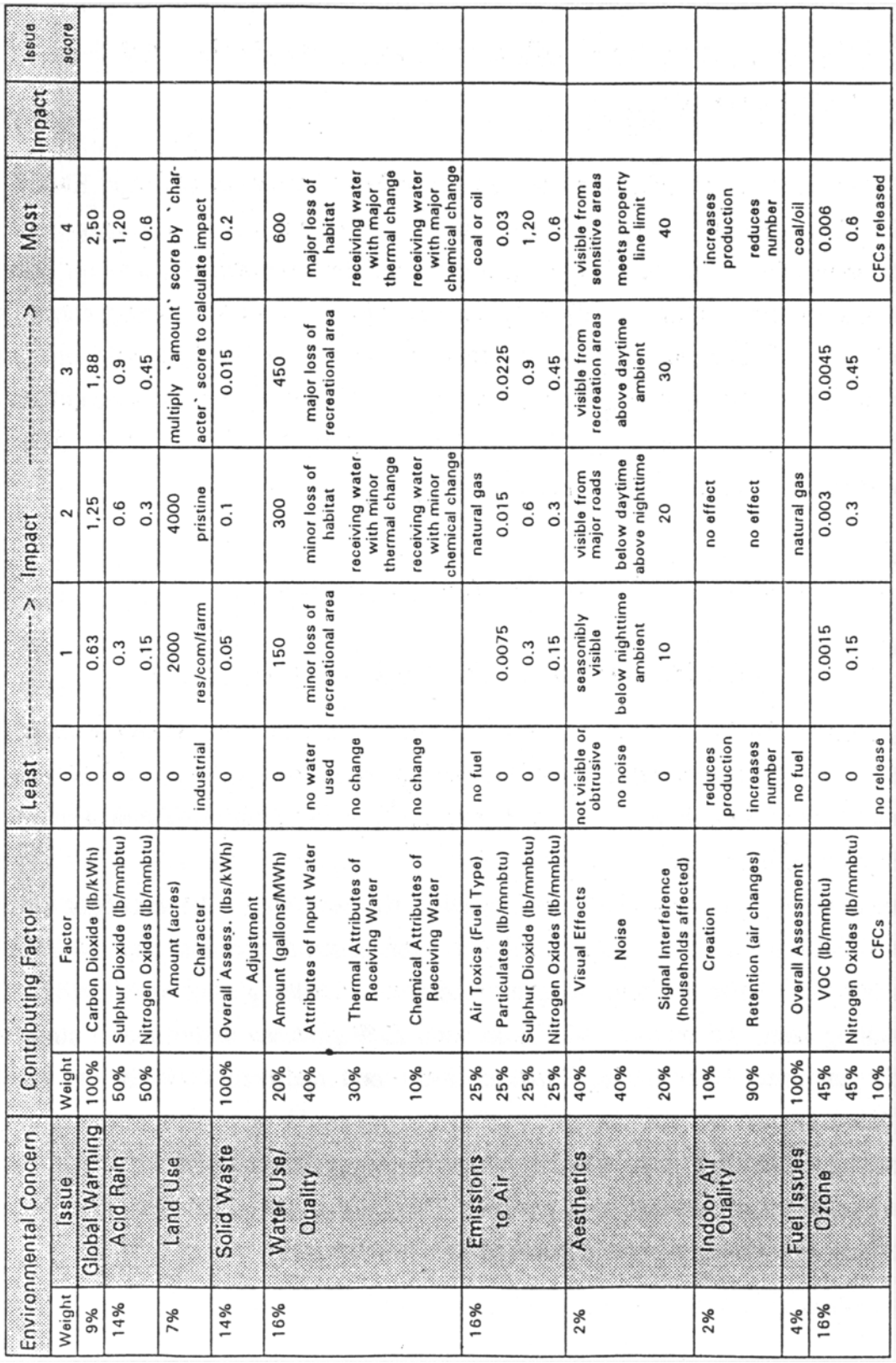
---

[478] Vgl. Destribats et al. (Environmental Costs), 1990, S.96.

[479] Vgl. Pace (Environmental Costs), 1990, S.593.

[480] Vgl. NARUC (1989 Conservation Report), 1990, S.194f.

Abb.3.10: Externalitäten-Matrix für NEESPLAN 1990



Environmental Concern		Contributing Factor		Least ----------> Impact ----------> Most					Impact	Issue score
Weight	Issue	Weight	Factor	0	1	2	3	4		
9%	Global Warming	100%	Carbon Dioxide (lb/kWh)	0	0.63	1,25	1,88	2,50		
14%	Acid Rain	50%	Sulphur Dioxide (lb/mmbtu)	0	0.3	0.6	0.9	1,20		
		50%	Nitrogen Oxides (lb/mmbtu)	0	0.15	0.3	0.45	0.6		
7%	Land Use		Amount (acres)	0	2000	4000	multiply `amount` score by `char-			
			Character	industrial	res/com/farm	pristine	acter` score to calculate impact			
14%	Solid Waste	100%	Overall Assess. (lbs/kWh)	0	0.05	0.1	0.015	0.2		
			Adjustment							
16%	Water Use/ Quality	20%	Amount (gallons/MWh)	0	150	300	450	600		
		40%	Attributes of Input Water	no water used	minor loss of recreational area	minor loss of habitat	major loss of recreational area	major loss of habitat		
		30%	Thermal Attributes of Receiving Water	no change		receiving water with minor thermal change		receiving water with major thermal change		
		10%	Chemical Attributes of Receiving Water	no change		receiving water with minor chemical change		receiving water with major chemical change		
16%	Emissions to Air	25%	Air Toxics (Fuel Type)	no fuel		natural gas		coal or oil		
		25%	Particulates (lb/mmbtu)	0	0.0075	0.015	0.0225	0.03		
		25%	Sulphur Dioxide (lb/mmbtu)	0	0.3	0.6	0.9	1,20		
		25%	Nitrogen Oxides (lb/mmbtu)	0	0.15	0.3	0.45	0.6		
2%	Aesthetics	40%	Visual Effects	not visible or obtrusive	seasonibly visible	visible from major roads	visible from recreation areas	visible from sensitive areas		
		40%	Noise	no noise	below nighttime ambient	below daytime above nighttime	above daytime ambient	meets property line limit		
		20%	Signal Interference (households affected)	0	10	20	30	40		
2%	Indoor Air Quality	10%	Creation	reduces production		no effect		increases production		
		90%	Retention (air changes)	increases number		no effect		reduces number		
4%	Fuel Issues	100%	Overall Assessment	no fuel		natural gas		coal/oil		
16%	Ozone	45%	VOC (lb/mmbtu)	0	0.0015	0.003	0.0045	0.006		
		45%	Nitrogen Oxides (lb/mmbtu)	0	0.15	0.3	0.45	0.6		
		10%	CFCs	no release				CFCs released		

Quelle: Destribats et al. (Environmental Costs), 1990, S.95.

II. Empirische Bestandsaufnahme

4 Die amerikanische Elektrizitätswirtschaft und ihre Regulierung

In diesem Kapitel wird zunächst eine Bestandsaufnahme der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft vorgenommen sowie ein Ausblick auf ihre weitere Entwicklung gegeben. Anschließend wird das Regulierungssystem detailliert beschrieben und im Hinblick auf seine Anreizstrukturen analysiert. Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei in der empirischen Untersuchung der Untersagungspraxis von Fehlinvestitionen im Zusammenhang mit Überkapazitäten und vorzeitig aufgegebenen Kraftwerksprojekten. Schließlich wird der Regulierungsprozeß mit seinen vielfältigen formellen und informellen Facetten am Beispiel Kaliforniens erörtert.

4.1 Die amerikanische Elektrizitätswirtschaft

4.1.1 Struktur und Organisation des Elektrizitätssektors

Der amerikanische Elektrizitätssektor ist gekennzeichnet durch das Zusammenwirken von privaten, genossenschaftlichen und öffentlichen Energieversorgungsunternehmen, die für rund 96 Mio. Haushalte, 12 Mio. Gewerbebetriebe und 500.000 Industriekunden Elektrizität bereitstellen.[481]

Die Stromerzeugung von *Nicht-EVU* (industrielle Selbsterzeuger, Kleinerzeuger etc.) wird in den USA statistisch nicht erfaßt. Schätzungen gehen davon aus, daß die Industrie Ende der 70er Jahre mengenmäßig nur auf rund 3% der gesamten öffentlichen Stromerzeugung kam, während es 1925 noch rund 25% gewesen waren.[482] Seit einiger Zeit jedoch gewinnen unabhängige Erzeuger mehr und mehr an Gewicht (s. dazu Abschnitt 4.1.4.1).

Die Eigentumsverhältnisse bei den Energieversorgungsunternehmen und bei den Kraftwerken erscheinen zunächst breit gestreut. Tabelle 4.1 gibt einen Überblick über Eigentümer und Betreiber des amerikanischen Kraftwerksparks.

---

[481] EEI/Edison Electric Institute (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.54, Tafel 47.

[482] Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.133.

Tab.4.1: Eigentumsverhältnisse der Elektrizitätsversorgung in den USA 1989

Eigentümer/Betreiber	**Anzahl**	**Kapazitäts-anteil in %**	**Anteil Strom-erzeug. in %**
Unternehmen in privatem Besitz	265	75,8	75,3
ländliche Energie-Kooperativen/ Anlagen in Genossenschaftsbesitz	949	4,2	5,3
Unternehmen in öffentlichem Besitz			
* Stadtwerke, öffentliche Projekte und Versorgungsbezirke	1.981	10,9	11,1
* bundeseigene EVU	6	9,1	8,3

Quelle: APPA (Annual Statistical Issue), 1991, S.53.

Bei genauerer Aufschlüsselung der Anteile am gesamten Kraftwerkspark wird jedoch schnell deutlich, daß die 265 privaten EVU (*investor-owned utilities/IOU*) die Elektrizitätsversorgung in den USA dominieren:[483] Sie besitzen rund 76% aller Kapazitäten und sind für drei Viertel der Stromerzeugung verantwortlich. Sie sind als Kapitalgesellschaften organisiert und versorgen größere Städte und fast alle Ballungsgebiete. Ihr gemeinsamer Interessenverband ist das *Edison Electric Institute (EEI)*. Rund 90% aller privaten EVU sind vertikal integrierte Unternehmen, d.h. sie besitzen neben Stromerzeugungsanlagen auch Übertragungs- und Verteilungsnetze. Eine wachsende Anzahl von EVU betreibt neben der Strom- auch noch eine Gassparte.[484]

Ähnlich wie in der Bundesrepublik sind in den USA die privaten EVU seit Jahren bestrebt, ihre Unternehmen zu diversifizieren und um neue Bereiche zu erweitern, die mit der Elektrizitätsversorgung direkt nichts zu tun haben (z.B. Mineralöl- und Erdgasgeschäft, Kohlebergbau, aber beispielsweise auch Versicherungsgesellschaften). 1981 hatten nach einer Umfrage des *Edison Electric Institute* bereits zwei Drittel der privaten EVU ihre Unternehmen um regulierte bzw. unregulierte Bereiche erweitert.[485]

Zugenommen hat auch die horizontale Konzentration durch Zusammenschlüsse (*merger*) von EVU und damit verbunden die Gründung von Holding-Gesellschaften, deren Versorgungsgebiete häufig über einen

---

[483] Joskow (Structural Change), 1989, S.129, Fn 4, geht sogar davon aus, daß es in den USA letztlich nur rund 100 voneinander unabhängige private EVU gibt, wenn man die Gesamtzahl um die verflochtenen privaten EVU (Töchter von gemeinsamen Holding-Gesellschaften) und die sehr kleinen Weiterverteiler bereinigt.

[484] Vgl. NARUC (1989 Annual Report), 1990, S.414, Tafel 1. Die Bundesstaaten Iowa und Wisconsin sind bislang jedoch die einzigen Bundesstaaten, in denen alle größeren EVU auch im Gasbereich tätig sind.

[485] Vgl. PG&E (Encyclopedia), 1985, S.117. Für eine kritische Diskussion des Diversifizierungsprozesses aus der Sicht der Regulierungsbehörden vgl. York/Malko (Diversification), 1983, insbesondere S.18f.

Bundesstaat hinausgehen.[486] Beteiligungen von privaten an genossenschaftlichen oder öffentlichen EVU indes sind genauso selten wie umgekehrt.

Als Stromverteiler haben die EVU entweder de iure oder de facto das Ausschließlichkeitsrecht zur Versorgung in abgegrenzten Versorgungsgebieten (*franchises*).[487] Die Städte und Gemeinden beauftragen die EVU mit der Versorgung ihrer Gebiete und bekommen im Gegenzug für die Abtretung des Wegerechts und die Übertragung des Ausschließlichkeitsrechts eine Art Konzessionsabgabe (*franchise fees*),[488] deren Höhe vom Umsatz oder vom Vermögen des EVU abhängt.[489] Die Übertragung der Versorgung erfolgt für mindestens 10 Jahre, meistens aber für sehr viel länger.[490]

Die ländlichen Energie-Genossenschaften (*cooperatives*) sind v.a. Stromverteiler und werden von den privaten sowie den bundeseigenen EVU beliefert. Sie versorgen zwei Drittel der Landfläche der USA, aber nur rund 8% der Bevölkerung. 61 genossenschaftliche EVU erzeugen selber Strom, die restlichen sind reine Weiterverteiler.[491] Gegenüber den privaten EVU haben die Genossenschaften zwei wichtige Vorteile: Sie gelten als gemeinnützig und sind daher von der Einkommensteuer befreit, und sie bekommen Kredite zu einem niedrigen Zinssatz von der *Rural Electrification Administration*, einer Behörde des Landwirtschaftsministeriums.[492] Der Interessenverband der genossenschaftlichen EVU ist die *National Rural Electric Cooperative Association*.

Die Stadtwerke (*municipalities*) versorgen vor allem mittlere und kleine Städte sowie Landkreise. Sie sind ebenfalls von der Einkommensteuer und in vielen Fällen auch von bundesstaatlichen und lokalen Steuern befreit.[493] Ihre Hauptbetätigung liegt in der Stromverteilung. Viele Stadtwerke liegen in den Versorgungsgebieten der bundeseigenen EVU, wo sie zu bevorzugten Konditionen Strom aus Wasserkraftwerken beziehen können.[494] Die Größe der Stadtwerke schwankt naturgemäß erheblich: Während die Stadtwerke von *Los Angeles* (*Los Angeles Department of Water and Power/LADWP*) einen jährlichen Umsatz von mehr als 1,7 Mrd. US$ aufweisen, erreichen einige Stadtwerke in *Alaska* nur rund

---

[486] Zwischen 1980 und 1987 nahm die Anzahl der Holding-Gesellschaften bei Versorgungsunternehmen insgesamt von 107 auf 153 zu. Vgl. Loube (Holding Company), 1989, S.625. Im Strombereich allein existieren zur Zeit mindestens 34 Holding-Gesellschaften, von denen 19 nach 1984 gegründet wurden. Vgl. Fenn (Mergers), 1988, S.85. Zur Regulierung von Holding-Gesellschaften s. auch Abschnitt 4.2.2.4.

[487] Vgl. Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.3.

[488] Vgl. PG&E (Encyclopedia), 1985, S.161.

[489] PG&E beispielsweise berechnete beim Strompreisgenehmigungsverfahren 1989 eine im Jahr 1990 zu zahlende Konzessionsabgabe für sämtliche von ihr mit Elektrizität versorgten Städte und Landkreise (counties) in Höhe von 19,5 Mio. US$. Vgl. CPUC (89-12-057: General Rate Case PG&E), 1989, Appendix B, S.2. Dies entspricht 0,64% der Nettoerlöse und ist damit um eine Größenordnung kleiner als die Konzessionsabgabe in der Bundesrepublik.

[490] Vgl. Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.3, Fn 8.

[491] Vgl. APPA (Annual Statistical Issue), 1991, S.53.

[492] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.599.

[493] Vgl. Joskow/Schmalensee (Markets), 1983, S.17.

[494] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.598.

50.000 US$ Umsatz.[495] Die Interessen der Stadtwerke werden von der *American Public Power Association (APPA)* vertreten.

In die Kategorie der öffentlichen Projekte auf der Ebene der Bundesstaaten (*state projects*) und der Versorgungsbezirke (*power districts*) fallen all jene Anlagen, die nicht den Gemeinden oder der Bundesebene zurechenbar sind.

Die bundeseigenen EVU (*federal power agencies*), die zum Geschäftsbereich des nationalen Energieministeriums (*Department of Energy*) gehören, verkaufen Strom aus bundeseigenen Wasserkraftwerken, die von staatlichen Unternehmen betrieben werden (v.a. vom *US Corps of Engineers* und dem *Water and Power Resource Service*). Ihre ursprüngliche Aufgabe lag darin, Flüsse schiffbar zu machen, Überflutungen zu verhindern und Bewässerungskonzepte umzusetzen, so daß die Stromerzeugung quasi ein Abfallprodukt dieser Tätigkeit wurde.

Das größte bundeseigene EVU, die *Tennessee Valley Authority (TVA)*, besitzt und betreibt auch eigene Erzeugungsanlagen in sieben Bundesstaaten und versorgt 160 Stadtwerke und Genossenschaften mit Strom.[496]

Die Koordinierung des amerikanischen Elektrizitätssystems erfolgt auf unterschiedlichen Ebenen:

- Die EVU haben sich zu insgesamt neun Verbundgesellschaften (*Regional Reliability Councils*) zusammengeschlossen, die die Versorgungssicherheit durch überregionalen Stromaustausch gewährleisten sollen und geographisch zusammenhängende Gebiete darstellen. 1968 wurde der *National Electric Reliability Council (NERC)* gegründet, um die Verbundgesellschaften bei der Koordinierung zu unterstützen und überregionale Aspekte zu berücksichtigen.[497]

---

[495] Vgl. APPA (Annual Statistical Issue), 1991, S.52 und 58.

[496] EW/Electrical World (Directory), 1992, S.849.

[497] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.585.

- Drei große Verbundnetzwerke (*Networks*) verknüpfen nahezu sämtliche Stromerzeugungsanlagen in den USA und in Teilen von Kanada.[498]

- Zusätzlich zu den Verbundgesellschaften haben die EVU sogenannte *Power Pools* gebildet, um Kraftwerkseinsatz und -planung regional zu koordinieren und dadurch die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen und ihre Zuverlässigkeit zu erhöhen. Man unterscheidet "enge" (*tight*) von "lockeren" (*loose*) *power pools*. Während erstere sich dadurch auszeichnen, daß enge vertragliche Beziehungen bestehen und zumindest ein Teil der Stromerzeugung einer zentralen Steuerung unterworfen ist, handelt es sich bei letzteren um unverbindlichere Vereinbarungen über Informationsaustausch, Lieferbeziehungen und Reservehaltung.[499]

Beim Stromaustausch (*wholesale transactions*) zwischen den EVU sind folgende Fälle zu unterscheiden:

- Die Belieferung von EVU durch benachbarte Erzeuger (im gleichen oder angrenzenden Bundesstaat) wirft i.d.R. keine Probleme auf. Man unterscheidet hierbei kurzfristige Lieferungen zur Sicherung der Versorgung (*coordination transactions*) von langfristigen Stromlieferungsverträgen (*requirements transactions*). Rund 20% der gesamten Stromerzeugung privater EVU wird an andere EVU weiterverkauft, davon 10% in Form langfristiger Verträge.[500]

- Sind Liefer- und Empfänger-EVU nicht benachbart, müssen Übertragungs- und Durchleitungsleistungen (*transmission and wheeling services*) in Anspruch genommen werden. Diese Leistungen werden von den betroffenen EVU, wenn überhaupt, dann nur freiwillig zu aushandelbaren Preisen erbracht;[501] sie können i.d.R. von keiner Behörde angeordnet werden.[502]

Durchleitungen von Nicht-EVU-Erzeugern zu entfernteren EVU oder Letztverbrauchern (innerstaatliche Durchleitung) können von einzelnen bundesstaatlichen Regulierungsbehörden je nach gesetzlicher Grundlage angeordnet werden (vgl. dazu auch Abschnitt 4.1.4.1).[503]

---

[498] Ebenda, S.587.

[499] 1980 identifizierte die FERC 17 größere power pools, davon neun enge und acht lockere. Sie vereinigten insgesamt rund 59% der gesamten Erzeugungskapazitäten in den USA auf sich. Vgl. Bolle (Energiemaklersysteme), 1989, S.27f.

[500] Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.131f.; Ferrey (Unregulated Utilities), 1991, S.165.

[501] Die Preise der Stromdurchleitung liegen bei 0,2 bis 0,3 cts/kWh, je nach Regelmäßigkeit und Umfang der Größen Arbeit und Leistung. Vgl. ISI/Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Vergleich), 1986, S.97.

[502] Die Durchleitung kann - wenn überhaupt - nur aus energiewirtschaftlichen Gründen angeordnet werden, nicht aber aus Wettbewerbsgründen. Eine Ausnahme besteht hier bei der Durchleitung von Strom aus bundeseigenen Wasserkraftwerken. Vgl. dazu IWG (Marktsteuerung), 1986, S.151-163; ebenso ISI (Vergleich), 1986, S.97. S. auch Abschnitt 4.1.4.1.

[503] Nach einer Umfrage des Instituts für Wirtschaft und Gesellschaft (IWG) vom Juni 1986 können die Kommissionen in 17 Bundesstaaten ihre privaten EVU zur Durchleitung an entferntere EVU und in 12 Bundesstaaten zur Durchleitung an Endverbraucher zwingen. Vgl. IWG (Marktsteuerung), 1988, S.157ff.

Seit Verabschiedung der PURPA-Gesetzgebung im Jahr 1978 (*Public Utility Regulatory Policies Act*, s. dazu Abschnitt 4.1.3.2) sind die EVU verpflichtet, den Strom von "qualifizierten Erzeugern" (*qualifying facilities/QFs*) aufzukaufen und nach den vermiedenen Kosten ("full avoided costs") zu vergüten. Eigenerzeuger gelten dann als "qualifiziert", wenn sie

- zu weniger als 50% im Kapitalbesitz von EVU sind
- KWK-Anlagen beliebiger Größe mit einem bestimmten Mindestwirkungsgrad betreiben
- höchstens 25% des Energieinputs der Anlage durch Öl, Gas oder Kohle decken, also mindestens 75% durch regenerative Energiequellen oder Abfallenergie, und ihre Kapazität höchstens 80 MW beträgt.[504]

Die vermiedenen Kosten umfassen sowohl vermiedene Erzeugungs- als auch vermiedene Kapazitätskosten[505] und liegen damit deutlich höher als die entsprechenden Einspeisevergütungen in der Bundesrepublik.[506]

4.1.2 Bestandsaufnahme und Entwicklung der wichtigsten elektrizitätswirtschaftlichen und ökonomischen Daten

4.1.2.1 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Elektrizitätssektors

Die Bedeutung des Elektrizitätssektors für die gesamte Volkswirtschaft läßt sich u.a. an folgenden Größen ablesen:

- Der Beitrag des Elektrizitätssektors zum Bruttosozialprodukt in den USA beträgt - zusammen mit dem Gassektor und den sanitären Einrichtungen (*sanitary services*) - rund 2,8%.[507]

- Der Gesamtumsatz der privaten EVU betrug im Jahr 1989 141 Mrd. US$ gegenüber 80,6 Mrd. US$ im Jahr 1980. Für alle EVU zusammen betrug der Umsatz im gleichen Jahr 170 Mrd. US$.[508]

- Das Nettoanlagevermögen der privaten EVU (ohne in Bau befindliche Anlagen, bewertet zu Anschaffungskosten) erreichte 1990 einen Wert von mehr als 350 Mrd.US$.[509]

- Die privaten EVU beschäftigten 1989 rund 520.000 MitarbeiterInnen.[510]

---

[504] Vgl. zu den Anforderungen an QFs Kahn (Regulation), 1988, S.200; ISI (Vergleich), 1986, S.95.

[505] Vgl. dazu Johnson (Innovative Gesetzgebung), 1984.

[506] Dies gilt seit Inkrafttreten des bundesdeutschen Einspeisegesetzes für die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen (1. Januar 1991) allerdings nur noch für den Strom aus Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung.

[507] U.S. Bureau of the Census (Statistical Abstract 1990), S.426.

[508] EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.65, Tafeln 56/57.

[509] EW (Annual Statistical Report 1991), 1991, S.13.

[510] EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.4.

- Die Ausgaben der privaten EVU für Investitionen betrugen 1990 25,8 Mrd. US$,[511] während sie im Durchschnitt der 80er Jahre 30,5 Mrd. US$ betragen hatten.[512] Insgesamt liegt der Anteil der EVU-Investitionen an den Gesamtinvestitionen der amerikanischen Industrie üblicherweise über 10%.[513]

- Das Steueraufkommen der privaten EVU betrug im Jahr 1990 insgesamt (kommunale, bundesstaatliche und nationale Steuern) rund 20 Mrd. US$.[514]

- Das Nettoeinkommen (nach Steuern) der privaten EVU belief sich 1990 auf 16,1 Mrd. US$.[515]

Die Bedeutung der Stromversorgung für die Verbrauchergruppen machen folgende Zahlen deutlich:

- Die jährlichen Stromausgaben für den durchschnittlichen amerikanischen Haushalt betrugen 1989 724 US$.[516] Der Anteil dieser Ausgaben am gesamten Haushaltsbudget entsprach 1981 im Schnitt bereits 8-9%, bei Haushalten mit niedrigem Einkommen (*low income households*) jedoch rund 18%.[517] Es ist davon auszugehen, daß diese Anteile auf Grund der Strompreis- und der allgemeinen Einkommensentwicklung noch größer geworden sind.

---

[511] EW (Annual Statistical Report 1991), 1991, S.9.

[512] EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.85, Tafel 70.

[513] Im Jahr 1986 betrug der Anteil aller Versorgungsunternehmen (Strom, Gas, sanitäre Einrichtungen) an den Gesamtinvestitionen 12,2%. Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.11, Tabelle 1-1.

[514] EW (Annual Statistical Report 1991), 1991, S.14.

[515] Ebenda, S.14.

[516] EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.75, Tafel 65.

[517] Vgl. Praul/Marcus/Weisenmiller (Energy Services), 1982, S.406.

- Die Stromrechnung für die Industrie betrug 1989 rund 43 Mrd. US$.[518] Die Stromkosten haben einen durchschnittlichen Anteil von 1,4% an den Gesamtkosten der Industrie, wobei das Spektrum von 0,4% (Tabakindustrie) bis 3,7% (Metallherstellung) reicht.[519]

4.1.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch

Die Nettostromerzeugung in den USA lag im Jahr 1989 mit 2.781 TWh rund sieben mal so hoch wie in der Bundesrepublik (alte Bundesländer). Tabelle 4.2 ist zu entnehmen, daß die Kohle daran einen Anteil von knapp 56% hatte, während nahezu jede fünfte Kilowattstunde in Atomkraftwerken erzeugt wurde. Damit hat sich der Anteil der Atomenergie seit 1972 mehr als versechsfacht. Absolut gesehen hat sich die Stromerzeugung zwischen 1972 und 1989 um 59% erhöht, während sich die Stromerzeugung aus Atomkraftwerken etwa verzehnfachte. Die Stromerzeugung aus Ölkraftwerken hingegen ging im gleichen Zeitraum um 40% zurück.[520]

Tab.4.2: Nettostromerzeugung in den USA nach Energieträgern (Anteile)

Energieträger	**1972 in %**	**1989 in %**
Kohle	44,1	55,8
Erdgas	21,5	9,5
Öl	15,6	5,7
Wasserkraft	15,6	9,5
Atomenergie	3,1	19,1
Sonstige	0,1	0,4
Summe (in TWh)	1.750	2.781

Quelle: EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.30, Tafel 22.

Die EVU der USA verfügten Ende 1990 über eine installierte Kraftwerkskapazität von rund 735.000 MW.[521] Davon entfielen auf die fossilen Dampfkraftwerke (hauptsächlich auf Kohle- und teilweise auf Ölbasis) 64,9%, auf Atomenergie 15,0%, auf Wasserkraft 11,9%, auf Gasturbinen 7,5% und auf sonstige Kraftwerke 0,7%.

1990 wurden in den USA 111 Atomkraftwerke von 55 EVU in 33 Bundesstaaten betrieben, acht weitere

---

[518] EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.65, Tafel 56.

[519] Ebenda, S.96, Tafel 85.

[520] Ein wichtiger Grund dafür lag in der Anordnung des amerikanischen Kongresses aus dem Jahr 1978, weder Erdgas noch Erdöl als Hauptenergieträger in neuen Kraftwerken zu verwenden. Vgl. Pierce (Canceled Plants), 1984, S.502, Fn 23.

[521] EW (Annual Statistical Report 1991), 1991, S.11.

sind im Bau.[522] Allerdings sind seit 1978 von den EVU keine neuen Atomkraftwerke mehr in Auftrag gegeben worden, und mindestens 120 geplante bzw. bereits im Bau befindliche Atomkraftwerke sind seitdem storniert worden.[523] Die letzten Aufträge für Atomkraftwerke, die heute tatsächlich in Betrieb sind, datieren gar aus dem Jahr 1973, dem Jahr der ersten Ölpreiskrise.[524]

Trotz dieser Stornierungen bestehen in den USA seit vielen Jahren Überkapazitäten, da Stromverbrauchsprognosen und tatsächliche Entwicklung weit auseinanderklafften (s.u.) und daher der gesamte Kraftwerkszubau erheblich überdimensioniert war.[525] Nach offiziellen Statistiken betrugen die Überkapazitäten in den 80er Jahren durchschnittlich 12,5%.[526]

Der Anteil des Stromverbrauchs am gesamten Primärenergieverbrauch in den USA hat sich im Laufe der Jahre stetig erhöht. Betrug er 1970 noch 25%, so hatte er 1989 bereits einen Anteil von 36%.[527]

Der Stromverbrauch entfällt zu jeweils reichlich einem Drittel auf die Industrie (34,4%) und die privaten Haushalte (34,3%) und zu einem Viertel auf den gewerblichen/öffentlichen Bereich (27,6%);[528] der Rest entfällt v.a. auf den militärischen Bereich sowie auf die Straßenbeleuchtung.

Tabelle 4.3 gibt einen Überblick über die Entwicklung des Stromverbrauchs der einzelnen Verbrauchergruppen, über die durchschnittlichen Zuwachsraten der letzten 20 Jahre sowie über die Entwicklung des Stromverbrauchs pro Haushalt (HH).

---

[522] Von den acht im Bau befindlichen Atomkraftwerken haben allerdings nur zwei geplante Daten für eine Inbetriebnahme. Vgl. Yates (Nuclear Energy), 1990, S.12.

[523] Vgl. Komanoff (Nuclear Power), 1991, S.19. S. dazu auch Abschnitt 4.2.3.3.

[524] Vgl. Komanoff (Nuclear Power), 1991, S.19.

[525] Ursprüngliche Kraftwerksprognosen nach der ersten Ölpreiskrise, die von 2.000 GW Atomkraftwerkskapazitäten im Jahr 2000 ausgingen (dem dreifachen der tatsächlich installierten Gesamtkapazität des Jahres 1990!), wurden zwar schnell nach unten korrigiert, verdeutlichen aber auch heute noch die Dimension der damaligen Fehleinschätzungen. Vgl. Pierce (Canceled Plants), 1984, S.501, Fn 19.

[526] Dieser Wert ergibt sich aus der Differenz der durchschnittlich vorhandenen Reserveleistung der letzten 10 Jahre (wobei die zur Verfügung stehende Reserve definiert ist als Differenz der Kapazitätsverfügbarkeit (netto) zur Zeit der Sommerhöchstlast und nicht-gleichzeitiger Sommerhöchstlast geteilt durch die nicht-gleichzeitige Sommerhöchstlast (EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.14, Tafel 7) und einer in den USA derzeit für notwendig erachteten Reserveleistung in Höhe von 20%. Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.150, Fn 39 und S.152, Abbildung 4; vgl. auch Kahn (Regulation), 1988, S.83.

[527] DOE/U.S. Department of Energy (Annual Energy Review), 1989, S.13, Tafel 4.

[528] Der gewerbliche/öffentliche Bereich (commercial sector) der amerikanischen Energiestatistik ist in etwa mit dem Kleinverbrauchsbereich der Bundesrepublik vergleichbar.

Tab.4.3: Entwicklung des Stromverbrauchs in den USA 1970-1990

Jahr	Haush.	Indust.	Gewerbe	Sonst.	Summe	Zuw.	HH/a
1970	447,8	572,5	312,6	58,5	1.391,4		7.066
1975	586,1	661,6	418,1	67,2	1.733,0	4,5	8.176
1980	734,4	793,8	524,1	73,8	2.126,1	4,2	9.025
1985	792,9	820,3	605,9	86,8	2.305,9	1,6	8.906
1990	911,1	914,4	733,1	96,8	2.655,4	2,9	9.514

Quellen: EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.44, Tafel 38 und S.53, Tafel 45; EW (Annual Statistical Report), 1991, S.12.

Während in den 70er Jahren der Wachstumstrend mit durchschnittlich 4,5% (erste Hälfte) bzw. 4,2% (zweite Hälfte) Verbrauchswachstum pro Jahr anhielt, erfolgte in der ersten Hälfte der 80er Jahre ein Einbruch. Der Gesamtstromverbrauch stieg nur um durchschnittlich 1,6% pro Jahr, und 1982 ergab sich gar ein Rückgang von 2,4% gegenüber 1981. Der starke Verbrauchsanstieg zwischen 1986 und 1988 sorgte dann jedoch in der zweiten Hälfte der 80er Jahre wieder für höhere Wachstumsraten (im Durchschnitt 2,9%), wenngleich die Werte der 70er Jahre nicht mehr erreicht wurden.
Der Stromverbrauch pro Haushalt nahm in den USA seit Beginn der 70er Jahre um rund ein Drittel zu und liegt heute rund zweieinhalb mal so hoch wie in der Bundesrepublik.

4.1.2.3 Strompreise und -kosten sowie finanzielle Situation der EVU

Während die Strompreise für die Endabnehmer in den 60er Jahren sogar nominal kontinuierlich gesunken waren und 1969 ihren tiefsten Stand erreicht hatten, stiegen sie in den folgenden Jahren unaufhaltsam an und erreichten 1982 ihren Höchststand (real; "reale" Strompreise werden in den USA mit Hilfe von sogenannten "Implicit Gros National Product (GNP) Price Deflators" errechnet; vgl. DOE (Annual Energy Review), 1989, Appendix C). Seitdem jedoch sind die Preise nominal kaum noch gestiegen und real sogar gefallen. Tabelle 4.4 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Strompreise für die unterschiedlichen Abnehmergruppen.

Tab.4.4: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise für Endabnehmer in den USA (in cts/kWh)

Jahr	Haushalte		Gewerbe		Industrie		Insgesamt	
	nomin.	real	nomin.	real	nomin.	real	nomin.	Real
1960	2,62	8,48	2,42	7,83	1,06	3,43	1,82	5,89
1965	2,39	7,07	2,18	6,45	1,00	2,96	1,70	5,03
1970	2,22	5,29	2,08	4,95	1,02	2,43	1,67	3,98
1975	3,51	5,92	3,45	5,82	2,07	3,49	2,92	4,92
1980	5,36	6,25	5,48	6,39	3,69	4,31	4,73	5,52
1985	7,39	6,66	7,27	6,56	4,97	4,48	6,44	5,81
1989	7,64	6,05	7,21	5,71	4,72	3,74	6,44	5,10

Anmerkungen:
real = Preisstand 1982,mit GNP price deflator deflationiert. Für 1989 sind vorläufige Preise angegeben

Quelle: DOE (Annual Energy Review), 1989, S.217, Tafel 95.

Allerdings sind in den USA ausgesprochen hohe regionale Strompreisdisparitäten zu beobachten: Während die Strompreise für Haushaltskunden beispielsweise in *Idaho* auf Grund eines hohen Anteils an Wasserkraftwerken 1988 nur 4,7 cts/kWh betrugen, lagen sie in *New York*, einem Bundesstaat mit einem hohen Anteil an Öl- und Gaskraftwerken, bei 10,8 cts/kWh.[529] Die Entwicklung der Strompreise für die unterschiedlichen Verbrauchergruppen zeigt zudem eine erhebliche Angleichungstendenz: Während 1960 die Haushalts- und Gewerbepreise das Zweieinhalbfache der Industriepreise betrugen, lagen sie 1989 nur noch um rund ein Drittel höher.

Die Tarifgestaltung der EVU war in den 70er und 80er Jahren durch eine Vielzahl von Tarifexperimenten geprägt, die dazu dienten, die Tarife stärker an den Kosten zu orientieren. Bereits 1982 wurden in 41 Bundesstaaten saisonal variierende Tarife, in 39 Bundesstaaten zeitvariable Tarife und in 43 Bundesstaaten lineare Tarife genehmigt.[530] Nach einer Umfrage des *Investor Responsibility Research Center (IRRC)* boten 1987 von 123 befragten EVU

- 85 zeitvariable Tarife
- 76 saisonal variierte Tarife
- 35 progressive Tarife v.a. für Haushaltskunden
- mehr als drei Viertel Lastmanagement-Tarife (unterbrechbare Lieferungen etc.)

an.[531] Allerdings sind die meisten dieser Angebote durch die zusätzlichen Zählerkosten nur für größere

---

[529] Vgl. APPA (Annual Statistical Issue), 1991, S.19.

[530] Vgl. ISI (Vergleich), 1986, S.105, Tabelle 2.53.

[531] Vgl. IRRC/Investor Responsibility Research Center (Alternatives), 1987, S.24-29. Einzelne EVU boten hier mehrere Tarife an.

Verbraucher attraktiv und werden z.B. von Haushaltskunden kaum wahrgenommen.[532]
Der starke Anstieg des realen Strompreisniveaus in den 70er Jahren hatte eine Reihe unterschiedlicher Gründe:

- Die beiden Ölpreiskrisen 1973 und 1979 führten zu einem explosionsartigen Anstieg der Brennstoffpreise. Der Preis für schweres Heizöl beispielsweise stieg nominal zwischen 1970 und 1981 um 1.300%.

- Hohe Inflationsraten bedingten ein hohes Zinsniveau. Während der Zinssatz für langfristige Anleihen in den 60er Jahren noch 6% betragen hatte, erhöhte er sich bis 1980 auf über 16%.[533]

- Eine erhebliche Abschwächung des Verbrauchswachstums führte zu Überkapazitäten.

- Strengere Umweltschutzauflagen für neue Kraftwerke und wachsender Widerstand gegen Atomkraftwerke trieben die Kraftwerkskosten in die Höhe. Die durchschnittlichen Kosten pro kW Leistung stiegen für Atomkraftwerke innerhalb von 20 Jahren um mehr als 2.300%. Tabelle 4.5 zeigt die Entwicklung.

Tab.4.5: Entwicklung der durchschnittlichen Leistungskosten für Atomkraftwerke in den USA (Nominalkosten)

Zeitraum der Inbetriebnahme	**Kosten US$/kW**	**Zeitraum der Inbetriebnahme**	**Kosten US$/kW**
1968-71	161	1979-84	1.373
1972-73	217	1985	2.466
1974-75	404	1986	2.765
1976-78	623	1987*	3.776
* geschätzt			

Quelle: Joskow (Structural Change), 1989, S.151, Tabelle 2.

Das Fallen der (realen) Strompreise ab Mitte der 80er Jahre hatte seinen Grund in den gesunkenen Brennstoffkosten, dem allgemein niedrigeren Zinsniveau sowie dem stärkeren Verbrauchswachstum, das einen Teil der Überkapazitäten aufzehrte.
Die finanzielle Situation der EVU während der letzten 20 Jahre läßt sich an einer Reihe von Indikatoren ablesen:

- Die Verzinsung des Eigenkapitals (*return on equity/roe*) stagnierte während der 70er Jahre bei knapp

---

[532] Vgl. Helle (Strompreisgestaltung), 1987, S.30f.

[533] Vgl. Praul/Marcus/Weisenmiller (Energy Services), 1982, S.374f.

11%, während die risikofreie Verzinsung von Anleihen 1981 beispielsweise bei 12-14% lag.[534] Infolgedessen sank das Verhältnis von Markt- zu Buchwert der EVU-Aktien (*market-to-book-ratio*) zwischen 1976 und 1985 unter 1 (vgl. Tabelle 4.7), wodurch es für die EVU in dieser Zeit sehr schwierig war, Kapitalerhöhungen vorzunehmen. Seither hat sich die finanzielle Situation der EVU wieder entspannt, was nicht zuletzt am deutlich gestiegenen *market-to-book-ratio* abzulesen ist.

- Seit 1976 ist der Anteil der langfristigen Verbindlichkeiten an der Kapitalausstattung nur geringfügig von 51,9% auf 49,1% gefallen. Gleichzeitig jedoch stieg der Eigenkapitalanteil von 35,5% auf 43,8% an,[535] nachdem er in den 60er Jahren durchschnittlich 37,5% betragen hatte.

Tabelle 4.6 gibt einen Überblick über diese Entwicklungen.

Tab.4.6: Entwicklung wichtiger finanzieller Parameter für EVU in den USA (1970-1990)

Jahr	Eigenkapital-verzinsung in %	Fremdkapital-zinssatz in %	Marktwert: Buchwert	Eigenkapital-anteil KA* in %
1970	10,8	8,79	1,59	34,9
1975	10,3	9,97	1,06	34,7
1980	10,7	13,46	0,65	37,3
1985	14,4	11,83	0,99	41,9
1990	11,7	9,69	**1,12	43,8

* Kapitalausstattung (capitalization)
** nur 1. Halbjahr 1990

Quellen: Joskow (Structural Change), 1989, S.156, Tabelle 3; EEI (Statistical Yearbook), diverse Jahrgänge; Kripalani, 1991, S.146; Merrill Lynch (Electric Utility Industry), 1991, S.15.

4.1.3 Gesetzliche Meilensteine amerikanischer Energiepolitik

4.1.3.1 Public Utility Act von 1935

Während in den Anfängen der Elektrizifizierung die Anzahl der Energieversorgungsunternehmen stetig zugenommen hatte, setzte zu Beginn der 20er Jahre dieses Jahrhunderts eine Konzentrationsbewegung ein, die diese Zahl wieder drastisch reduzierte. Dabei dominierte die Bildung von Holding-Gesellschaften, die unter einem gemeinsamen Firmendach mehrere EVU vereinigten. 1932 befanden sich 76,4% der gesamten amerikanischen Stromerzeugung in den Händen von 16 Holding-Gesellschaften, von denen die drei größten allein 44,5% auf sich vereinigten.[536]

Als Reaktion auf diese Entwicklung verabschiedete der Kongreß 1935 den *Public Utility Act*, der in seinem ersten Teil den sogenannten *Public Utility Holding Company Act (PUHCA*) beinhaltete. Dieser

---

[534] Ebenda, S.380.

[535] EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.1.

[536] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.573.

Act gilt heute noch als eines der schärfsten Korrekturgesetze, die jemals vom Kongreß verabschiedet wurden. Er sah die Entflechtung von Holding-Gesellschaften und die Vereinfachung des Systems überall da vor, wo die alte Struktur zu Auswüchsen geführt hatte. Darüber zu befinden hatte die *Securities and Exchange Commission (SEC*), die 1934 geschaffene Börsenaufsichtsbehörde des Bundes. Zwischen 1938 und 1962 wurden auf diese Weise insgesamt 2.419 Elektrizitäts- und Gasversorgungsunternehmen überprüft und 928 (mit einem Gesamtvermögen von rund 13 Mrd. US$) entflochten.[537] Holding-Gesellschaften fallen auch heute noch unter die Kontrolle des PUHCA, wenn sie 10% oder mehr Stimmrechtsanteile (*voting securities*) an EVU besitzen.

4.1.3.2 National Energy Act von 1978

Die beiden Ölpreiskrisen in den 70er Jahren waren in den USA ausschlaggebend für umfassende gesetzgeberische Aktivitäten, von denen die wichtigste die Verabschiedung des *National Energy Act (NEA)* im Jahr 1978 durch die *Carter*-Administration war.

Der NEA beinhaltet insgesamt fünf Einzelgesetze zur Förderung der Energieeinsparung und der regenerativen Energiequellen sowie zur Umstellung von Erdöl und Erdgas auf Kohle. Die folgenden drei Gesetze gelten als besonders wichtig:

Public Utility Regulatory Policies Act/PURPA

Dieses Gesetz ist sicherlich das wichtigste und durchgreifendste unter den Gesetzen des NEA. Es gliedert sich in sechs Einzeltitel (*titles*):

- Regulierung der EVU-Absatzpolitik gegenüber Endabnehmern (Elektrizität)
- Besondere Vollmachten des Bundesenergieministeriums (DOE) und der Bundesaufsichtsbehörde (*Federal Energy Regulatory Commission*)
- Absatzpolitik der Gasunternehmen gegenüber den Endabnehmern
- Kleine Wasserkraftwerksprojekte
- Rohöltransportsysteme
- Verschiedene Bestimmungen.

Im ersten Titel werden v.a. Richtlinien für die bundesstaatlichen Regulierungsbehörden aufgestellt, die sich auf die Struktur und Ausgestaltung der Strompreise für Endabnehmer sowie auf allgemeine Regulierungsbestimmungen (Verbraucherinformation, Abwälzbarkeit von Werbekosten, Einstellung der Versorgung etc.) beziehen.[538]

Der zweite und in der Folgezeit auch einflußreichste Titel schafft die Grundlagen für ein Stromeinspeisungsrecht, indem er

- eine Ankaufspflicht der EVU für Strom von "qualifizierten" privaten Eigenerzeugern (QFs) festlegt

---

[537] Ebenda, S.582.

[538] Vgl. dazu ausführlich Helle (Strompreisgestaltung), 1987, S.3-5.

- den Status des QF einführt und umreißt
- die Konditionen des Zusatz-/Reservestromverkaufs an QFs festlegt
- Kriterien für die Höhe der Einspeisungsvergütung für QFs definiert
- die QFs von der Beaufsichtigung durch die Regulierungsbehörden freistellt.

Die Bundesaufsichtsbehörde (FERC) wurde damit beauftragt, Ausführungsbestimmungen zu den einzelnen Titeln des Gesetzes zu erstellen und die bundesstaatlichen Aufsichtsbehörden anzuhalten, die Bestimmungen umzusetzen. Es dauerte bis zum Jahr 1980, bis die FERC ihre Bestimmungen ausgearbeitet hatte, aber erst nach einem Urteil des obersten Gerichtes der USA (*Supreme Court*) im Jahr 1983, in dem die Autorität der FERC hinsichtlich der Anordnung von Einspeisevergütungen in Höhe der vermiedenen Kosten bestätigt worden war, gingen die einzelnen Bundesstaaten ernsthaft daran, PURPA umzusetzen.[539]

National Energy Tax Act

Dieses Gesetz sah die Einführung von steuerlichen Hilfen für Energiesparmaßnahmen im Haushalt/Gewerbe und für die Nutzung regenerativer Energiequellen vor mit dem Ziel, die Importabhängigkeit vom Erdöl zu reduzieren.

National Energy Conservation Policy Act

Der Zweck dieses Gesetzes lag in der Förderung von Programmen zur Energieeinsparung in Haushalten, Schulen, Krankenhäusern und Verwaltungsgebäuden. Die EVU wurden aufgefordert, Informationen und finanzielle Unterstützung für die Durchführung von Einsparmaßnahmen im Haushaltsbereich bereitzustellen, und das Bundesenergieministerium sollte die Einführung von Effizienzstandards für insgesamt 13 Arten von Haushaltsgeräten vorbereiten.

4.1.4 Ausblick auf die Entwicklung der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft in den 90er Jahren

Der Zuwachs des Stromverbrauchs in den USA in den 90er Jahren wird nach Schätzungen des *Edison Electric Institute* bei rund 2,4% pro Jahr liegen, der der Sommer-Spitzenlast zwischen 2% und 4% pro Jahr.[540] Nach diesen Schätzungen sind bis zum Jahr 2000 mindestens 150.000 MW an zusätzlicher Leistung zu installieren, wenn man davon ausgeht, daß die wegen Veraltung ausscheidenden Kraftwerke die noch vorhandenen Überkapazitäten in etwa aufzehren.

Die derzeit zur Verfügung stehenden Reservekapazitäten differieren von Verbundsystem zu

---

[539] Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.164, Fn 59 und S.165, Fn 61. Eine Ausnahme bildete hier der Bundesstaat Kalifornien, der schneller als andere Bundesstaaten auf die Umsetzung der PURPA-Gesetzgebung drängte und bereits 1983 den QFs eine Reihe von Standardverträgen (standard offers) für die Vergütung des eingespeisten Stroms anbot.

[540] EW (Annual Statistical Report 1990), 1990, S.9/11.

Verbundsystem; während in der Mehrzahl der Verbundsysteme noch von Überkapazitäten auszugehen ist, sind z.B. die New England-Staaten, die dem Verbundsystem NPCC (*Northeast Power Coordinating Council*) angehören, bereits heute von einem Kapazitätsengpaß bedroht.[541]

4.1.4.1 Perspektiven privater Energieversorgungsunternehmen als Stromerzeuger und -verteiler

Die amerikanische Elektrizitätswirtschaft befindet sich zur Zeit in einer Phase grundlegenden Wandels, dessen Ausgang noch nicht vollständig überschaubar ist. Fest steht nur, daß der Druck zur Integration wettbewerblicher Elemente in das System stetig zunimmt.[542] Im Zentrum steht dabei eine umfassende Marktöffnung im Bereich der Stromerzeugung.

Ein wesentlicher Ausgangspunkt für diesen Reformdruck lag in der Unfähigkeit der vom Wettbewerb abgeschirmten EVU, die neuen Rahmenbedingungen der 70er Jahre (abgeflachte Verbrauchszuwächse, steigende Brennstoffpreise, Kostenexplosion bei Kraftwerksinvestitionen) in ihren Planungen zu antizipieren und sich ihnen flexibel anzupassen. Ihre Investitionen führten zum Aufbau erheblicher Überkapazitäten[543] sowie zu einem finanziellen Desaster beim Ausbau der Atomenergie.[544]

Vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen halten sich die EVU seit Mitte der 80er Jahre bei der Planung neuer Kraftwerke stark zurück. Insgesamt belaufen sich ihre derzeitigen Ausbauplanungen bis zum Jahr 1999 nur auf rund 62.000 MW, wovon zwei Drittel auf Gasturbinenkraftwerke (*combustion turbines*), 20% auf fossile Dampfkraftwerke (*fossil steam*) und die restlichen Anteile auf Atom-(10%) und Wasserkraftwerke (5%) entfallen.[545] Bei den "geplanten" Atomkraftwerken handelt es sich allerdings um im Bau befindliche Anlagen aus den 70er und 80er Jahren, von denen nicht absehbar ist, ob sie jemals fertiggestellt werden können. Auffällig ist auch die stark abnehmende Blockgröße neuer Kraftwerke: Während sie 1987 im Durchschnitt noch 715 MW betrug, fiel sie im Jahr 1990 auf durchschnittlich 166 MW.[546]

Die Akteure, die den EVU das einstige Stromerzeugungsmonopol streitig machen, stehen heute bereit. Die Verabschiedung der PURPA-Gesetzgebung im Jahr 1978 hat zur Überraschung des Gesetzgebers und der EVU eine Vielzahl sogenannter unabhängiger Stromerzeuger (*Non-Utility Generator/NUG*) hervorgebracht. Diese stellten zwar Ende 1988 mit rund 34.000 MW erst 4% der Gesamtkapazität

---

[541] Ebenda, S.11.

[542] Vgl. Kahn (Structural Evolution), 1990; vgl. auch die regelmäßigen Kommentare von Studness in der Public Utilities Fortnightly/PUF in den Jahren 1990/91.

[543] So erreichte die "Reservekapazität" im Jahr 1982 nach offiziellen Angaben 41%, was einer Überkapazität von mehr als 20% entspricht. Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.152.

[544] S. dazu Abschnitt 4.2.3.3.

[545] EW (Annual Statistical Report 1991), 1991, S.10.

[546] Ebenda, S.12.

bereit.[547] Derzeit jedoch sind mehr als 60.000 MW unabhängige Stromerzeugungskapazitäten in Planung, was bedeutet, daß sie für mindestens 50% des bis jetzt geplanten Kraftwerkszubaus in den nächsten Jahren verantwortlich zeichnen.[548]

In der Regel haben die NUGs den Status einer *Qualifying Facility* im Sinne des PURPA (s.o.), d.h. sie sind berechtigt, mit den EVU Standardverträge (*Standard Offers*) über den von ihnen in das EVU-Netz eingespeisten Strom abzuschließen, und sie unterliegen keiner Kosten- und Rentabilitätskontrolle durch die bundesstaatlichen Aufsichtsbehörden oder die FERC. Die EVU sind verpflichtet, den Strom der QFs abzunehmen.

Eine weitere Kategorie von NUGs sind die *Independent Power Producers (IPPs*). Diese sogenannten unabhängigen Stromerzeuger, die nicht als QF im Sinne des PURPA anerkannt sind, unterliegen dementsprechend auch nicht dessen Restriktionen in Bezug auf die Größe der Anlage, Brennstoffeinsatz, Wirkungsgrad etc. Das bedeutet aber auch, daß die EVU nicht gezwungen sind, Strom von IPPs abzunehmen. IPPs, die als Tochterunternehmen von EVU im Stromgroßhandel tätig sind, unterliegen nach dem Public Utility Holding Company Act (PUHCA) der Kosten- und Rentabilitätskontrolle der FERC.[549]

Die Perspektiven der privaten EVU in einem sich wandelnden Stromerzeugungsmarkt sollen vor dem Hintergrund der folgenden drei Hauptdiskussions- und -praxisfelder betrachtet werden:

a) Ausschreibungsverfahren für neue Kapazitäten (*Bidding*)
b) Zugang zum Transport- und Verteilungsnetz (*Transmission Access*)
c) Perspektiven des Stromgroßhandels (*wholesale market*)

Auf jeden dieser drei Bereiche kann allerdings nur kurz eingegangen werden, da eine ausführliche Diskussion den Rahmen dieser Untersuchung sprengen würde.

zu a)

In vielen Bundesstaaten sind die EVU mittlerweile gesetzlich oder durch Anweisung der Regulierungsbehörden gezwungen, den nachgewiesenen langfristigen Kapazitätsbedarf auszuschreiben.[550] Zu unterscheiden sind hier folgende fünf Varianten:

---

[547] EUW/Electric Utility Week, May 7, 1990, S.3.

[548] EW (Annual Statistical Report 1991), 1991, S.10; vgl. auch Yokell (Decline), 1990, S.39.

[549] Seit Anfang der 90er Jahre gab es in den USA Bestrebungen, PUHCA dahingehend zu reformieren, daß Stromerzeuger, die ausschließlich im Stromgroßhandel tätig sind, von jeglicher Kosten- und Rentabilitätskontrolle befreit werden und den Status eines EWG ("exempt wholesale generator") zugesprochen bekommen. Dadurch würden die Preise der Stromgroßhändler von den Kosten der Stromerzeugung getrennt. Vgl. McCormick (PUHCA), 1991, der eine solche Reform unterstützt; kritisch hingegen Hempling (Competition), 1991, S.30-32. Im Oktober 1992 verabschiedete der amerikanische Kongreß ein Gesetz (National Energy Policy Act), das diesen Vorschlägen weitgehend folgt.

[550] Vgl. EPRI (Bidding), 1989; Rozek/Nordgulen (Resource Procurement) 1990, S.50; Rose/Eifert (Competitive Bidding), 1990.

1. Bidding nur für QFs
   Bei dieser aus der PURPA-Gesetzgebung hervorgegangenen Variante geht es vor allem darum, eine Mengenbegrenzung der QF-Angebote zu erreichen.

2. Bidding für QFs und alle anderen IPPs, die nicht den QF-Status haben; das EVU selber bzw. ein mögliches Tochterunternehmen darf nicht an der Ausschreibung teilnehmen (*Supply-Side Bidding*)

3. Bidding für QFs, IPPs und das EVU, das die Ausschreibung vornimmt bzw. dessen Tochterunternehmen (*All-Source-Supply-Side Bidding*)

4. Bidding für *Energy Service Companies (ESCOs)*, die Einsparprogramme anbieten (*Demand-Side Bidding*)

5. Bidding für QFs, IPPs und ESCOs (*Integrated bidding*)
   Diese Variante wird auch "All-Source Bidding" genannt.

Die Resonanz auf Ausschreibungen ist sehr groß, was auf einen gut entwickelten Markt hinweist.
Bis einschließlich Januar 1991 wurden in 23 Bundesstaaten bzw. Regionen der USA von insgesamt 45 EVU 62 Ausschreibungen durchgeführt. Dabei sollten 18.076 MW Leistung bereitgestellt werden. Es gingen insgesamt 1.950 Angebote mit einer Gesamtleistung von 148.256 MW ein, also mehr als das Achtfache der benötigten Leistung.[551] Neuere Ausschreibungen resultierten in Angeboten, die die nachgefragte Leistung mindestens um den Faktor 10 übertrafen.[552] Bei integrierten Ausschreibungen wurden rund 20-25% der nachgefragten Leistung in Form von Einsparprogrammen angeboten; die dann ausgewählten Programme stellen bislang allerdings nur 10-20% des Volumens der EVU-Einsparprogramme dar.[553]
Die bisherigen Gewinner der Ausschreibungen waren zu 60% QFs, zu 24% IPPs, zu 15% EVU und zu 1% ESCOs (die Prozentzahlen beziehen sich auf die Leistung).[554]
Unter den angebotenen Technologien waren v.a. Kohle- und Gastechnologien sehr erfolgreich (Stand: Ende 1989): Sie konnten jeweils etwas mehr als ein Drittel (36,5% rsp. 33,7%) der bisherigen Verträge auf sich vereinigen;[555] der Rest entfiel auf Holz-(11,3%), Biomasse-(4,3%), Öl-(3,9%) und erneuerbare Energietechnologien (5,1%) sowie auf Verbundbezüge.
Das Instrument der Ausschreibungsverfahren kommt den Interessen der EVU im Vergleich zu den Standard-Verträgen stärker entgegen: Während ihnen beim letzteren die eigenen Handlungsmöglichkeiten stark eingeengt wurden, haben sie beim ersteren viel bessere Möglichkeiten, die Entwicklung des NUG-Marktes zu beeinflussen. Nicht zuletzt deshalb machen sich viele EVU für das Bidding stark.
Die wichtigste Möglichkeit der EVU besteht darin, durch die Gründung von Tochterunternehmen - sei es als IPPs oder zusammen mit anderen EVU als Gemeinschaftskraftwerke - an Ausschreibungen im eigenen oder fremden Versorgungsgebieten teilzunehmen.[556] Bei genauerer Betrachtung gibt es in den USA bisher kaum *unabhängige* Stromerzeuger. Vielmehr sind die 19 bestehenden größeren Nicht-EVU-Stromerzeuger (IPPs) entweder direkte Tochterunternehmen von EVU oder aber Gemeinschafts-

---

[551] Vgl. Robertson's Current Competition, Vol.2, No.4, February 1991, S.20.

[552] Dazu einige Beispiele: Sacramento Municipal Utility District (SMUD) fragte 1.000 MW nach, bekam 12.000 MW angeboten (EUW, April 23, 1990); Los Angeles Department of Water&Power fragte 600 MW nach, bekam 4.085 MW angeboten (EUW, September 24, 1990); Oglethorpe Power fragte 700 MW nach, bekam 7.200 MW angeboten (EUW, October 15, 1990); Commonwealth Electric fragte 88 MW nach, bekam 945 MW angeboten (EUW, November 5, 1990); Consolidated Edison fragte 200 MW nach, bekam 3.096 MW angeboten (EUW, December 17, 1990).

[553] Vgl. Goldman/Wolcott (Demand-Side Bidding), 1990, S.4f.

[554] Vgl. Robertson's Current Competition, Vol.1, No.2, August 1990, S.13.

[555] Vgl. Kahn/Goldman (Competitive Bidding), 1990, S.33.

[556] Auf diese Weise "deregulieren" sich die EVU ein Stück weit von selbst. Yokell/Violette (Market Structure), 1988, S.14 bezeichnen diese Strategie als "deregulation play".

unternehmen von mehreren EVU.[557]

Der (freilich ungewollte) Haupteffekt des Bidding könnte also letztlich darin liegen, daß die EVU als regulierte Monopolunternehmen keine eigenen Kraftwerke mehr errichten, sondern als IPPs oder Anteilseigner von Gemeinschaftskraftwerken im eigenen oder im Versorgungsgebiet von anderen EVU auftreten und dadurch den Erzeugungsbereich der bundesstaatlichen Regulierung entziehen.

Mit dieser Perspektive sind u.a. folgende Probleme verbunden:

- Falls beim Bidding die Beteiligung von Tochterunternehmen des ausschreibenden EVU zugelassen wird, besteht die Gefahr, daß das EVU diese bevorzugt ("self dealing").[558]

- Durch ihr Eigentum am Transport- und Verteilungsnetz haben die EVU beim Bidding gegenüber allen anderen *non-utility generators* einen wesentlichen Vorteil. Infolge dieser ungleichen Machtverteilung gewinnt die Frage des Zugangs zum Stromnetz (*Transmission Access*) eine immer stärkere Bedeutung.

zu b)

Um die Marktmacht der EVU beim Bidding zu begrenzen, wird ihnen mitunter zur Auflage gemacht, Durchleitungsrechte für alle unterlegenen Anbieter einzuräumen.[559] Die kalifornische Regulierungsbehörde läßt die Bedingungen für den diskriminierungsfreien Zugang zum Übertragungsnetz daher ausführlich untersuchen.[560]

Der freie Zugang zum Transport- und Verteilungsnetz wird insbesondere von der FERC propagiert. Die Möglichkeiten, einen solchen anzuordnen, sind allerdings bislang begrenzt (vgl. Abschnitt 4.1.1). Einer der wichtigsten Ansatzpunkte der FERC auf diesem Gebiet liegt im Genehmigungsverfahren von EVU-Zusammenschlüssen (*merger*), die grundsätzlich von der FERC zu bewilligen sind. Hier knüpft die FERC eine solche Genehmigung in zunehmendem Maße an die Bedingung, das Stromnetz im neuen Versorgungsgebiet für alle interessierten Akteure zu öffnen, um potentiell negativen Wettbewerbseinflüssen entgegenzuwirken.[561]

Während die EVU der Marktöffnung im Erzeugungsbereich eher gelassen begegnen, ist ihr Widerstand gegen einen freien Zugang zum Transport- und Verteilungsnetz wesentlich stärker.[562]

---

[557] Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.133, Fn 13.

[558] Vgl. Norris (Self-dealing), 1991, S.47-50.

[559] Vgl. dazu FERC (Bidding NOPR), 1988.

[560] Vgl. CPUC (90-09-050: Transmission Investigation), 1990.

[561] Vgl. Tierney (Transmission), 1990, S.25; Hall (Wholesale), 1991, S.20.

[562] Eine Ausnahme bildet hier die Wisconsin Power & Light Company, die von sich aus das Netz für alle potentiellen Nutzer (mit Ausnahme der Endverbraucher im Versorgungsgebiet) geöffnet hat. Die Übertragungsleistung wird hier mit 1,73 US$/kW im Monat für fest bestellte Leistung berechnet. Vgl. EUW, January 8, 1990, S.2.

zu c)

Der zwischenstaatliche Stromgroßhandel hat in den letzten 20 Jahren erheblich zugenommen.[563] Der Hauptgrund dafür liegt in den enormen Überkapazitäten vieler Bundesstaaten, deren Nutzung nur über die Ausschöpfung von Stromexportmöglichkeiten gewährleistet werden konnte.

Stromgroßhandelspreise (*wholesale rates*) unterliegen nach dem *Federal Power Act* der Kosten- und Preiskontrolle der FERC, nicht aber der bundesstaatlichen Regulierung. Da die FERC sich tendenziell der gleichen Methoden bedient wie die bundesstaatliche Aufsicht, handelte es sich in der Vergangenheit ebenfalls um kostenorientierte Preise.

Seit einiger Zeit jedoch verfolgt die FERC ihr Anliegen, wettbewerbliche Elemente im Stromsektor zu stärken, auch in diesem Bereich. Während sich dies zunächst nur auf den Bereich der kurzfristigen Stromlieferungen (*coordination transactions*) bezog,[564] sind neuerdings auch längerfristige Lieferverträge (*requirements transactions*) davon betroffen. Im Juni 1990 löste sich die FERC erstmalig vom Kostenansatz bei der Genehmigung eines langfristigen Liefervertrages und verkündete, in Zukunft aushandelbare, marktorientierte Preise (*market-based rates*) für diejenigen IPPs zu bewilligen, die das Fehlen von Marktmacht nachweisen sowie Selbstbereicherung (*self-dealing*) ausschließen können.[565] Das Fehlen von Marktmacht wird seitdem tendenziell mit der Öffnung des Stromnetzes gleichgesetzt, so daß hier zwei Wettbewerbselemente miteinander verknüpft werden.[566]

Insgesamt werden die privaten amerikanischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zunehmend mit Wettbewerbsherausforderungen konfrontiert. Während sie dem "organisierten Wettbewerb" durch Ausschreibungsverfahren im Erzeugungsbereich aufgeschlossen gegenüberstehen und ihre Möglichkeiten, dort als Akteure aufzutreten, wahrnehmen, begegnen sie der Forderung nach freiem Zugang zum Stromnetz mit Skepsis. Nur in den Fällen, in denen der freie Netzzugang mit Verbesserungen an anderer Stelle verknüpft ist (Unternehmenserweiterung durch Zusammenschluß, Marktpreise im Stromgroßhandel), sind sie dazu bereit.

Nicht zur Disposition stehen bislang die vertikale Integration der Unternehmen, geschützte Versorgungsgebiete für nichtindustrielle Endverbraucher ("core customers") und damit verbunden die Versorgungspflicht sowie die Kontrolle durch die Strompreisaufsicht.

4.1.4.2 Perspektiven öffentlicher und genossenschaftlicher EVU

Die Anzahl der Stadtwerke in den USA war in den letzten Jahrzehnten leicht rückläufig. Von 1960 bis 1984 haben sich 50 Städte dafür entschieden, die Stromversorgung wieder selber zu übernehmen,

---

[563] Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.145-149.

[564] Vgl. zu diesem Thema ausführlich Bolle (Wettbewerb), 1990, Kapitel III.

[565] Vgl. Boiler (1990 Review), 1991, S.44.

[566] Vgl. Hall (Wolesale), 1991, S.22.

während im gleichen Zeitraum 127 Städte die Zuständigkeit für die Stromversorgung an überregionale EVU übertrugen.[567] Wettbewerb um Versorgungsgebiete findet so gut wie nicht statt, so daß bei Vertragsverhandlungen mit dem Fremdversorger das einzige Druckmittel der Kommunen in der Androhung der Netzübernahme besteht. Eine breite Diskussion über eine stärkere Kommunalisierung (*municipalization*) der Energiepolitik wie in der Bundesrepublik ist in den USA zur Zeit nicht anzutreffen. In Einzelfällen jedoch wird der Abschluß neuer Versorgungsverträge an bestimmte energiepolitische Vorgaben seitens der Stadt geknüpft. So macht die Stadt *Chicago* die Vertragsverlängerung mit dem EVU *Commonwealth Edison* davon abhängig, ob dieses in ausreichendem Maße Einsparprogramme durchzuführen bereit ist, andernfalls wolle man eigene Stadtwerke gründen.[568]

Das bundeseigene EVU *Tennessee Valley Authority (TVA)* ist auf Grund einer Reihe von Affären in die Diskussion geraten; seit neuestem wird aus diesem Grunde seine Privatisierung gefordert.[569] Es ist jedoch unwahrscheinlich, daß dieser Vorstoß erfolgreich sein wird.

Die genossenschaftlichen EVU traten in den letzten Jahren zunehmend als Konkurrenten zu den privaten EVU in Erscheinung, wodurch ihre bestehenden Begünstigungen in die Diskussion geraten sind.[570] Versuche, die Praxis der zinsbegünstigten Darlehen gerichtlich untersagen zu lassen, sind jedoch bisher gescheitert.[571]

Insgesamt läßt sich die Perspektive der öffentlichen und genossenschaftlichen EVU mit Besitzstandswahrung charakterisieren, wobei die Entwicklungen im Erzeugungs- und Einsparbereich auch an ihnen nicht spurlos vorübergehen werden.

4.2 Das amerikanische Regulierungssystem

4.2.1 Kurzer geschichtlicher Abriß der EVU-Regulierung

Drei Jahre nach Erfindung der Glühbirne durch *Thomas A. Edison* begann in den USA das Zeitalter der Elektrizität: Am 4. September 1882 nahm das erste Kraftwerk in der *Pearl Street* in *New York City* seinen Betrieb auf. In der Folgezeit wurde eine Vielzahl von kommunalen Lizenzen für private Stromerzeuger erteilt, und so gab es 1907 in *Chicago* beispielsweise 45 "Lichtunternehmen" (*electric light firms*), die das örtliche Recht zur Versorgung besaßen.[572]

Preisabsprachen zwischen den Unternehmen, Fusionsbestrebungen bzw. Herausbildung von Monopolen

---

[567] Vgl. Megdal (Municipalization), 1988, S.628.

[568] Vgl. EUW, May 21, 1990, S.18.

[569] Vgl. Houston (Privatize TVA), 1991, S.22-24.

[570] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.599; vgl. auch Joskow/Schmalensee (Markets), 1983, S.19.

[571] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.619, Fn 122. Allerdings ist in Zukunft die Vergabe zinsbegünstigter Darlehen für den Bau neuer Erzeugungsanlagen an die Durchführung von Bidding-Verfahren gekoppelt. Vgl. EEI (Regulatory Trends 1989), 1990, S.4.

[572] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.573.

durch ruinöse Konkurrenz und damit verbunden die Erwirtschaftung exzessiver Gewinne riefen die verantwortlichen Politiker auf den Plan, und bereits im Jahr 1907 wurden in den Staaten *New York* und *Wisconsin* die ersten Aufträge zur Regulierung von EVU erteilt.[573] Die EVU-Regulierung wurde bei den bereits bestehenden Eisenbahnkommissionen (*railroad commissions*) angesiedelt, die in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts in den meisten Bundesstaaten entstanden waren und u.a. die Aufgabe hatten, Höchstpreise für Eisenbahnfahrten festzulegen und Zusammenschlüsse von konkurrierenden Eisenbahnlinien zu verhindern.[574] Zwischen 1907 und 1913 wurden Regulierungskommissionen in 29 Bundesstaaten gegründet bzw. um die EVU-Regulierung erweitert,[575] und heute gibt es in allen Bundesstaaten der USA (mit Ausnahme von *Nebraska*[576]) Kommissionen zur EVU-Regulierung.

Das ambivalente Verhältnis zwischen der Regulierung und der allgemeinen *Anti-Trust*-Politik im Bereich der Elektrizitätsversorgung wurde im Laufe der Zeit zugunsten der Regulierung entschieden. Zwar sollte die Regulierung nicht gegen die im Anti-Trust-Recht zum Ausdruck kommende wirtschaftspolitische Grundorientierung verstoßen, im Falle eines offenen Widerspruchs jedoch genießt die Regulierungsgesetzgebung Vorrang.[577] In der Praxis spielt daher das Anti-Trust-Recht im Bereich der Elektrizitätsversorgung in den USA keine große Rolle mehr.

Die Entwicklung der amerikanischen Regulierung wurde durch eine Reihe wichtiger Urteile des Supreme Court entscheidend geprägt:[578]

- In *Munn v.Illinois* (1877) wurde das Konzept des Gemeinwohls (*public interest*) etabliert, und die Bundesstaaten wurden autorisiert, denjenigen Unternehmen Preise und Betriebsstandards vorzuschreiben, deren Geschäftstätigkeit eng mit dem Gemeinwohl verbunden ist.

- In *Smyth v. Ames* (1898) wurde regulierten Unternehmen eine angemessene Verzinsung (*fair rate of return*) auf den angemessenen Wert ihres Vermögens (*fair value of the property used*) zugestanden. Dieses Urteil beinhaltete einen Zirkelschluß dahingehend, daß der angemessene Wert des Vermögens ("Marktwert") immer auch von der durch die Regulierungskommission festgelegten angemessenen Verzinsung auf das eingebrachte Kapital abhängt.[579] Beseitigt wurde dieser Fehler in

- *Federal Power Commission v.Hope Natural Gas Co.*(1944), bei der das "fair value"-Konzept fallen gelassen wurde. Die angemessene Verzinsung soll vielmehr so festgelegt werden, daß die finanzielle

---

[573] Ebenda, S.123.

[574] Ebenda, S.122.

[575] Vgl. Trebing (Economic Regulation), 1984, S.225.

[576] Nebraska wird ausschließlich von öffentlichen EVU versorgt, die in den USA nicht der bundesstaatlichen Regulierung unterliegen.

[577] Vgl. IWG (Marktsteuerung), 1986, S.128f.; Schmidt (Wettbewerbspolitik), 1990, S.183f.

[578] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.33-38.

[579] Vgl. Vogelsang (Regulierung), 1979, S.28.

Integrität (*financial integrity*) des Unternehmens gesichert ist, seine Kreditwürdigkeit aufrechterhalten bleibt (*maintain its credit*) und seine Fähigkeit zur Kapitalaufnahme (*attract capital*) nicht angetastet wird. Mit dieser Entscheidung wurde den bundesstaatlichen Regulierungskommissionen ein weiter Ermessensspielraum eingeräumt, der bis heute im wesentlichen erhalten geblieben ist.[580]

In Anlehnung an *Trebing* läßt sich die Entwicklung der EVU-Regulierung zeitlich und inhaltlich in sechs Phasen einteilen:[581]

- I. Die konstituierende Phase (1877-1920)

  In diese Phase, die mit dem *Munn v. Illinois*-Urteil beginnt, fällt die Gründung der EVU-Regulierungskommissionen und die Anerkennung des Regulierungsbedarfs im Elektrizitätssektor.

- II. Die politische Untätigkeitsphase in den 20er Jahren

  Auf der Grundlage der *Smyth v. Ames*-Entscheidung übernahm der Supreme Court in dieser Phase die führende Rolle über Methodik und Ausgestaltung der Regulierung. Die Regulierungskommissionen verhielten sich passiv, und es gab auch wenig Bedarf an regulatorischem Einschreiten. 1920 wurde die *Federal Power Commission (FPC)* gegründet, deren Aufgabe darin bestand, den Bau und Betrieb von nicht-bundeseigenen Wasserkraftwerken an schiffbaren Wasserstraßen zu kontrollieren.

- III. Die Reformphase des New Deal (1933-1944)

  Die *Roosevelt*-Ära brachte mit dem *Public Utility Holding Company Act* und der *Hope*-Entscheidung wichtige Neuerungen für die EVU-Regulierung. Zudem wurden die Befugnisse der FPC auf die Stromübertragung und den Stromgroßhandel ausgedehnt sowie mit der *Securities and Exchange Commission* eine Bundesbehörde geschaffen, die die Unternehmens- und Finanzstruktur der EVU beaufsichtigen sollte.

- IV. Die stabile Nachkriegsphase (1945-1968)

  In dieser aus heutiger Sicht einmaligen Phase sinkender Strompreise und steigender Produktivität gab es wenig Aufgaben für die Regulierungskommissionen und die Gerichte.

- V. Die Krisen- und Experimentierphase (1968-1985)

  Die turbulenten Jahre der beiden Ölpreiskrisen, abflachender Verbrauchszuwächse, stark steigender Kraftwerkskosten und hoher Inflationsraten stellten hohe Ansprüche an die EVU-Regulierung, die oftmals nicht eingehalten werden konnten. Die Fähigkeit zur Kapitalaufnahme ging bei vielen EVU

---

[580] Vgl. zum Entscheidungsspielraum der Regulierungskommissionen auch Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.33-39.

[581] Vgl. Trebing (Economic Regulation), 1984, S.24-31.

zwischenzeitlich verloren, der Verschuldungsgrad stieg und die Kreditwürdigkeit nahm ab (vgl. Abschnitt 4.1.2.3). Hohe Überkapazitäten stellten nicht nur die Fähigkeit der EVU-Manager, sondern auch die der Aufsichtsbehörden in Frage, die die Investitionsvorhaben abgesegnet hatten.

Um die Probleme besser in den Griff zu bekommen, wurde mit neuen Regulierungsansätzen experimentiert: Plankostenrechnung statt historische Kostenrechnung, Brennstoffkostenanpassungsklauseln, zeitvariable Stromtarife, Anreizregulierung und *Demand-Side Management* heißen hier die wichtigsten Stichworte, auf die noch näher einzugehen sein wird.

1977 wurde die *Federal Power Commission* in *Federal Energy Regulatory Commission* umbenannt und dem Bundesenergieministerium (*Department of Energy*) als unabhängige Abteilung angegliedert. 1978 erfolgte die Verabschiedung des *National Energy Acts* mit PURPA als wichtigstem Einzelgesetz.

Ab Mitte der 80er Jahre hat sich das Bild wieder etwas gewandelt, und man könnte die derzeitige Phase wie folgt charakterisieren:

- VI. Die Wettbewerbsphase (1986-heute)

  Seit 1985 hat sich die Situation für die EVU stabilisiert: Konstante Preise, wieder stärker steigende Absatzzahlen, sinkende Überkapazitäten und Stärkung der Eigenkapitalbasis haben an der Börse zu einer besseren Notierung von EVU-Aktien geführt.

  Die Regulierungskommissionen fordern zunehmend die Herstellung eines Substitutionswettbewerbes zwischen Stromerzeugung und Erschließung der Einsparpotentiale seitens der EVU (*Least-Cost Planning*), um die bestehende Effizienzlücke zu schließen und die Umwelt zu entlasten. Darüber hinaus wird der Erzeugerwettbewerb zwischen EVU und Nicht-EVU durch Ausschreibungsverfahren (*Bidding*) wesentlich vorangetrieben.

4.2.2 Die Regulierungskommissionen

4.2.2.1 Status und Ausstattung

Die bundesstaatlichen Regulierungskommissionen sind eigenständige Behörden, die aus der allgemeinen Verwaltung ausgegliedert sind. Sie arbeiten als administrative, legislative und judikative Organe zugleich und werden daher häufig als "quasi-judikativ" oder "quasi-legislativ" charakterisiert.[582] Dieser die klassische Gewaltenteilung aufhebende Ansatz ist i.d.R. in bundesstaatlichen Gesetzen, in einigen Fällen in der Verfassung des jeweiligen Staates (*state constitution*) abgesichert. Entscheidungen der Kommissionen können nur durch Urteile der obersten Verwaltungsgerichte (*State Supreme Courts*) revidiert werden, was allerdings vergleichsweise selten passiert.

Über die tatsächliche Unabhängigkeit der Kommissionen ist in den USA zu allen Zeiten heftig gestritten

---

[582] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.143f.; Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.54ff.

worden.[583] Theorien, die von einer grundsätzlichen Befangenheit der Kommissionen zugunsten der regulierten Industrien, einer weitgehenden Abhängigkeit der Kommissionen von den Landesparlamenten und den Gouverneuren oder von dominierenden Interessengruppen ausgehen, erscheinen jedoch zu eindimensional, als daß man ihnen einen befriedigenden Erklärungswert für das Handeln der Kommissionen zubilligen könnte.[584] Zudem fehlt diesen Theorien i.d.R. der empirische Nachweis. Insgesamt ist wohl eher unumstritten, daß aus der Exekutive ausgegliederte Kommissionen weniger anfällig für direkte politische Einflüsse und ob ihrer eigenen Kompetenz und Machtfülle schwer zu dominieren sind.[585]

Die Kommissare (3-7 *commissioners*) werden meistens vom Gouverneur ernannt oder aber vom Parlament bzw. direkt gewählt.[586] Ihre Amtszeit dauert 4-10 Jahre mit der Möglichkeit der Verlängerung.[587] Sie sind weder dem Gouverneur noch dem Parlament gegenüber weisungsgebunden, und eine vorzeitige Kündigung ist praktisch ausgeschlossen.[588]

Den Kommissaren steht stets ein Stab von Fachleuten zur Verfügung, dessen Größe allerdings zwischen den einzelnen Bundesstaaten erheblich differiert: Von 31 MitarbeiterInnen in Wyoming bis zu 1.000 MitarbeiterInnen in Kalifornien.[589] Fast die Hälfte aller Kommissare hat eine juristische Ausbildung, mehr als ein Viertel eine ökonomische.[590] Eine Untersuchung von *Gormley* ergab, daß nicht einmal 10% aller Kommissare jemals für ein reguliertes Unternehmen gearbeitet haben.[591] Über die Anzahl der Kommissare, die nach Beendigung ihrer Tätigkeit in regulierte Unternehmen wechselten, liegen keine Angaben vor; es ist jedoch unmittelbar einleuchtend, daß Unternehmen an einem solchen Wechsel vielfach interessiert sind.[592]

---

[583] Vgl. Gormley (Regulation), 1983, S.82-88; Kühne (Regulierungsdebatte), 1983, S.102-107; Phillips (Regulation), 1988, S.138-145.

[584] S. dazu auch Kapitel 2.6.2.

[585] In einer umfassenden empirischen Untersuchung über amerikanische Regulierung kommt Gormley zum Ergebnis, daß "...the picture that emerges is remarkably consistent with the view that regulatory agencies are 'independent' of the governor and the state legislature." Gormley (Regulation), 1983, S.88.

[586] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.893-896, Tabelle 250.

[587] Die durchschnittliche Verweildauer der Kommissare in ihrem Amt ist mit 4,2 Jahren (1982) jedoch relativ kurz, was auf eine größere Unzufriedenheit mit ihrem Job hindeutet. Vgl. Gormley (Regulation), 1983, S.70.

[588] Seit 1933 hat es in den USA lediglich sechs vorzeitige Entlassungen von Kommissaren gegeben. Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.130.

[589] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.20-166.

[590] Vgl. Gormley (Regulation), 1983, S.71, Tabelle 11; vgl. auch NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.897, Tabelle 251.

[591] Vgl. Gormley (Regulation), 1983, S.71.

[592] Ein Beispiel dafür ist der neue Vorstandsvorsitzende des kalifornischen EVU Southern California Edison, John Bryson, der früher Vorsitzender der kalifornischen Aufsichtsbehörde gewesen ist. Allerdings war er auch einmal bei der kalifornischen Umweltorganisation Natural Resouces Defense Council tätig. Fälle, in denen Kommissare aus der regulierten Industrie kamen und nach ihrer Tätigkeit in der Regulierungsbehörde wieder dorthin zurückgingen, wurden unter dem Stichwort "revolving door"-Problem diskutiert, sind aber eher die Ausnahme.

Die Mehrheit der Kommissionen wird über Gebühren finanziert, die für allgemeine Regulierungszwecke von den EVU erhoben werden.[593] In Kalifornien beispielsweise beträgt diese Kostenerstattungs-Gebühr (*reimbursement fee*) zur Zeit 0.00012 US$ pro abgesetzter Kilowattstunde.[594] Zusätzliche Mittel können über Gebühren für spezielle Leistungen und das allgemeine Steueraufkommen des jeweiligen Bundesstaates bereitgestellt werden. Im Jahr 1990 hatten die bundesstaatlichen Regulierungskommissionen insgesamt Ausgaben in Höhe von rund 550 Mio. US$, davon allein rund 320 Mio. US$ für Gehälter, während die FERC rund 100 Mio. US$ Ausgaben aufwies.[595] Die Höhe des jeweiligen Etats wird von den bundesstaatlichen Regierungen im Rahmen der Haushaltspläne diskutiert und festgelegt; für den Etat der FERC ist unmittelbar das Weiße Haus zuständig.

Im Jahr 1889 wurde der nationale Dachverband der Regulierungskommissare gegründet - die *National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)*. Ihr gehören sowohl die Mitglieder der bundesstaatlichen als auch der nationalen Regulierungskommissionen an.[596] Eine der Hauptaufgaben der NARUC liegt darin, zu einer Vereinheitlichung der Regulierungspraxis in den einzelnen Bundesstaaten beizutragen und die Kooperation zwischen den bundesstaatlichen und den nationalen Kommissionen zu stärken. Zu diesem Zweck existieren eine Reihe von Kommittees, die in regelmäßigen Abständen zusammenkommen und über ausgewählte Themengebiete diskutieren. Im Hinblick auf die EVU-Regulierung kamen insbesondere vom *Energy Conservation Committee* in den letzten Jahren entscheidende Impulse für die Regulierungspraxis (s. dazu auch Kapitel 6.2).

4.2.2.2 Kommissionsaufbau und Personalaspekte

Der Aufbau der Kommissionen unterscheidet sich naturgemäß von Bundesstaat zu Bundesstaat. Bei der *California Public Utilities Commission* beispielsweise sind folgende Abteilungen anzutreffen:[597]

- Abteilung der Verfahrensleiter (*Division of Administrative Law Judges*)
- Rechtsabteilung (*Legal Division*)
- Verbraucherschutzabteilung (*Division of Ratepayer Advocates*)[598]
- Beratungsabteilung für die *Commissioner* und Beschwerdeabteilung (*Commission Advisory and Compliance Division*)
- Dienstleistungsabteilung (*Division of Management Services*)

---

[593] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.937f., Tabelle 260.

[594] Für die Finanzierung der California Energy Commission werden zusätzlich noch einmal 0.0002 US$ pro kWh erhoben.

[595] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.939f., Tabelle 261.

[596] Vgl. NARUC (History), 1978.

[597] Vgl. CPUC (Organizational Charts), 1989.

[598] Diese in Kalifornien ausdrücklich innerhalb der CPUC angesiedelte Abteilung ist in manchen Bundesstaaten eine eigenständige Behörde (z.B. Office of Consumer Advocates), in manchen Bundesstaaten vertritt der Generalanwalt (Attorney General) die Interessen der Verbraucher in den jeweiligen Verfahren.

- Abteilung für öffentliche Angelegenheiten (*Division of Public Affairs*).
- Strategische Planungsabteilung (*Division of Strategic Planning*).

Die funktionale Organisation der CPUC ist charakteristisch für den Aufbau der Kommissionen insgesamt. Eine Besonderheit stellt lediglich die Existenz der strategischen Planungsabteilung dar, die als Stabsabteilung direkt dem Geschäftsführer der CPUC (*executive director*) zugeordnet ist und nur wenige MitarbeiterInnen umfaßt.

Besonders einflußreich ist die Abteilung der Verfahrensleiter, da die *Administrative Law Judges (ALJs)* den Vorsitz über die Verfahren innehaben und die jeweiligen Entscheidungen strukturieren und vorbereiten. Ebenfalls von besonderem Einfluß sind die persönlichen Berater der Kommissare, die der Beratungsabteilung angehören und i.d.R. über umfassendere Kenntnisse verfügen als die Kommissare selbst.

MitarbeiterIn in einer Regulierungsbehörde zu werden ist in den USA durchaus attraktiv. Insbesondere bei Hochschulabsolventen der Fachrichtungen Jura, Ökonomie, Politikwissenschaft und *Public Policy* sind die Stellen gefragt. Die Gründe dafür liegen weniger in der (eher unattraktiven) Bezahlung, sondern vielmehr in der Möglichkeit, eine interessante Tätigkeit auszuüben, direkt nach der Hochschule eine relativ hohe Verantwortung übernehmen zu können und in der Einschätzung der Stelle als Karrieresprungbrett sowohl für Stellen in der Wirtschaft als auch in der Administration.[599] Serviceleistungen der Kommissionen für die breite Öffentlichkeit (z.B. Beschwerdeabteilungen) sowie die institutionalisierte Öffentlichkeitsbeteiligung im Entscheidungsprozeß (s. dazu Abschnitt 4.3.3) haben dazu beigetragen, daß die Reputation der MitarbeiterInnen von Regulierungsbehörden vergleichsweise hoch ist, was ebenfalls zur Attraktivität der Stellen beiträgt.

4.2.2.3 Die Adressaten der EVU-Regulierung

Der Regulierung unterliegen alle *privaten* EVU, da hier der größte Interessengegensatz zwischen dem einzelwirtschaftlichen Rentabilitätskalkül der EVU und dem öffentlichen Interesse vermutet wird.

Genossenschaftliche EVU werden von ihren Kunden kontrolliert. Doch einige von ihnen unterstehen ebenso der bundesstaatlichen Preisaufsicht wie die privaten EVU,[600] wobei hier weniger die Prüfung der Kosten und Tarife im Vordergrund steht, als vielmehr die Gewährleistung der Versorgung in den jeweiligen Gebieten.

Bei *Stadtwerken* differiert die Regulierungspraxis zwischen den einzelnen Bundesstaaten: Während in 14 Staaten die Stadtwerke ihre Tarife genau wie die privaten EVU von der Aufsichtsbehörde genehmigen lassen müssen, legen in 28 Staaten die Stadtwerke ihre Tarife in eigener Regie fest.[601] In den restlichen

---

[599] Vgl. dazu auch Gormley (Regulation), 1983, S.68, Tabelle 10, wo rund die Hälfte der befragten Personals "interesting work" als persönliches Motiv für die Kommissionsarbeit angab.

[600] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.413f., Tabelle 5; vgl. auch Phillips (Regulation), 1988, S.619, Fn 119.

[601] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.430f., Tabelle 14.

Bundesstaaten sind die Tarife der Stadtwerke nur dann von den Aufsichtsbehörden zu genehmigen, wenn ihr Versorgungsgebiet über die jeweilige Stadtgrenze hinausreicht.[602]

Für die EVU des Bundes und einzelner Bundesstaaten, die sämtlich als nicht gewinnorientierte Unternehmen gelten (*non-profit utilities*), wird eine hoheitliche Aufsicht für überflüssig gehalten, da hier keine Interessensunterschiede zwischen EVU und Kunden vermutet werden.

Nicht-EVU, die keinen QF-Status besitzen (z.B. *Independent Power Producers*; Gemeinschaftskraftwerke), sind im zwischenstaatlichen Stromhandel (*wholesale market*) gemäß dem *Federal Power Act* von 1935 der Kosten- und Rentabilitätskontrolle der FERC unterworfen.

4.2.2.4 Zuständigkeiten und Zusammenspiel der Kommissionen

Die Hauptverantwortung für die Regulierung der EVU liegt auf der Ebene der Bundesstaaten. In allen 51 Bundesstaaten der USA (incl. *Washington D.C.*) gibt es *Public Utilities Commissions (PUCs)* (bzw. *Public Service Commissions/PSCs*), die die Bereiche Strom, Gas, Wasser, Telekommunikation und Transportwesen regulieren. Mit Ausnahme von *Nebraska*, wo es keine privaten EVU gibt, sind alle Bundesstaaten im Bereich der Stromregulierung tätig.

Die Kommissionen nehmen mehrheitlich folgende Funktionen wahr:[603]

- Vergabe von Lizenzen für die Aufnahme der Versorgung sowie von Genehmigungen neuer Versorgungsanlagen bzw. von Verfügungen zur Aufgabe alter Anlagen

- Festsetzung von Tarifen und Initiierung von Untersuchungen zur Überprüfung der Tarife

- Kontrolle von Qualität und Quantität der Versorgung, Vorschriften für eine einheitliche Buchführung der EVU und für die Anfertigung eines Jahresberichts

- Kontrolle der Ausgabe langfristiger Schuldverschreibungen.

Standortgenehmigungsverfahren für Anlagen sind i.d.R. bei einer weiteren eigenständigen Behörde angesiedelt.[604]

In Ergänzung der bundesstaatlichen Regulierung nimmt die FERC die Kontrolle zwischenstaatlicher Transaktionen wahr. Dazu gehört

- die Genehmigung der Großhandelspreise für den zwischenstaatlichen Stromaustausch (*wholesale transactions*)

---

[602] Ebenda.

[603] Es gibt hier keine einheitliche Regelung für alle Bundesstaaten. Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.125; im Detail NARUC (1990 Annual Report), 1991, insbesondere S.412-437, 486-503, 561-582.

[604] In Kalifornien liegt diese Aufgabe bei der California Energy Commission.

- die Festlegung der Vergütung für Übertragungs- und Durchleitungsleistungen (*wheeling*) auch innerhalb von Bundesstaaten

- die Genehmigung von Verrechnungspreisen innerhalb von Holding-Gesellschaften.

Darüber hinaus gibt die FERC Richtlinien und Orientierungspunkte für die einzelstaatliche Regulierung vor.[605]

Der Einfluß der FERC auf die Bestimmung der Endverbraucherpreise für Elektrizität ist in den letzten Jahren stetig gewachsen. Mittlerweile sind rund 37% des gesamten Stromaufkommens in den USA in den zwischenstaatlichen Stromhandel involviert und unterliegen daher der FERC-Kontrolle.[606] Tabelle 4.7 gibt einen Überblick über die Verteilung der Regulierungszuständigkeiten im amerikanischen Stromversorgungssystem.

[605] Vgl. PG&E (Encyclopedia), 1985, S.151f.; vgl. auch FERC (1989 Annual Report), 1990.

[606] 1984 waren dies erst 31,8% gewesen. Vgl. Ferrey (Unregulated Utilities), 1991, S.163.

Tab.4.7: Regulierungszuständigkeiten im amerikanischen Stromversorgungssystem

Stromherkunft	**Versorgung des Endverbrauchers**			
	IOU	**Muni**	**Coop**	**Fed**
Eigenerzeugung	PUC	<2>	-	FERC
Ankauf innerhalb des Bundesstaates				
* von anderem EVU				
intra-state <1>	PUC	<2>	-	-
inter-state <1>	FERC	FERC	FERC	-
* von QF	PUC	PUC	PUC	-
* von IPP	PUC	<2>	-	-
* von Holding-schwester	FERC	-	-	-
* Übertragungs-/Durch-leitungsgebühr	FERC	FERC	FERC	FERC
Bezug außerhalb des Bundesstaates				
* von anderem EVU	FERC	FERC	FERC	-
* von IPP	FERC	FERC	FERC	-
* von Holding-schwester	FERC	-	-	-
* Übertragungs-/Durch-leitungsgebühr	FERC	FERC	FERC	FERC

Abkürzungen		PUC	- Public Utilities Commission
IOU	- Invester-Owned Utility	FERC	- Federal Energy Regulatory Com-mission
Muni	- Municipality		
Coop	- Rural Cooperative		
Fed	- Federal Power Agency		

<1> Beim Strombezug von einem anderen EVU sind "intrastate" von "interstate"-Bezügen zu unterscheiden. "Intrastate"-Bezüge liegen nur dann vor, wenn das liefernde EVU nicht im Stromgroßhandel (wholesale) tätig ist, seinen Strom also ausschließlich innerhalb des jeweiligen Bundesstaates verkauft. Sobald jedoch auch nur ein Bruchteil des Stromaufkommens über die Grenzen des Bundesstaates hinaus geliefert wird, gilt das gesamte Stromaufkommen des EVU als "interstate" und unterliegt damit beim Handel ausschließlich der FERC-Jurisdiktion.

<2> In lediglich 14 Bundesstaaten unterliegen die Stadtwerke der Aufsicht durch die PUC; in den übrigen Staaten sind sie weitgehend frei in ihrer Preisgestaltung.

Zusätzlich ist die *Securities and Exchange Commission* für die Kontrolle von Holding-Gesellschaften zuständig. Sie hat beispielsweise ein Vetorecht, was den Kauf und Verkauf von Anlagevermögen anbelangt, sie kontrolliert alle Wartungsverträge des Unternehmens, und sie kann die Art der Buchführung vorschreiben.[607] Ein weiterer wichtiger Kontrollbereich sind Brennstofflieferungen von

[607] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.580f.

EVU-Töchtern (z.B. Kohle), wenn das EVU Teil einer Holding-Gesellschaft ist.[608]

4.2.3 Die Regulierungsinhalte

4.2.3.1 Allgemeine Charakterisierung und Schwerpunktsetzung

Die Regulierung von Energieversorgungsunternehmen in den USA stellte zu keinem Zeitpunkt den Versuch dar, ein abstraktes ökonomisches Theoriegebäude umzusetzen. Dies gilt auch für die Tariffestsetzung, den Kern der EVU-Regulierung. Dazu führt die *California Public Utilities Commission* aus:

> "Ratemaking is not, nor has it ever been, an exact science that guarantees perfect results from all perspectives. Ratemaking ... is essentially the art of estimating future events based on judgement that is as fully informed as possible. ... Accordingly, we are not as concerned as some parties are about having ratemaking that is always perfect from the hindsight perspective. Rather, we will continue our practice of adopting sound, informed estimates with the hope that utility management accepts the challenge and can somehow 'do it for less'."[609]

Der Referenzpunkt dieser Überlegung ist dabei die ökonomisch und institutionell tragfähige Ausgestaltung eines Regulierungsprozesses, der eine größtmögliche Realisierung von gesellschaftlichen Regulierungszielen garantiert (s. dazu Kapitel 2.4). Der Kompromiß stellt unter diesen Vorzeichen keine Ausnahme, sondern die Regel dar.[610]

Owen/Braeutigam sprechen von einem "regulation game", um den Aktionsspielraum der an der Regulierung beteiligten Akteure herauszustellen.[611] Während die Spielregeln nach wissenschaftlichen Kriterien aufgestellt werden, hängen der "Spielverlauf" und sein Resultat wesentlich von den Interessen und dem Kräfteparallelogramm der beteiligten Akteure ab. Entscheidende Einflußfaktoren sind u.a.

- die ökonomische und politische Macht der EVU
- die Kompetenz und das persönliche Engagement der Regulierer sowie ihre Unabhängigkeit von der Politik und den regulierten Unternehmen
- die personelle und finanzielle Ausstattung der Regulierungsbehörde
- der Organisationsgrad und die Kompetenz der am Regulierungsprozeß beteiligten Interessengruppen (*Intervenor*)
- das politische Klima im jeweiligen Bundesstaat.

Während der Schwerpunkt der folgenden Ausführungen auf der ökonomischen Rationalität der

---

[608] Erst kürzlich wurde in einem Gerichtsurteil bestätigt, daß der SEC diese Kompetenz zukommt und sie dadurch das Entscheidungsfeld der FERC, die für die Festlegung der Strompreise von staatenübergreifenden Holding-Gesellschaften zuständig ist, einschränkt. Vgl. Wallstreet Journal vom 28. November 1990, S.A8.

[609] CPUC (89-12-057: General Rate Case PG&E), 1989, S.8f.

[610] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.7; Pulsifer (Excess Capacity), 1988, S.72.

[611] Vgl. Owen/Braeutigam (Regulation Game), 1978, S.9.

Tariffestsetzung liegt, soll durch zahlreiche Verweise auf die amerikanische Regulierungspraxis der Versuch unternommen werden, den Charakter der "Regulierungskunst" als kontinuierlichen Interessenabwägungsprozeß und "Entdeckungsverfahren" zu verdeutlichen (vgl. dazu die Charakterisierung von Regulierung in Kapitel 2). Im Mittelpunkt steht dabei die Preis- und Rentabilitätskontrolle, und dort wiederum die Preishöhenkontrolle. Allerdings werden auch andere Eingriffe im Kontext der Preis- und Rentabilitätskontrolle wie die Investitionskontrolle, Marktzutrittsbeschränkungen und die Kontrolle der Liefer- und Leistungsbedingungen an den entsprechenden Stellen berücksichtigt. Ein besonderer Schwerpunkt wird auf die empirische Darstellung und Analyse der amerikanischen Untersagungspraxis von Investitionskosten gelegt, die seit Mitte der 70er Jahre den Regulierungsprozeß durch die Einführung eines beträchtlichen regulatorischen Risikoelements grundlegend verändert hat (s. dazu Abschnitt 4.2.3.3). Insgesamt sollen die Ausführungen das in Kapitel 2 theoretisch entwickelte Verständnis von EVU-Regulierung mit der amerikanischen Praxis konfrontieren, um anschließend entsprechende Schlußfolgerungen für eine Weiterentwicklung des Regulierungsprozesses ziehen zu können.

4.2.3.2 Die klassische Rentabilitätsregulierung: Konzeptionelle Grundlagen und praktische Umsetzung

Die klassische[612] Rentabilitätsregulierung (*Rate of Return Regulation/ROR*) ist in ihrer reinen Form eine indirekte Form der Monopolpreiskontrolle. Die Preise sollen so festgesetzt werden, daß das regulierte Unternehmen die Möglichkeit erhält, alle für die Erfüllung des Unternehmensauftrages notwendigen Kosten zurückzuerlangen sowie eine angemessene Verzinsung (*fair rate of return*) auf sein eingesetztes Kapital zu bekommen.

Bei der Strompreisfestsetzung (*rate case*) sind zwei Stufen zu unterscheiden:

1. Ermittlung der Preishöhe bzw. der "Erlösanforderungen" (*revenue requirements*) des EVU für die kommende Periode

2. Festlegung der Preisstruktur (*rate structure*)

   a) Zuordnung der Kosten auf die unterschiedlichen Kundengruppen (*cost allocation*)
   b) Ausgestaltung der Tarife für die unterschiedlichen Kundengruppen (*rate design*)

Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich im wesentlichen auf die ausführliche Darstellung und Diskussion der ersten Stufe. Dahinter steht nicht der Wunsch, den zahlreichen Darstellungen der

---

[612] Unter "klassisch" soll hier die insbesondere nach der Hope-Entscheidung von 1944 bis heute in Theorie und Praxis weiterentwickelte Rentabilitätsregulierung in der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft verstanden werden, die sich auf eine einheitliche konzeptionelle Grundlage stützt. Darüber hinaus reichende Ansätze und Vorschläge werden in Abschnitt 4.2.3.4 diskutiert.

amerikanischen Rentabilitätsregulierung eine weitere hinzuzufügen.[613] Vielmehr ergibt sich die Notwendigkeit einer eigenen Darstellung m.E. aus folgenden Gesichtspunkten:

- Die amerikanische Regulierungspraxis hat sich in den letzten 20 Jahren erheblich weiterentwickelt und eine Fülle neuer Ansätze hervorgebracht. Die *deutschsprachige* Literatur hat dieser interessanten Entwicklung - mit einer Ausnahme[614] - bislang nicht Rechnung getragen. Eine strukturierte und praxisnahe Darstellung soll dazu beitragen, die bestehende Lücke zu schließen.

- Die in Kapitel 6 diskutierten Modifikationen und Weiterentwicklungen des Regulierungsansatzes im Hinblick auf die Umsetzung des Least-Cost Planning-Konzepts setzen einen vertieften Einblick in die bestehende Regulierungspraxis voraus.

- Die praktische Umsetzung der Rentabilitätsregulierung enthält eine Reihe von Anreizelementen für die regulierten Unternehmen, deren systematische Erfassung und Verarbeitung eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung von Anreizverfahren zur Unterstützung von Least-Cost Planning ist.

---

[613] Die aktuellste und umfassendste Darstellung der amerikanischen Rentabilitätsregulierung gibt Phillips (Regulation), 1988. Die folgenden Ausführungen stützen sich insbesondere auf dieses amerikanische Standardwerk. Weitere wichtige Gesamtdarstellungen der EVU-Regulierung leisten Howe/Rasmussen (Economics), 1982; Joskow/Schmalensee (Markets), 1983. Einen Schwerpunkt auf die Beschreibung des Regulierungsprozesses legt Gormley (Regulation), 1983.

[614] Die aktuellste Beschreibung der Praxis amerikanischer Strompreisaufsicht in der deutschsprachigen Literatur gibt Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, wobei es sich jedoch um eine juristische Arbeit handelt und demzufolge andere Schwerpunkte gesetzt werden. Das (deutschsprachige) ökonomische Standardwerk zur amerikanischen Regulierung (Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979; im Grundsatzteil nahezu unverändert in Horn/Knieps/Müller (Deregulierungsmaßnahmen), 1988) ist nur noch eingeschränkt zu verwenden, da dort die weitreichenden Veränderungen und Weiterentwicklungen insbesondere der 80er Jahre naturgemäß nicht einbezogen sind.

Die Diskussion über die zweite Stufe der Rentabilitätsregulierung - die Festlegung der Preisstruktur - wird im folgenden nur am Rande berücksichtigt.[615]

Die Ermittlung der Erlösanforderungen - Stufe eins der Strompreisfestsetzung - erfolgt in den einzelnen Bundesstaaten nach einem einheitlichen Schema und umfaßt im einzelnen drei Komponenten:

1. Festlegung des betriebsnotwendigen Vermögens (*rate base*)

2. Festlegung der Rendite (*rate of return*) auf das betriebsnotwendige Vermögen

3. Kontrolle und Genehmigung der Betriebskosten (*operating expenses*)

Ihre Verknüpfung läßt sich mit Hilfe folgender Formel ausdrücken:[616]

$$R = O + (V-D) * r$$

mit

R:	Revenue Requirements (Erlösanforderungen für die kommende Periode)
O:	Operating Costs (Betriebskosten des EVU)
V:	Value of Property (betriebsnotwendiges Anlage- und Umlaufvermögen des EVU)
D:	Depreciation (kumulierte Abschreibungen einschließlich der der letzten Periode)
V-D:	Rate Base (betriebsnotwendiges Vermögen)
r:	Rate of Return (zulässige Kapitalverzinsung/Rendite)

Die Ermittlung der Erlösanforderungen findet in den *General Rate Cases (GRC)* statt, die i.d.R. auf Antrag der EVU anberaumt werden. Ein GRC kann aber auch von den Aufsichtsbehörden selbst angesetzt werden, wenn diese feststellen, daß die bestehenden Preise in ihrer Höhe und Struktur nicht (mehr) mit den bundesstaatlichen Vorschriften und Gesetzen übereinstimmen.[617] Während er bis Ende der 60er Jahre etwa alle fünf Jahre stattfand und häufig zu Preissenkungen führte,[618] beantragten die meisten EVU in den 70er Jahren mindestens einen *rate case* im Jahr, um mit Hilfe von Strompreiserhöhungen die

---

[615] Zur Diskussion über die Kostenaufteilung auf die einzelnen Kundengruppen (cost allocation) vgl. z.B. Bonbright/Danielsen/Kamerschen (Principles), 1988. Einen Überblick über die Tarifgestaltung der amerikanischen EVU (rate design) gibt IRRC (Alternatives), 1987. Zum Versuch, Kostenzuordnung und Tarifgestaltung in einem Konzept - dem sogenannten EPMC-Ansatz (Equal Percent of Marginal Cost) - zusammenzufassen, vgl. CPUC (Rate Design), 1986, Abschnitt A.

[616] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.169.

[617] Vgl. Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.4. Dadurch können insbesondere auch Preissenkungen veranlaßt werden. In New York beispielsweise ist gesetzlich festgelegt, daß die Kommission exzessive EVU-Renditen im Nachhinein abschöpfen und eine Rückerstattung an die Verbraucher verlangen kann. Vgl. NYPSC/New York Public Service Commission (Issues Paper), 1990, S.6. Auch in Florida gilt allgemein, was unlängst in einem konkreten Fall praktiziert wurde: "If the PSC [Public Service Commission, U.L.] determines FPC [Florida Power Company, U.L.] is consistently earning above its authorized rate of return on equity, it could order a rate hearing and lower the utility's rates on a permanent basis." EUW, January 8, 1990, S.12.

[618] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.12.

eskalierenden Brennstoff- und Investitionskosten aufzufangen.[619] Ein typischer *rate case* dauert ca. ein Jahr (s. dazu auch Abschnitt 4.3.3.1). Demzufolge konnten die Aufsichtsbehörden den Arbeitsanfall nicht mehr bewältigen, und Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren waren an der Tagesordnung.

Eine von mehreren Modifikationen, die daraufhin von einigen Bundesstaaten eingeführt wurde, war die Festlegung eines Mindestzeitraums zwischen zwei *rate cases*. Dieser Mindestzeitraum beträgt z.B. in Kalifornien genau drei Jahre und in New York 1-3 Jahre.

In den *rate cases* findet heute häufig eine Neuberechnung der Strompreise statt, d.h. der bisherige Kostensockel wird genauso wie die zusätzlich geltend gemachten Kosten überprüft.[620] Damit hat sich die Regulierung im Laufe der letzten 20 Jahre tendenziell von einer reinen Kostenzuschlagsregulierung ("Cost-Plus Regulation") zu einer umfassenderen Rentabilitätsregulierung gewandelt.[621]

Die Ermittlung der Erlösanforderungen bezieht sich stets auf die kommende Periode (in der Regel auf 12 Monate) und wird dann - je nach Länge des Zeitraums zwischen den *rate cases* - für die nachfolgenden Perioden fortgeschrieben. In der Praxis wird dabei entweder das tatsächliche Ergebnis der zurückliegenden Periode zugrundegelegt und fortgeschrieben (*historic test year*),[622] oder man verwendet das *prognostizierte* Ergebnis der kommenden Periode (*forecast oder future test year*). In *Kalifornien*, *New York* und einigen anderen Bundesstaaten wird mit einem "future test year" gearbeitet,[623] während in der Mehrzahl der Bundesstaaten auf das "historic test year" zurückgegriffen wird.[624]

Für ein "future test year" spricht, daß bei spürbaren Inflationsraten die prognostizierten Erlösanforderungen näher bei den tatsächlichen liegen, was insbesondere bei längeren Genehmigungsperioden sinnvoll ist. Dagegen spricht zum einen der zusätzliche Prognoseaufwand, zum

---

[619] Vgl. dazu Abschnitt 4.1.2.3. Inzwischen hat sich die Situation wieder deutlich beruhigt: während Anfang der 80er Jahre jährlich noch weit über 200 rate cases beantragt wurden, hat sich diese Zahl zum Ende der 80er Jahre etwa halbiert. Vgl. Jones (Regulatory Window), 1989, S.22.

[620] Im Jahr 1990 wurden bei rund 100 EVU sogenannte "rate case audits" durchgeführt, bei denen stichprobenartig bestimmte Kostenblöcke genauer untersucht wurden. Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.508, Tabelle 54. Die regelmäßige Neuberechnung der Strompreise in vielen Bundesstaaten auf Grund der enormen Kostensteigerungen in den 70er und 80er Jahren verlieh den rate cases eine neue Qualität, die von Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, bei ihrer Beschreibung der amerikanischen Strompreisregulierung nicht vorausgesehen werden konnte. Sie gingen seinerzeit davon aus, daß "eine Berechnung oder Neuberechnung nicht in regelmäßigen Abständen statt(findet)", und daß "zwischen den einzelnen Verfahren .. im Extremfall Jahrzehnte liegen" (S.53).

[621] So auch Joskow, der bemerkt: "... the financial experience of the industry in the past twenty years makes it clear that it is not a pure cost-plus system" (Joskow (Structural Change), 1989, S.158).

[622] Beim "historic test year" wird unterstellt, daß das Verhältnis zwischen Kosten, Nettoinvestitionen und Erlösen auch in Zukunft unverändert bleibt, d.h. durch die Absatzprognose ist auch die Kosten- und Investitionsprognose determiniert.

[623] Rund 20 Bundesstaaten sowie die FERC erlauben grundsätzlich die volle oder teilweise Verwendung des "future test year". Vgl. Jones (Regulatory Window), 1989, S.25, Fn 3.

[624] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.448f., Tabelle 23. Allerdings wird diese Methode nicht immer strikt angewandt, sondern mit dem Wissen über vorhersehbare Veränderungen kombiniert.

anderen der gegenüber dem "historic test year"-Verfahren größere Anreiz für EVU, ihre Absatzprognose möglichst niedrig anzusetzen ("gaming"), da sie unabhängig von der Kostenprognose erstellt wird und im Falle der Anerkennung durch die Aufsichtsbehörde den EVU einen Zusatzprofit beschert.[625]
Trotz der regelmäßig stattfindenden *rate cases* befindet sich das EVU offensichtlich fast immer zwischen den *rate cases*. Diese triviale Feststellung hat weitreichende Folgen, wenn man bedenkt, daß weder die Absatz- noch die Kostenprognose zwischen den *rate cases* geändert wird und eine rückwirkende Berücksichtigung falscher Prognosen i.d.R. nicht stattfindet.[626] Folgende Konsequenzen sind vor allem hervorzuheben:

- Das EVU hat stets einen Anreiz, den Absatz über die Prognose hinaus auszudehnen, vorausgesetzt die damit verbundenen zusätzlichen Kosten liegen unter den Grenzerlösen bzw. werden grundsätzlich (auch rückwirkend) anerkannt.

- Das EVU hat stets einen Anreiz, die Kostenprognose zu unterbieten, vorausgesetzt die dadurch erzielten Mehrerlöse werden nachträglich nicht berücksichtigt. Dieser Anreiz wird seit vielen Jahren unter dem Stichwort des "regulatory lag" diskutiert.[627]

Beide Konsequenzen sind im Zusammenhang mit einer Modifikation des Regulierungssystems zur Umsetzung des LCP-Konzepts von außerordentlicher Wichtigkeit: Während der erste Anreiz Einsparaktivitäten unmittelbar konterkariert, ist der zweite als kostendisziplinierender Faktor auch beim LCP-Konzept von Bedeutung. In den folgenden Ausführungen zur Rentabilitätsregulierung werden die beiden obigen Anreize an den entsprechenden Stellen berücksichtigt.

4.2.3.2.1 Festlegung des betriebsnotwendigen Vermögens (rate base)

Das Vermögen des EVU gilt dann als betriebsnotwendig ("used and useful"), wenn es Voraussetzung für die Wahrnehmung der Unternehmensaufgabe des EVU in der kommenden Periode ist.[628] Der Umfang des betriebsnotwendigen Vermögens ist für das EVU deshalb von besonderem Interesse, weil darauf eine "angemessene" Rendite ("fair rate of return") von Seiten der Aufsichtsbehörde zugestanden und damit die absolute Höhe des zugestandenen (kalkulatorischen) Gewinns determiniert wird.
Das betriebsnotwendige Vermögen setzt sich aus dem aktivierten Anlagevermögen (*Plants in Service*) sowie dem Umlaufvermögen (*Working Capital*) zusammen, vermindert um die kumulierten

---

[625] Vgl. Marnay/Comnes (ERAM), 1990, S.12. Voraussetzung für diesen Anreiz ist allerdings, daß die Absatzprognose nicht rückwirkend mit dem tatsächlichen Absatz verglichen und eine entsprechende Anpassung vorgenommen wird. Diese Voraussetzung ist in den meisten Bundesstaaten gegeben. Die vor allem im Rahmen der LCP-Diskussion wichtigen Ausnahmefälle werden in Kapitel 6.2.2 diskutiert.

[626] Vgl. vorherige Fußnote.

[627] Zum regulatory lag vgl. Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, insbes. S.32ff.; Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.120-124. Vgl. dazu auch Abschnitt 4.2.3.2.3

[628] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.188; vgl. auch Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.75.

Abschreibungen auf das Anlagevermögen (*Accrued depreciation*). Seine Festlegung ist der schwierigste und umstrittenste Teil des Strompreisgenehmigungsverfahrens. Insbesondere drei Problemkomplexe sind zu unterscheiden: Bewertung des Anlagevermögens, Aufnahme ins Anlagevermögen und Behandlung von im Bau befindlichen Anlagen.

1. Bewertung des Anlagevermögens

a) Originalkostenmethode *(original cost bzw. prudent investment*)

   Hier werden die Kosten angesetzt, die dem EVU bei der Beschaffung der Anlage tatsächlich entstanden sind (*original cost*), vermindert um etwaige Kosten, die die Aufsichtsbehörde nicht anerkannt hat (*prudent investment*)

b) Reproduktionskostenmethode (*reproduction cost*)

   Hier werden die Kosten angesetzt, die dem EVU heute bei der Wiederbeschaffung der Anlage tatsächlich entstehen würden.

Eine weitere Methode ergibt sich als Kompromiß im Sinne einer Gewichtung von Original- und Reproduktionskosten (*fair value*).[629]

In den USA wandten 1990 40 Aufsichtsbehörden die Originalkostenmethode und 10 einen Kompromiß zwischen Original- und Reproduktionskostenmethode an.[630] Zu beachten ist dabei, daß durch die Verwendung der Originalkostenmethode beim Strompreisgenehmigungsverfahren der Festlegung der angemessenen Verzinsungsrate eine erhöhte Bedeutung zukommt, da allein sie nunmehr für den Inflationsausgleich sorgen muß.[631]

2. Aufnahme ins Anlagevermögen

Investitionsentscheidungen werden grundsätzlich von den EVU getroffen, d.h. Investitionsvorschriften von seiten der Aufsichtsbehörden sind zunächst nicht vorgesehen. Dem widerspricht aber nicht, daß in Einzelfällen bestimmte Kraftwerkstypen von vornherein ausgeschlossen werden[632] bzw. daß die Behörden durch den Einsatz regulatorischer Druckmittel die EVU zu bestimmten Investitionen anhalten

---

[629] In Illinois beispielsweise erfolgt die Gewichtung von Original- zu Reproduktionskosten im Verhältnis 1:4. Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.325. Die Idee geht auf Bonbright zurück, der eine Bewertung des Eigenkapitalanteils am betriebsnotwendigen Vermögen zu Wiederbeschaffungskosten und des Fremdkapitalanteils zu Anschaffungskosten vorschlug. Vgl. dazu Dakin (Regulation), 1985, S.1035f.

[630] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.440f., Tabelle 19.

[631] Vgl. Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.94f.

[632] In Wisconsin beispielsweise ist den EVU der Bau von Atomkraftwerken gesetzlich untersagt, es sei denn, die Aufsichtsbehörde attestiert, daß ein lizensiertes Endlager für hochradioaktiven Atommüll zur Verfügung steht und daß das Atomkraftwerk gegenüber allen möglichen Alternativen ökonomisch überlegen ist. S. Wisconsin Statutes, Chapter 196, July 1990, S.22.

können.[633]

Die Entscheidung darüber, ob Investitionen des EVU in das Anlagevermögen aufgenommen und infolgedessen abgeschrieben und verzinst werden dürfen, kann auf der Grundlage von zwei unterschiedlichen Herangehensweisen gefällt werden, die sich durch folgende Fragestellungen ergeben:

a) Hat das EVU-Management zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung unter den damaligen Umständen und mit dem damaligen Wissen sorgfältig und angemessen gehandelt?

b) Ist die Investition zum Zeitpunkt ihrer Fertigstellung für die Erfüllung des EVU-Geschäftsauftrages - die Gewährleistung einer sicheren und kostengünstigen Versorgung - notwendig gewesen?

Diese beiden Fragestellungen werden in den USA unter den Termini "Prudent Investment Test" bzw. "Used and Useful Test" diskutiert.[634]

Der "Prudent Investment Test" überprüft im Nachhinein, ob eine Investitionsentscheidung eine "gute Entscheidung" gewesen ist, d.h. ob zum Entscheidungszeitpunkt "umsichtig" vorgegangen wurde. Falls die Aufsichtsbehörde die Ausgangsannahme auf Umsichtigkeit *(presumption of prudence)* zurückweist, liegt die Beweislast beim EVU.

Untersagungen nach dem *Prudent Investment Test* sind schwierig, da das Kriterium schwer operationalisierbar ist und die Zurückweisung der Ausgangsannahme auf Umsichtigkeit seitens der Aufsichtsbehörde gut begründet sein muß.[635] Größere Investitionsentscheidungen sind offensichtlich fast nie "unangemessen", wenn man die Umstände und die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung zum Entscheidungszeitpunkt zugrunde legt.[636] Dennoch hat es in den USA in den vergangenen Jahren eine Reihe von Untersagungen mit Hilfe dieses Kriteriums gegeben (s. Abschnitt 4.2.3.3).

Beim "Used and Useful Test" geht es darum, ob eine zurückliegende Investitionsentscheidung zu einem "guten Resultat" geführt hat, d.h. ob das Resultat heute akzeptiert werden kann. Das Urteil darüber ist unabhängig davon, ob dem Resultat eine "gute Entscheidung" zugrunde lag. Mit anderen Worten: Die Anerkennung eines "prudent investment" bedeutet nicht gleichermaßen, daß die Investition auch "used and useful" ist und daher in das betriebsnotwendige Vermögen aufgenommen wird. Insbesondere bei Überkapazitäten, Fehlinvestitionen und "unvorhergesehenen" Kostensteigerungen ist dies i.d.R. zu verneinen,[637] selbst auf die Gefahr hin, daß die Unternehmenssubstanz des EVU gefährdet wird.[638]

---

[633] Vgl. Barkovich (Interventionism), 1989, S.165, die beschreibt, daß die California Public Utilities Commission 1979 und 1982 zwei kalifornischen EVU die Rendite kürzte, weil diese die bundesstaatlichen Ziele des Aufbaus alternativer Erzeugungsanlagen (v.a. Kraft-Wärme-Kopplung) nicht eingehalten hatten.

[634] Vgl. dazu ausführlich Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.67-77; vgl. auch Colton (Excess Capacity), 1983, S.1143-1150; Teisberg (Recovery), 1988.

[635] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.73.

[636] Vgl. Teisberg (Recovery), 1988, S.11.

[637] S. ausführlich Abschnitt 4.2.3.3.

Beide Tests haben das Ziel, den Verbraucher vor der Überwälzung von Kosten zu schützen, die für ihre sichere und kostengünstige Versorgung ("to ensure adequate service at minimum cost"[639]) nicht notwendig sind. Sie wurden im Laufe der Jahrzehnte von der amerikanischen Rechtssprechung entwickelt und in den letzten Jahren häufig verwendet. Ihr Verhältnis zueinander ist rechtlich ungeklärt;[640] in der Praxis wird typischerweise eine Kombination beider Tests verwendet.[641]
Auch ökonomisch ist umstritten, welcher der beiden Tests Vorrang genießen sollte:

- Auf der einen Seite wird argumentiert, daß der *Used and Useful*-Test anzuwenden und damit das Investitionsrisiko voll auf die EVU abzuwälzen sei. Begründet wird dies damit, daß eine effiziente Ressourcenallokation nur dann erreicht werden könne, wenn sich die Regulierung möglichst nah an Wettbewerbsmärkten orientiere, wo der Investor stets das volle Risiko seiner Investitionen trage. Dabei sei es unerheblich, ob der Investition eine gute Managemententscheidung vorausgegangen sei oder nicht, und ob man die Entwicklung richtig antizipiert habe. Vergütet werde den EVU die Übernahme dieses Risikos durch die Risikokomponente in der als angemessen erachteten Verzinsung des eingesetzten Kapitals.[642]

- Auf der anderen Seite wird argumentiert, daß durch den sogenannten "regulatory contract" (bzw. "social contract" der Regulierung[643]) die Profithöhe des EVU im Gegensatz zu privaten Investoren nach oben begrenzt sei und dafür auch das Investitionsrisiko nach unten begrenzt werden müsse. Daher könnten Fehlinvestitionen, denen umsichtige Managemententscheidungen zugrunde lägen (*Prudency*-Standard), im Gegensatz zur unregulierten Wirtschaft nicht von den Investoren getragen

---

[638] In dieser Schärfe argumentierte u.a. die Public Service Commission of New Mexico bei einem Untersagungsfall, wo sie die Meinung vertrat, "that a used-and-useful test could constitutionally be applied to disallow investment even if investors were harmed thereby". Zitiert nach EEI (Regulatory Trends 1989), 1990, S.6, Fn 13.

[639] Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.62.

[640] Vgl. Teisberg (Recovery), 1988, S.11; Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.76; Studness (Disallowances), 1991, S.40f.

[641] Vgl. Teisberg (Recovery), 1988, S.11; siehe dazu Abschnitt 4.2.3.3.

[642] Vgl. Colton (Reply), 1984, S.727; Copeland (Tests), 1990, S.3-7; Anderson (Prudence Reviews), 1991, S.26. Insbesondere in der jüngsten Entscheidung des Supreme Court in Bezug auf die Zulässigkeit von Untersagungen ("Duquesne Light Co., et al. v. Barasch, et al.") wird der Risikoaspekt ("regulatory risk") herausgestellt und dessen Berücksichtigung in der zugestandenen Rendite gefordert. Vgl. Tye/Kolbe (Duquesne), 1990, S.20.

[643] Vgl. z.B. Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.8-12; Shipman (Abandoned Plants), 1986, S.128f.

werden, sondern müßten auf die Verbraucher abgewälzt werden.[644]

Bei der Abwägung zwischen den beiden Tests müssen vor allem ihre Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der EVU sowie die Anforderungen an die Aufsichtsbehörden berücksichtigt werden:

[644] Vgl. Gary/Roach (Cancelled Plants), 1985, S.493; Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.12; Teisberg (Recovery), 1988, S.13f. Einer der angesehensten Regulierungsexperten der 70er und 80er Jahre, Alfred E. Kahn, spricht bei einer Anhörung zu diesem Thema von einem "implicit bargain", dem sich EVU und Verbraucher unterworfen hätten und der nicht einseitig zugunsten der Verbraucher aufgekündigt werden könne, wenn es für sie vorteilhaft sei. Vgl. Shipman (Abandoned Plants), 1986, S.127-148, der sich kritisch mit dieser Argumentation auseinandersetzt.

- Bei Untersagungen nach dem *Prudence Investment Test* kommt ein hoher Kontrollaufwand auf die Aufsichtsbehörde zu. Im Fall der *Long Island Lighting Company* beispielsweise hat die *New Yorker Public Service Commission* ca. 10.000 Dokumente, 1,5 Millionen Aktenseiten auf Mikrofilm sowie über 100 Interviews in die Untersuchung einbezogen.[645]

- Untersagungen nach dem *Used and Useful*-Test reduzieren den Kontrollaufwand der Aufsichtsbehörden erheblich. Sie können jedoch dazu führen, daß das EVU den Bau von neuen Anlagen solange hinauszögert, bis der Bedarf als gesichert angenommen werden kann. Als Konsequenz daraus ergibt sich, daß Kraftwerke mit langen Vorlaufzeiten nicht mehr gebaut werden, was u.U. volkswirtschaftlich gesehen zu einem suboptimalen Kraftwerkspark führen kann. Im Extremfall führt die Investitionszurückhaltung der EVU zu Versorgungsunsicherheiten bis hin zu Stromausfällen. Die in den USA erfolgten Untersagungen haben dort in den 80er Jahren bei den EVU zu einer Art Investitionsabstinenz geführt,[646] bzw. sie konzentrieren sich auf den Bau kleinerer, weniger kapitalintensiver Kraftwerke mit kürzeren Vorlaufzeiten wie z.B. Gasturbinen.[647]

Ökonomisch läßt sich daher m.E. keine eindeutige Festlegung für den *Prudent-Investment*- oder den *Used and Useful*-Test treffen. Vielmehr wird hier in jedem Einzelfall ein Abwägungsprozeß stattfinden müssen, in dem folgende Einflußfaktoren zu beachten sind:

- die Durchsetzungsmöglichkeiten der Aufsicht, insbesondere einen etwaigen Investitionsboykott seitens der EVU zu unterbinden.[648]

- die Möglichkeiten des EVU, auch bei Untersagungen noch den Kapitaldienst leisten und neues Kapital zu akzeptablen Konditionen aufnehmen zu können. Dies hängt u.a. von der Größenordnung der Untersagung im Verhältnis zur finanziellen Situation des EVU sowie von der Höhe der als angemessen befundenen Verzinsung (incl. Risikozuschlag) auf das eingesetzte Kapital ab.

- die Begrenzung des Investitionsrisikos nach unten, d.h. im Extremfall den Ausschluß eines Bankrotts

---

[645] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.74, Fn 33; vgl. auch Studness (Diallowances), 1991, S.40.

[646] So tat z.B. der Vorstandsvorsitzende des kalifornischen EVU San Diego Gas & Electric (SDG&E) Mitte der 80er Jahre kund, daß "SDG&E would never build another plant". In die gleiche Richtung zielte der Vorstandsvorsitzende eines EVU in Colorado, der die Öffentlichkeit mit der Aussage schockte, daß sein Unternehmen unter den derzeitigen Umständen kein neues Kraftwerk mehr bauen würde - "regardless of need" (Zitiert nach Yokell (Decline), 1990, S.38).

[647] Vgl. Siemens/KWU: Standpunkt November 1991, S.18, wo auf einen Bericht der "Energy Information Administration" hingewiesen wird, nach dem 30 bis 50% der für die 90er Jahre geplanten neuen Stromkapazitäten in den USA auf Erdgasbasis arbeiten sollen.

[648] In Kalifornien beispielsweise müssen die EVU durch die Berechnung eines "Energy Reliability Index" im Rahmen des rate case der Aufsicht nachweisen, daß sie in der Lage sind, ihre Kunden auch in Zukunft jederzeit sicher zu versorgen (CPUC 89-12-057: General Rate Case PG&E), 1989, S.189-192). Gelingt dieser Nachweis nicht, behält sich die Aufsicht entsprechende Sanktionen vor (z.B. Kürzung der Rendite).

zu gewährleisten

- das politische Risiko bei vollständiger Überwälzung der Kosten auf die Verbraucher, das direkt zu wählende Aufsichtskommissare selbst bzw. Parlament oder Gouverneur im Falle der Ernennung von Kommissaren tragen

- Verteilungs- und Gerechtigkeitsaspekte in Bezug auf die Risikoverteilung zwischen EVU und Verbrauchern.

Wie diese Einflußfaktoren in der Praxis gewichtet werden können und welche konkreten Untersagungen nach den beiden geschilderten Tests vorgenommen wurden, wird in Abschnitt 4.2.3.3 exemplarisch dargestellt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt im Zusammenhang mit der Aufnahme ins Anlagevermögen ist das Verhältnis von Anlagengenehmigungen und der Anwendung der Tests. Viele Aufsichtsbehörden haben die Kompetenz, den Bau größerer Anlagen zu genehmigen.[649] Im Zusammenhang mit der Aufnahme von Investitionen in das Anlagevermögen von EVU stellt sich hier die wichtige Frage, inwieweit das Anlagengenehmigungsverfahren eine solche Aufnahme bereits präjudiziert. Strittig ist vor allem das Verhältnis zwischen der Erteilung des sogenannten *Certificate of Public Convenience and Necessity (CPCN)* und einer Untersagung von Teilen des investierten Kapitals nach dem *Used and Useful*-Standard. Das CPCN umfaßt u.a. die Aspekte Nachfrageentwicklung, Anlagengröße und Standortfragen sowie ökologische Effekte.[650] Historisch gesehen handelt es sich beim CPCN um ein regulatorisches Mittel zur Beschränkung des Marktzugangs, um Überinvestitionen in kapitalintensive Großanlagen zu verhindern und die Ausschöpfung von "economies of scale" zu ermöglichen.[651]
Unter Risikoaspekten stellt das CPCN für die EVU einen Vorteil dar: Eine einmal von der Behörde genehmigte Anlage läßt sich schwerlich nach ihrer Fertigstellung mit der Anwendung des *Used and Useful*-Standards untersagen, auch wenn dies rechtlich möglich wäre.[652] Aus diesem Grunde plädieren eine Reihe von Bundesstaaten dafür, Investitionsentscheidungen ausschließlich dem EVU-Management

---

[649] Mehr als die Hälfte aller Bundesstaaten verlangt die Genehmigung vor Baubeginn, wobei diese entweder von der Public Utilities Commission oder einer anderen zuständigen Behörde auszustellen ist. Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.567f., Tabelle 78; vgl auch Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.271.

[650] Vgl. Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.271. Nach dem National Environmental Policy Act von 1969 muß für alle größeren Anlagen ein Environmental Impact Statement angefertigt werden, wobei einige Bundesstaaten eigene Statuten für dessen Durchführung verabschiedet haben. Vgl. Pace (Environmental Costs), 1990, S.563.

[651] Vgl. Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.274; Phillips (Regulation), 1988, S.516.

[652] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.120f.

zu überlassen und sie nach dem *Used and Useful*-Kriterium zu überprüfen.[653] Das Genehmigungsverfahren würde sich in diesem Fall nur noch auf Fragen des Standortes und auf ökologische Auswirkungen konzentrieren. Insgesamt gesehen erscheint es sinnvoll, die Inhalte eines CPCN grundsätzlich mit dem präferierten Test für die Aufnahme ins Anlagevermögen abzugleichen, um etwaige juristische Komplikationen vorab zu beseitigen.

Eine neue Form der Vorab-Genehmigung von Anlagen wählte der Bundesstaat *Massachusetts* mit seinem "Pre-Approval Contract". Hier wird die Genehmigung der Anlage an einen Vertrag zwischen dem EVU und der Aufsicht gekoppelt, in dem die Konditionen des Strombezugs von der neuen Anlage vorab festgelegt werden.[654] Der Bau der Anlage wird danach genauso behandelt wie ein Strombezugsvertrag. Während das Risiko des Baus und Betriebes der Anlage somit beim EVU liegt, tragen die Verbraucher das Risiko von Verbrauchsrückgängen und Brennstoffpreisschwankungen. Die Anlage wird dem EVU allerdings nur dann genehmigt, wenn keine kostengünstigeren Alternativen von dritter Seite zur Verfügung stehen (*Bidding*, vgl. Abschnitt 4.1.4.1). Eine weitere Form der Vorabgenehmigung von Anlagenkosten sind regelmäßig durchgeführte Überprüfungen des Anlagenbaus ("rolling prudence reviews"). Die Kosten, die dann jeweils bis zur aktuellsten Überprüfung angefallen sind und von der Aufsichtsbehörde als *prudent* angesehen werden, werden dem EVU in jedem Fall erstattet. Auf diese Weise geht ein Teil der Planungsverantwortung auf die Behörde über. Dieses Verfahren wurde 1989 im Bundesstaat *Indiana* erstmalig angewendet, wo es gesetzlich verankert ist.[655]

Befürworter des *Used and Useful*-Tests wollen die Planungsverantwortung beim EVU belassen und sprechen sich sowohl gegen den *Pre-Approval-Approach* als auch gegen *rolling prudence reviews* aus. Ihre Hauptargumente zielen auf das schwierige und teure Überprüfungsprocedere, auf die schwierige Durchsetzbarkeit einer notwendigerweise niedrigeren Rendite für das EVU auf Grund des gesunkenen Unternehmensrisikos sowie auf die klare Aufgabentrennung zwischen EVU und Regulierungsbehörde.[656]

3. Behandlung von im Bau befindlichen Anlagen

Durch den starken Anstieg der Kapitalkosten in den 70er Jahren sowie die langen Vorlaufzeiten für Großkraftwerke gewann die Frage, wie mit den Kosten für im Bau befindliche Anlagen umgegangen werden soll, immer stärker an Gewicht. Es zeigte sich, daß der ursprüngliche Grundgedanke in Anlehnung an den *Used and Useful*-Standard, wonach die Verbraucher nicht mit den Kosten unfertiger Projekte belastet werden sollen, in dieser Form schwer aufrechtzuerhalten war.

Diese Kosten werden mit *Construction Work in Progress (CWIP)* bezeichnet; sie umfassen all jene

---

653 Vgl. Pierce (Canceled Plants), 1984, S.532; vgl. auch Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.447, Fn 22.

654 Vgl. MDPU/Massachusetts Department of Public Utilities (D.P.U. 86-36-C: Preapproval), 1988; Tierney (Pre-Approval), 1990, S.29.

655 Vgl. EEI (Statistical Yearbook 1989), 1990, S.6f.

656 Vgl. Pierce (Canceled Plants), 1984, S.532ff.; Anderson (Prudence reviews), 1991, S.25f. Anderer Meinung z.B. Steinmeier (Prudence), 1991, S.26f.

Kosten, die sich mittel- und unmittelbar dem Projekt zurechnen lassen. Seit 1975 sind immer mehr Bundesstaaten dazu übergangen, die vollständige oder teilweise Einrechnung von CWIP in das betriebsnotwendige Vermögen bereits während der Bauzeit zu gestatten.[657]

Falls CWIP nicht mit Baubeginn in die *rate base* aufgenommen werden kann, fallen zusätzliche Finanzierungskosten (Eigen- und Fremdkapitalkosten) von im Bau befindlichen Anlagen an. Diese Kosten werden unter dem Begriff *Allowance for Funds Used During Construction (AFUDC)* zusammengefaßt. Es handelt sich dabei um den Gegenwartswert von zukünftig zu erstattenden Finanzierungskosten,[658] der als Produkt von CWIP mit den durchschnittlichen Kapitalkosten des EVU ermittelt wird.[659] Nach diesem Konzept weisen die EVU in jeder Periode AFUDC in der Gewinn- und Verlustrechnung *(Income Statement)* als (fiktive) Einnahmen aus,[660] kumulieren die Beträge über den Bauzeitraum und beantragen nach Fertigstellung der Anlage die Aufnahme von AFUDC plus CWIP in die *rate base*.[661]

Tabelle 4.8 illustriert an einem Beispiel den Grundgedanken von AFUDC.

Tab.4.8: Das Prinzip der Allowance for Funds Used During Construction/AFUDC

Jahr	**CWIP (kumuliert)** **US$**	**Zinssatz** **%**	**AFUDC** **US$**
1	5.000	10	500
2	10.000	10	1.000
3	15.000	10	1.500
4	20.000	10	2.000
5	25.000	10	2.500
			7.500
Mit Beginn des 6. Jahres wird die rate base des EVU um insgesamt 32.500 US$ aufgestockt.			

[657] 1990 untersagten nur noch 15 Bundesstaaten die Berücksichtigung von CWIP im betriebsnotwendigen Vermögen der EVU; allein in den Bundesstaaten Idaho, Illinois, New Hampshire und Oregon ist dies per Gesetz untersagt. Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.452, Tabelle 25. In Ohio ist die Berücksichtigung von CWIP an die Auflage gebunden, daß das Projekt zu mindestens 75% fertiggestellt sein muß, in Wisconsin darf CWIP nicht mehr als 10% des betriebsnotwendigen Vermögens betragen (vgl. Howe (Cancellation Costs), 1983, S.53). Die Kosten für Rauchgasreinigungsanlagen werden nahezu immer umgehend als CWIP in das betriebsnotwendige Vermögen des EVU eingestellt. Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.355, Fn 194.

[658] Vgl. Kahn (Regulation), 1988, S.69.

[659] Vgl. Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.448, Fn 30.

[660] Vgl. Kahn (Regulation), 1988, S.68, der am Beispiel der Southern California Edison Company in der Gewinn- und Verlustrechnung zwischen AFUDC, die dem eigenfinanzierten Anteil der Investitionen zugerechnet werden kann (Allowance for Equity Funds Used During Construction), und der, die dem fremdfinanzierten Anteil zugerechnet werden kann, unterscheidet.

[661] Vgl. Kahn (Regulation), 1988, S.67ff. Anfang der 80er Jahre betrug der Anteil von AFUDC an den Nettoerlösen der EVU über 50% (vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.156, Tabelle 3), was zu starken Liquiditätsproblemen führte, da AFUDC wie beschrieben lediglich ein Non-Cash-Einkommen darstellt.

Die Vorteile von CWIP lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Bewilligung von CWIP sichert die finanzielle Stabilität des EVU und gewährleistet einen ausreichenden Cash-Flow für den Kapitaldienst. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn es sich bei den im Bau befindlichen Anlagen um kapitalintensive Großkraftwerke handelt.[662]

- Die Kapitalaufnahme des EVU kann bei der Bewilligung von CWIP in Grenzen gehalten werden. Die Finanzierungskonditionen verbessern sich, was letztlich wieder den Verbrauchern zugute kommt.

- Durch die sukzessive Einbeziehung von CWIP in die *rate base* entfallen zusätzliche Finanzierungskosten für das Projekt während der Bauzeit (AFUDC), und die Gesamtkosten des Projektes fallen somit niedriger aus als im Referenzfall (s.o.).

---

[662] Im Extremfall betrug der Anteil von CWIP am gesamten Anlagevermögen des EVU über 40%, während der Anteil von AFUDC am Nettoeinkommen weit über 80% liegen konnte. Vgl. Dakin (Regulation), 1985, S.1034 und 1045f. Die Liquiditätsprobleme einer Anti-CWIP-Politik liegen in diesen Fällen auf der Hand.

- Durch die sukzessive Einbeziehung von CWIP in die *rate base* können extreme Preissprünge vermieden werden.[663]

Diesen Vorteilen stehen folgende Nachteile gegenüber:

- Die Risikoverteilung bei Untersagungen verändert sich zuungunsten der Verbraucher; das Investitionsrisiko des EVU wird stark reduziert. Letztlich bedeutet die Bewilligung von CWIP die Abkehr vom *Used and Useful*-Standard.

- Die intergenerationelle Aufteilung der Kosten und Risiken verschiebt sich zuungunsten der heutigen Verbraucher; sie zahlen für Projekte, die erst künftigen Verbrauchergenerationen zugute kommen.

- Es entfällt der Druck auf das EVU, den Bau der Anlage möglichst zügig abzuwickeln.

Die Entscheidung der Aufsichtsbehörde für oder gegen CWIP erfordert letztlich eine Kosten-Nutzen-Abwägung aus der Sicht der Verbraucher: Wie ist die Verschiebung des Risikos zuungunsten des Investors im Vergleich zur Sicherung seiner finanziellen Integrität und deren Konsequenzen im Einzelfall zu bewerten?[664]

In der Praxis wurde auch in den Staaten, in denen keine Berücksichtigung von CWIP in der *rate base* stattfindet, nach Wegen gesucht, um mit dem Problem großer Investitionen in den 70er und 80er Jahren fertigzuwerden:

- In manchen Staaten wurden sogenannte "carrying charges" erlaubt, die eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals während der Bauzeit - allerdings unterhalb der rate of return - gewährleisten, um die Liquidität der EVU zu sichern.[665]

- Manche Staaten gewähren dem EVU während der Bauzeit von Kraftwerken eine höhere Verzinsung

---

[663] Anträge auf extreme Preiserhöhungen waren in den USA in den 80er Jahren keine Seltenheit. So beantragten zwei EVU in New Orleans 1983 Preiserhöhungen zwischen 48-97% für die unterschiedlichen Kundengruppen, und in New York belief sich ein ähnlicher Antrag auf 56,5% Preiserhöhung, von der sich drei Viertel auf die Investitionskosten des Atomkraftwerks Shoreham bezogen. Vgl. Pierce (Canceled Plants), 1984, S.505, Fn 48. In den Bundesstaaten, wo der Einschluß von CWIP ganz oder teilweise untersagt ist, wurden zur Vermeidung von extremen Preissprüngen insbesondere in den 80er Jahren sogenannte "Phase-in-Pläne" akzeptiert, bei denen die Investitionskosten von betriebsnotwendigen Anlagen über einen längeren Zeitraum in die rate base eingestellt und die sich daraus ergebenden zusätzlichen Finanzierungskosten ebenfalls umgelegt wurden. Vgl. auch Abschnitt 4.2.3.3.

[664] Vgl. Dakin (Regulation), 1985, S.1045 u. 1058.

[665] Vgl. z.B. Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.455, Fn 89, mit dem Hinweis, daß das Massachusetts Department of Public Utilities dem EVU Boston Edison eine Verzinsung der nicht aktivierten Baukosten in Höhe von 14% bewilligte; vgl. auch Howe (Cancellation Costs), 1983, S.55.

auf das betriebsnotwendige Vermögen, um dem gesteigerten Risiko Rechnung zu tragen.[666]

In Abschnitt 4.2.3.3.2 wird im Rahmen der Diskussion über die Behandlung von Anlagen, die während des Baus storniert wurden, auf die unterschiedlichen Möglichkeiten der Anwendung von CWIP und AFUDC noch detaillierter eingegangen.

Exkurs: Der Averch-Johnson-Effekt

Für viele Ökonomen stand die Auseinandersetzung mit dem sogenannten *Averch-Johnson*-Effekt im Mittelpunkt der Untersuchungen zur Effizienz staatlicher Regulierung. Der A-J-Effekt geht von der Vermutung aus, daß rentabilitätsregulierte Unternehmen zur Überkapitalisierung tendieren, d.h. daß Investitionen in kapitalintensive Anlagen sowohl systematisch anderen Investitionen gegenüber bevorzugt als auch über den eigentlichen Bedarf hinaus durchgeführt werden.[667]
Viele der Annahmen, die in diese Vermutung geflossen sind, müssen heute als überholt angesehen werden. Insbesondere folgende Punkte der Regulierungspraxis führten dazu, daß man heute im Bereich der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft eher vom Gegenteil des im A-J-Theorem abgeleiteten EVU-Verhaltens ausgeht ("negativer A-J-Effekt"[668]):

- Die EVU-Regulierung in den USA enthält die Möglichkeit der Untersagung von Investitionen und Betriebskosten, die nicht als betriebsnotwendig anerkannt werden. Dieser negative Anreiz unterscheidet die Regulierungspraxis von einer rein mechanischen Rentabilitätsregulierung, wie sie bei *Averch/Johnson* unterstellt wurde.

- Die betriebsnotwendigen Kosten des EVU werden nicht kontinuierlich auf die Preise umgelegt, sondern mit einer gewissen Verzögerung ("regulatory lag"). Je länger dieser *lag* ist, desto weniger ist vom im A-J-Theorem unterstellten Unternehmensverhalten auszugehen.[669]

- Seit PURPA hat sich eine wettbewerbliche Situation bei der Stromerzeugung entwickelt, die den EVU den Investitionskorridor erheblich einengt. Der technische Fortschritt und die Entwicklung der Brennstoffpreise haben zu einer ökonomischen Überlegenheit kleinerer Erzeugungsanlagen geführt.

- Die Umwelt als zusätzlicher Produktionsfaktor gewinnt zunehmend an Gewicht und beeinflußt die Investitionsentscheidungen der EVU.

---

[666] Vgl. Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.467, die darauf hinweisen, daß der Ohio Supreme Court ein solches Vorgehen der Ohio Commission billigte.

[667] Vgl. Averch/Johnson (Regulated Constraint), 1962, S.1052-1069.

[668] Vgl. dazu Pierce (Canceled Plants), 1984, S.507, Fn 56; Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.13 Fn 38; Yokell/Violette (Market Structure), 1988, S.12.

[669] Darauf weisen bereits Müller/Vogelsang in ihrem bereits erwähnten Standardwerk zur amerikanischen Regulierung hin. Vgl. Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.61f.

Insgesamt klaffen die Meinungen über die empirische Signifikanz des A-J-Effektes weit auseinander. Während einige auf Grund des hohen Plausibilitätsgehaltes des Theorems oder eigener empirischer Untersuchungen davon überzeugt sind, daß ein Teil der existierenden Überkapazitäten auf den A-J-Effekt zurückzuführen ist,[670] sind andere der Ansicht, daß sich der Effekt in der Realität kaum ausgewirkt habe.[671] Für die heutige Situation einer fortgeschrittenen Regulierungspraxis sowie einer stärker wettbewerblichen Stromerzeugungssituation spielt die Diskussion über den A-J-Effekt in den USA keine entscheidende Rolle mehr.

Exkursende

4.2.3.2.2 Festlegung der Rendite (rate of return) auf das betriebsnotwendige Vermögen

Die festzulegende Rendite *(rate of return)* auf das betriebsnotwendige Vermögen *(rate base)* sollte angemessen ("fair") sein. Damit sind nach der amerikanischen Rechtssprechung folgende Aspekte verbunden:[672]

- Sie soll die finanzielle Integrität des EVU erhalten *(financial integrity)*.
- Die Kreditwürdigkeit des Unternehmens soll gewahrt bleiben *(capital attraction)*.
- Sie soll eine Vergütung auf das eingebrachte Eigenkapital enthalten, die in ihrer Höhe der Eigenkapitalverzinsung von Unternehmen mit vergleichbaren Risiken entspricht.

Die Festlegung der angemessenen Verzinsungsrate erfolgt i.d.R. als gewichteter Durchschnitt der einzelnen Komponenten der Kapitalausstattung des betreffenden EVU, als da sind: Langfristige Verbindlichkeiten (z.B. Schuldverschreibungen, Anleihen oder festverzinsliche Wertpapiere), Vorzugsaktien (*preferred stock*) und Stammaktien (*common stock*).

---

[670] Vgl. Spann (A-J-Thesis), 1974; Pierce (Canceled Plants), 1984, S.506; Strasser (Penalty plans), 1987, S.520.

[671] Vgl. z.B. Boyes (Averch-Johnson Effekt), 1976. Wenn überhaupt, so beispielsweise Joskow, habe er sich allenfalls auf die Entscheidung der EVU, selber Kraftwerke zu bauen oder den Strom zu beziehen, ausgewirkt. Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.168, Fn 64.

[672] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.364. Dazu heißt es in der bereits angesprochenen Hope-Entscheidung von 1944 (Abschnitt 4.2.1): "The return to equity owners should be commensurate with the return on investments in other enterprises having corresponding risks. That return, moreover should be sufficient to assure confidence in the financial integrity of the enterprise so as to maintain its credit and attract capital."

Tabelle 4.9 zeigt am Beispiel des kalifornischen EVU Pacific Gas & Electric (PG&E) die Berechnung der zugestandenen Rendite im Jahr 1984.

Tab.4.9: Bestimmung der Rate of Return für PG&E 1984

Kapitalkomponente	**Anteil in %**	**Verzinsung in %**	**gewichtete Verzinsung in %**
langfristige Verbindlichkeiten	44,00	10,22	4,50
Vorzugsaktien	13,75	9,44	1,30
Stammaktien	42,25	15,75	6,65
Summe	100,00		12,45

Quelle: PG&E (Encyclopedia), 1985, S.285.

Während die Verzinsung der langfristigen Verbindlichkeiten aus der Kostenrechnung ermittelt wird (historische Zinszahlungen) und auch die Verzinsung der Vorzugsaktien i.d.R. einvernehmlich festgelegt wird, liegt in der Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung einer der Hauptstreitpunkte bei jedem Strompreisgenehmigungsverfahren.[673] Methodisch lassen sich folgende beiden Hauptansätze unterscheiden:[674]

1. Discounted Cash Flow Model (DCF)

   Die Verzinsungsrate ergibt sich als Summe aus dem Verhältnis von Dividende zu Preis pro Aktie und einer erwarteten Zuwachsrate für die Dividende

2. Comparable Earnings Test (CET)

   Die Verzinsungsrate wird in Anlehnung an die Eigenkapitalverzinsung von Unternehmen einer vergleichbaren Risikoklasse festgelegt.

Die FERC gibt eine vierteljährliche Empfehlung für eine Verzinsungsobergrenze auf das eingesetzte Kapital, die im Rahmen der Festlegung von Stromgroßhandelspreisen (*wholesale prices*) Verwendung findet, die aber für die bundesstaatlichen Aufsichtsbehörden keinen bindenden Charakter hat.[675] Sie benutzt dabei das *Discounted Cash Flow Model*. Anfang 1991 lag die Empfehlung bei 12,29%.[676]

Im Zeitraum von April 1989 bis April 1990 lag die bewilligte Eigenkapitalverzinsung zwischen 11,85% (*Florida Public Utilities*) und 15,76% (*Public Service Company of Indiana*), mit dem Gros der Zinssätze

---

[673] Vgl. Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.99.

[674] Ebenda, S.127-141; Keegan (Rate Case), 1986, S.6f.; Phillips (Regulation), 1988, S.375-381.

[675] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.200f., Fn 82.

[676] EUW, October 29, 1990, S.2.

zwischen 12 und 13%.[677] Aus der Höhe dieser Zinssätze folgt unmittelbar, daß die betreffenden Aufsichtsbehörden das betriebsnotwendige Vermögen der EVU zu den historischen Kosten angesetzt haben (s.o.) und der Inflationsausgleich über die Verwendung von Nominalzinssätzen erfolgt.

Da die von der Aufsicht gewährte Eigenkapitalverzinsung keinesfalls garantiert wird,[678] kann sie sich deutlich von der tatsächlich erzielten Verzinsung unterscheiden.

Das beschriebene Vorgehen zur Bestimmung einer zulässigen Kapitalverzinsung überläßt die Festlegung der Kapitalstruktur weitgehend dem EVU.[679] Da die Kapitalmärkte zur Unternehmensfinanzierung in vielfacher Hinsicht unvollkommen sind (Informationsbeschaffungs-, Haftungs- und Steuerprobleme etc.), bleibt die Suche nach einer optimalen Kapitalstruktur - entgegen der bekannten These von *Modigliani-Miller* - für die EVU relevant.[680]

Tendenziell werden die EVU bestrebt sein, den Eigenkapitalanteil auszuweiten, da auf diesen eine höhere Verzinsung gewährt wird als auf das Fremdkapital. Dieser Anreiz ist in den USA aber nicht von aktueller Relevanz, da Kraftwerksinvestitionen zunehmend von Nicht-EVU durchgeführt werden und Diversifizierungsbestrebungen der EVU in unregulierte Bereiche eine Zunahme des betriebsnotwendigen Vermögens im Sinne der Regulierung eher unwahrscheinlich machen.

4.2.3.2.3 Kontrolle der Betriebskosten (operating expenses)

Die Betriebskosten des EVU umfassen drei Kostenblöcke:

a) laufende Betriebsausgaben wie Verwaltungskosten, Löhne und Gehälter, Brennstoffkosten, Strombezugskosten, Wartungskosten, Forschung und Entwicklung, Werbung, Spenden
b) jährliche Abschreibungen
c) Steuern

Die Betriebskosten stellen den mit Abstand größten Anteil an den Erlösanforderungen des EVU dar: Er liegt i.d.R. zwischen drei Viertel und vier Fünftel der Gesamterlöse.[681] Innerhalb der Betriebskosten sind die laufenden Betriebsausgaben mit rund drei Viertel beteiligt, der restliche Kostenblock verteilt sich auf

---

[677] Vgl. Nagelhout (Survey), 1990, S.51ff.

[678] In der Formulierung des Massachusetts Department of Public Utilities: "The ratepayers are not the guarantors of a company's success". MDPU (D.P.U. 85-270: Millstone 3), 1986, S.26.

[679] Die Aufsichtsbehörden haben in der Vergangenheit nur bei exzessiver Verschuldung sowie Überkapitalisierung eingegriffen, wobei letzteres Problem eher der Vergangenheit angehört, während Verschuldungsprobleme im Zusammenhang mit Untersagungen in den letzten 20 Jahren durchaus eine Rolle spielten. Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.222-231.

[680] Vgl. Müller (Einleitung), 1988, S.34.

[681] Bei PG&E betrug der Anteil der Betriebskosten (total operating expenses) an den Erlösanforderungen im Jahr 1990 rund 87%. Vgl. CPUC (89-12-057: PG&E General Rate Case), 1989, Appendix B, S.28.

Abschreibungen und Steuern im Verhältnis 1:2.[682]

Die Gewichtigkeit der Betriebskosten kontrastiert zum Teil mit der Aufmerksamkeit, die die Aufsichtsbehörden der Kontrolle dieser Kosten schenken.[683] Dafür sind u.a. folgende Gründe ausschlaggebend:

- Eine detaillierte Kontrolle der Betriebskosten würde die Kräfte der Aufsichtsbehörden überfordern bzw. das Management des EVU im Aufsichtsbereich duplizieren ("Micro-Management").

- Es gibt eine Reihe von Ausgaben, deren Preise sich auf Wettbewerbsmärkten bilden und daher nicht überprüft werden müssen. Dazu zählen in den USA Preise für Rohmaterial, Anlagenwartung und Löhne/Gehälter für das Personal.

- Die EVU haben zum Teil ein Eigeninteresse an einer Kostenminimierung zwischen den *rate cases*, da es ihren Profit erhöht.

Letzterer Punkt ist bereits unter dem Stichwort "regulatory lag" angesprochen worden. Allgemein wird damit die Zeitperiode zwischen der Entstehung von Kosten und ihrer Abwälzung auf die Preise beschrieben.[684] Es ist das Verdienst von *Joskow und Schmalensee*, die Wichtigkeit dieses Effektes für das System der Rentabilitätsregulierung herausgestellt zu haben:

> "Regulatory lag provides important - though not necessarily optimal or intentional - incentives for cost-minimization that distinguish the current regime from a pure cost-plus arrangement".[685]

---

[682] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.244. Bei PG&E lagen die laufenden Betriebsausgaben 1990 bei 80% der gesamten Betriebskosten und damit bei rund 70% der Erlösanforderungen. Steuern und Abschreibungen hatten hier den gleichen Umfang.

[683] Allerdings ist darauf hinzuweisen, daß den Aufsichtsbehörden das ausdrückliche Recht zusteht, sämtliche Kostenkomponenten detailliert zu überprüfen. Dies umfaßt sowohl das vollständige Einsichtsrecht in die Unterlagen des EVU als auch Betriebsbegehungen und sonstige Kontrollmöglichkeiten. Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.245. So werden auch heute noch sogenannte "Management Audits" durchgeführt, die zum Ziel haben, die Effizienz von Aufbau- und Ablauforganisation bei den EVU zu überprüfen. Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.511-518, Tabellen 56 und 57. Der Erfolg dieser Überprüfungen ist jedoch umstritten (vgl. Hertz/Braun (Management Audit), 1977.

[684] Vgl. Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.121.

[685] Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.13, Fn 37.

In Zeiten fallender Preise ist der *regulatory lag* günstig für das EVU, und es wird versuchen, den Zeitpunkt des nächsten *rate case* so weit wie möglich hinauszuschieben. In Zeiten steigender Preise profitieren die Verbraucher, und die EVU werden bestrebt sein, so oft wie möglich Strompreiserhöhungen zu beantragen. Beiden Fällen ist jedoch gemeinsam, daß die EVU stets einen Anreiz zur Kostenminimierung besitzen. Dieser Anreiz ist umso größer, je länger die Zeitperiode zwischen zwei *rate cases* ist.[686] Das Problem, welcher *lag* optimal ist, läßt sich nicht allgemeingültig beantworten, sondern hängt von der speziellen Ausgestaltung der jeweiligen Regulierungspraxis ab.[687]
Mit dem *regulatory lag* können allerdings auch Nachteile verbunden sein:

- Der Anreiz, Kosten einzusparen, kann sich negativ auf die Qualität des Kundenservices auswirken. Gegebenenfalls müssen hier zusätzliche Kontrollen oder Service-Anreize geschaffen werden.[688]

- Durch hohe Verbrauchszuwachsraten kann der Anreiz zur Kostenminimierung konterkariert werden (v.a. bei Verwendung des *historic test years*).

- Der kurzfristige Anreiz zur Kostenminimierung kann mit langfristigen Nachteilen verbunden sein. Ein Beispiel dafür ist die Vernachlässigung von Wartungsarbeiten an Kraftwerken, was u.U. zu einer Verkürzung der Lebensdauer von Kraftwerken führt.

- Der *lag* kann dazu führen, daß technische Innovationen nicht sofort, sondern erst nach dem nächsten *rate case* implementiert werden.[689]

- Bereits effizient arbeitende Unternehmen sind vom *lag* stärker betroffen als ineffiziente, da ihr Spielraum für Kostenreduzierungen kleiner ist.[690]

Insgesamt kann jedoch festgehalten werden, daß der *regulatory lag* ein wichtiges Anreizinstrument zur Minimierung der Betriebskosten sein kann, wenn er gezielt und kontrolliert eingesetzt wird.
Bei den laufenden Betriebsausgaben unterliegen i.d.R. nur einige Ausgaben wie Managergehälter, Werbe- und Prozeßkosten,[691] Spenden[692] sowie Zahlungen an Tochterunternehmen für laufende

---

[686] Nicht zuletzt aus diesem Grunde hat Kalifornien den Zeitraum zwischen den rate cases im Jahr 1984 auf drei Jahre ausgedehnt. Vgl. PG&E (Encyclopedia), 1985, S.280. Auch in New York gibt es Überlegungen zur Verlängerung des Zeitraums auf drei Jahre. Vgl. NYPSC (Issues paper), 1990, S.25f.

[687] So u.a. davon, ob ein historic oder ein future test year verwendet wird, ob Brennstoff- und/oder andere Anpassungsklauseln vorhanden sind (s.u.), ob es zusätzliche Kostenkontrollen gibt etc.

[688] Vgl. NYPSC (Issues paper), 1990), S.27.

[689] Vgl. Warrren (Lag Fallacy), 1980, S.17; Norgaard/Riley (Regulatory Lag), 1983, S.32f.

[690] Vgl. Strasser (Penalty plans), 1987, S.522.

[691] Im Rahmen der PURPA-Gesetzgebung wurde 1978 die Erstattung von Werbekosten ("promotional or political advertising") bundesweit untersagt. Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.284, Fn 43.

Betriebsausgaben (Brennstoffe, Servicegebühren etc.) einer intensiveren Kontrolle durch die Aufsichtsbehörden. Geprüft werden hier die Fragen, ob die Ausgaben tatsächlich angefallen sind, ob es sich um notwendige Ausgaben handelte und ob die Höhe der Ausgaben angemessen war.[693]

Die Brennstoffkosten als größter Teil der Betriebsausgaben werden in den weitaus meisten Bundesstaaten seit den siebziger Jahren über eine Brennstoffkosten-Anpassungsklausel erstattet.[694] Eine solche Klausel hat zwei Vorteile: Schutz der EVU bei steigenden bzw. Schutz der Verbraucher bei sinkenden Brennstoffpreisen und Vermeidung von zeitaufwendigen und teuren Genehmigungsverfahren.

Diesen Vorteilen stehen allerdings folgende Nachteile gegenüber:[695]

- Verminderter Anreiz für EVU, günstige Bezugsverträge mit dem Brennstoffhandel abzuschließen bzw. den Brennstoffeinsatz unter Kostenkriterien zu optimieren.

- Gefahr des Mißbrauchs, wenn die EVU direkte oder indirekte Kontrolle über die Brennstoffpreise ausüben. Beispiele dafür sind der Besitz von entsprechenden Tochterunternehmen durch die EVU oder Geschäftsbeziehungen zu Brennstofflieferanten, die über den Bezug von Brennstoffen hinausgehen (konzerninterne Querverrechnungen).

- Unerwünschte Substitutionseffekte gegenüber Maßnahmen, deren Kostenabwälzung erst genehmigt werden muß (z.B. Brennstoffeinsatz versus Wartungskosten zur Verringerung des Brennstoffeinsatzes).[696]

---

[692] Vgl. Nagelhout (Survey), 1990, S.53, Fn 8, wo dokumentiert ist, daß z.B. der Florida Power & Light Company bei ihrem rate case 1989 die Anerkennung einer "charitable contribution" untersagt wurde.

[693] Vgl. CPUC (89-12-057: PG&E General Rate Case), 1989, S.9.

[694] 1990 war in insgesamt 41 Bundesstaaten eine Brennstoffkosten-Anpassungsklausel (Fuel Adjustment Clause/FAC) in Kraft. Neben den fossilen Brennstoffkosten enthält die FAC in 32 Bundesstaaten auch die nuklearen Brennstoffkosten; in 40 Bundesstaaten sind die Strombezugskosten ebenfalls in der FAC enthalten. Vgl. Burns/Eifert/Nagler (FAC Practices), 1991, S.106, 131 und 135.

[695] Vgl. dazu Blair/Kaserman (Adjustment Clauses), 1982, S.28-31.

[696] Vgl. Ziering (3R-Report), 1986, S.70.

Insbesondere wegen des ersten Nachteils sind einige Bundesstaaten dazu übergegangen, Anreizelemente in die Brennstoffanpassungsklausel einzubauen.[697] So können in Kalifornien beispielsweise nur zwischen 78 und 92% der Differenz zwischen den prognostizierten und den tatsächlichen Brennstoffkosten auf die Strompreise umgelegt werden. Bei einer positiven Differenz trägt also das EVU 8-22% der zusätzlichen Kosten, bei einer negativen Differenz erwirtschaftet es einen zusätzlichen Erlös in Höhe von 8-22% der Differenz.[698] Eine ähnliche Regelung gibt es in New York, wo die Differenz mit 80% festgelegt wurde.[699]

Weitere Anreizprogramme in Bezug auf den Brennstoffeinsatz legen die durchschnittliche Verfügbarkeit des Kraftwerks *(Capacity Factor)* bzw. den durchschnittlichen Wirkungsgrad *(Heat Rate)* zugrunde und honorieren Abweichungen nach oben bzw. sanktionieren Abweichungen nach unten in Relation zu den durchschnittlichen Brennstoffkosten.[700]

Die jährlichen Abschreibungen als zweite Komponente der Betriebskosten werden im Einklang mit der Bewertung des betriebsnotwendigen Vermögens auf der Grundlage der Anschaffungs-/Herstellungskosten ermittelt, um die Inflationsrate nicht doppelt zugunsten der EVU zu berücksichtigen. Sie erfolgen i.d.R. linear, falls steuerlich nicht ausdrücklich eine beschleunigte Abschreibung begünstigt wird (*accelerated depreciation*).[701] Weit verbreitet ist auch die gruppenweise Zusammenfassung und Abschreibung vom betriebsnotwendigen Vermögen (*group depreciation*).

Die dritte Komponente der Betriebskosten umfaßt *sämtliche* Bundes-, bundesstaatlichen und lokalen Steuern, die das EVU zu entrichten hat. Den größten Anteil an den Steuern haben die Einkommensteuern, deren Höhe im Zuge des Tax Reform Act von 1986 von 46% auf 34% gesenkt wurde.[702] Bei der beschleunigten Abschreibung stellt sich hier die Frage, ob die Steuern auf dieser Basis oder auf der Basis von linearen Abschreibung erhoben werden sollen ("flow through" vs. "normalization"). Die meisten Bundesstaaten sind dazu übergegangen, die lineare Abschreibung als Bemessungsgrundlage für die Steuern anzuerkennen und damit den EVU quasi ein zinsfreies Darlehen auf die Differenz zwischen den zu zahlenden und den tatsächlich gezahlten Steuern zu gewähren.[703]

4.2.3.2.4 Zusammenfassende Darstellung der Rentabilitätsregulierung

---

[697] Vgl. Burns/Eifert/Nagler (FAC Practices), 1991, S.158-164.

[698] Vgl. CPUC (ECAC), 1989, S.A-1.

[699] Vgl. NYPSC (89-29: DSM Rate Incentives), 1989, S.77f.

[700] Nach einer Untersuchung im Jahr 1985 gab es 22 dieser Programme in 12 Bundesstaaten. Vgl. Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.48f. Heute unterliegen viele der in Betrieb befindlichen Atomkraftwerke einer solchen Regelung. Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.755f., Tabelle 172.

[701] Vgl. Weber/Johnson (Tax Act), 1982.

[702] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.275.

[703] Ebenda, S.274.

Gleichsam als Quintessenz der bisherigen Ausführungen gibt Tabelle 4.10 einen zusammenfassenden Überblick über die wichtigsten Ansätze einer entwickelten Rentabilitätsregulierung. Dabei werden insbesondere die in ihr angelegten inhärenten EVU-Anreize, die damit verbundenen Verbraucherrisiken sowie die Kontrollerfordernisse aufgeführt, die im Zusammenhang mit der Festlegung des betriebsnotwendigen Vermögens und seiner als angemessen erachteten Rendite sowie der Kontrolle der Betriebskosten identifiziert wurden.

Tab.4.10: Inhärente EVU-Anreize, Verbraucherrisiken und Kontrollaufwand bei den wichtigsten Ansätzen der Rentabilitätsregulierung

Ansatz	**EVU-Anreiz-effekt**	**Verbrau-cherrisiko**	**zusätzlicher Kontrollauf-wand bei der Kommission**
Allgemein			
* Kostenzuschlags-regulierung	A-J-Effekt	hoch	Funktion vom Mitteleinsatz
* Future Test Year	"Gaming"	mittel	mittel
* keine rückwirkende Prognosekorrektur			
- Absatz	Absatzförderung	mittel	hoch
- Kosten	Kostensenkung	gering	kein
Festlegung des betriebs-notwendigen Vermögens			
* Originalkostenansatz	kein Effekt	kein	kein
* Reproduktionskostenans.	geringer Effekt	mittel	gering
* Prudence Review	geringer Effekt	mittel	sehr hoch
* Used and Useful Test	negativer A-J-Effekt	gering	gering
* CWIP in rate base	A-J-Effekt	hoch	kein
* AFUDC	negativer A-J-Effekt	gering	kein
* Preapproval Approach	Risikoverlagerg.	mittel	mittel
* Rolling Prudence Reviews	Risikoverlagerg.	mittel	hoch

Forts. Tab.4.10:

Festlegung der Rendite			
* ROR als Durchschnitts-rendite	Eigenkapital-ausweitung	gering	kein
Kontrolle der Betriebskosten			
* Regulatory Lag	Kostensenkung	gering	kein
* Fuel Adjustment Clause	ineffizienter Brennst.einsatz	mittel	kein
* Wirkungsgrad-/Verfügbarkeitsanreiz	Ausnutzungs-optimierung	gering	gering
* Management Audit	"Sorgfalt"	kein	sehr hoch

Während die wesentlichen Grundpfeiler der Rentabilitätsregulierung in allen Staaten auf Grund der Bundesgesetzgebung und der langen Regulierungstradition einheitlich sind, unterscheidet sich ihre konkrete Ausgestaltung und die praktische Wahrnehmung zum Teil doch erheblich. Vorreiterbehörden wie denen in *Kalifornien*, *New York*, *Wisconsin* und in den Neuengland-Staaten stehen auch viele Behörden gegenüber, die letztlich keinerlei Beiträge zur Verbesserung des Regulierungsprozesses in den letzten Jahrzehnten geleistet und allenfalls einige Vorschläge mit Verzögerung aufgegriffen haben. Gleichwohl ist die Vielfalt der unterschiedlichen Vorgehensweisen aber auch ein Garant für eine lebendige Diskussion und eine Experimentierfreude, die bei strikt einheitlichen Vorschriften nicht vorstellbar wäre.

4.2.3.3 Die Praxis von Untersagungen in der amerikanischen Rentabilitätsregulierung

Die Androhung der Untersagung *(disallowance)* von Kosten, die sich auf den Bau neuer Kraftwerke beziehen, wird in der Praxis als eines der wichtigsten Instrumente des bestehenden Regulierungssystems angesehen, um die EVU zu einer sorgfältigen Unternehmensplanung anzuhalten.[704] In den letzten beiden Jahrzehnten hat dieses Instrument dramatisch an Bedeutung gewonnen: Während es zwischen 1944 und 1973 in den USA nur neun Fälle gab, bei denen Untersagungen mit dem Verweis auf unangemessene Unternehmensentscheidungen angeordnet wurden, waren es zwischen 1974 und 1983 42 Fälle,[705] und seither ist diese Zahl noch weiter gestiegen.

Die Untersagungen bezogen sich in erster Linie auf Kraftwerke, die eindeutig als Überkapazitäten *(excess capacity)*[706] angesehen wurden, und auf vorzeitig aufgegebene Kraftwerksprojekte *(cancelled plants)*. Im

---

[704] So z.B. die New Yorker Public Service Commission in einem neueren Strategiepapier: "Under current rate practices, the threat of cost disallowance is a key regulatory instrument to encouraging sound utility management." NYPSC (Issues paper), 1990, S.5f.

[705] Vgl. NRRI/National Regulatory Research Institut (Prudent Investment Test), 1985, S.iii.

[706] Die kontroverse Diskussion, wie Überkapazitäten ermittelt werden und welche Anlagen letztlich Überkapazitäten konstituieren, soll hier nicht aufgegriffen werden, da der Schwerpunkt auf die Art und Weise der Untersagung gelegt wird. Vgl. aber mit einer guten Übersicht dazu Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.83-88; vgl. für eine detailliertere Diskussion darüber Yokell/Larson (Excess Capacity), 1986.

Zentrum stand dabei das amerikanische Atomenergieprogramm, das im angesehenen *Forbes*-Magazin 1985 als

> "...the largest managerial disaster in business history, a disaster on a monumental scale"

bezeichnet wurde.[707]

Die Größenordnung des Desasters wird an folgenden Zahlen deutlich:

- Seit 1972 wurde der Bau von rund 120 Atomkraftwerken in den unterschiedlichsten Baustadien vorzeitig beendet.[708] Formal bezieht sich die vorzeitige Beendigung auf die Stornierung eines erteilten Auftrages.[709]

- Die mit der vorzeitigen Beendigung der im Bau befindlichen Atomkraftwerke verbundenen Kosten werden auf 20-30 Mrd. US$ geschätzt.[710]

- Der Umfang der Untersagungen in Bezug auf die Investitionskosten von vorzeitig aufgegebenen bzw. seit 1972 ans Netz gegangenen Atomkraftwerken wird mit 11 Mrd. US$[711] bzw. 15 Mrd. US$[712] geschätzt. Das entspricht etwa 13-20% der gesamten Investitionskosten für AKW in diesem Zeitraum. Dieser Betrag konnte nicht auf die Strompreise abgewälzt, sondern mußte von den Aktionären der EVU getragen werden.

Hohe Inflationsraten, extreme Kostensteigerungen sowohl bei den Investitions- als auch bei den Brennstoffkosten sowie die näher zu beschreibenden Untersagungen hatten gravierende Konsequenzen für die EVU. Ihre Aktienkurse sanken zwischen 1976 und 1985 im Durchschnitt unter ihre Buchwerte[713] mit der Folge, daß die Eigenfinanzierung stark zurückging und die EVU sich zunehmend verschulden mußten, wobei die Fremdkapitalzinsen sich inflationsbedingt drastisch erhöht hatten.[714] Besonders betroffen von diesem "finanziellen Holocaust"[715] waren diejenigen Unternehmen, die sich stark beim

---

[707] Zitiert nach Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.443.

[708] Vgl. Komanoff (Nuclear Power), 1991, S.19. Die letzte Bestellung für ein AKW, das bis einschließlich Frühjahr 1991 tatsächlich ans Netz gegangen ist, datiert aus dem Jahr 1973. Ebenda. Seit 1978 ist in den USA kein neues AKW mehr in Aufrag gegeben worden (vgl. Itteilag/Pavle (Nuclear Plants), 1985, S.36).

[709] Vgl. Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.445, Fn 9.

[710] Vgl. Cavanagh (Power Marketing), 1988, S.335, Fn 15.

[711] Vgl. Anderson (Prudence Reviews), 1991, S.24, Tabelle 1. Die dort aufgelisteten Untersagungen in Höhe von 9,9 Mrd. US$ sind zu ergänzen um weitere 284 Mio. US$ (Ohio Edison Co.: Perry und Beaver Valley), 666 Mio. US$ (Illinois Power Co.: Clinton) und 291 Mio. US$ (Commonwealth Edison Co.: Byron 1). Vgl. EEI (Regulatory Trends 1990), 1991, S.5, Fn 11 und S.6, Fn 14.

[712] Vgl. Yokell (Decline), 1990, S.38.

[713] Vgl. Joskow (Structural Change), 1989, S.156, Tabelle 3.

[714] Ebenda.

[715] Manzi (Disallowance), 1986, S.42.

Bau von Atomkraftwerken engagiert hatten.[716] Sechs EVU drohte lange Zeit der Bankrott,[717] und 1988 mußte mit der *Public Service Company of New Hamsphire (PSNH)* das erste amerikanische EVU Bankrott anmelden.[718] PSNH hatte sich mit einer 35,6%igen Beteiligung am AKW *Seabrook* übernommen, da sich die Investitionskosten mit rund 2 Mrd. US$ weit über den ursprünglich veranschlagten Kosten bewegten und *New Hampshire* eine strikte gesetzliche Anti-CWIP-Regelung besitzt, die eine vorzeitige Umlegung dieser Kosten auf die Strompreise ausschließt.

Konzeptionell stützten sich die Untersagungen sowohl auf den *Prudence Investment*-Test, den *Used and Useful*-Test als auch auf Kombinationen der beiden Tests. Die Interpretation und Anwendung der Tests unterschied sich jedoch nahezu von Fall zu Fall und von Bundesstaat zu Bundesstaat, wobei die unterschiedlichen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen entscheidenden Einfluß auf das Ausmaß der Untersagung hatten. In einer Grundsatzentscheidung bestätigte der US Supreme Court Ende 1989 den Handlungsspielraum der Bundesstaaten, Untersagungen nach dem *Used and Useful*-Standard auch dann vornehmen zu können, wenn die ursprüngliche Investitionsentscheidung unter den damaligen Umständen angemessen ("prudent") gewesen ist.[719] Allerdings sollte sich die Größenordnung der Untersagung "im Rahmen halten".[720]

---

[716] Vgl. Hearth/Melicher/Gurley (Cancellations), 1988, S.19, wo am Beispiel von fünf betroffenen EVU die Auswirkungen auf die Aktienkurse demonstriert werden; vgl. auch Gary/Roach (Cancelled Plants), 1985, S.488.

[717] Vgl. Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.444, Fn 4.

[718] Vgl. Harrison (Bankruptcy), 1988, S.122-123; Smartt (Bankruptcy), 1988, S.4f.; Yates (Reorganization Plan), 1989.

[719] Vgl. Tye/Kolbe (Duquesne), 1990.

[720] Sie muß sich im "window of constitutional magnitude" bewegen (Ebenda, S.21), wobei dieser Begriff nicht explizit definiert wird. In ähnlicher Weise wird argumentiert, daß Untersagungen nicht "confiscatory", sondern "responsive" sein sollen. Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.37f.

4.2.3.3.1 Untersagungen im Zusammenhang mit Überkapazitäten

Seit 1973 gibt es in den USA erhebliche Überkapazitäten, die bis zum heutigen Tag noch nicht abgebaut sind.[721] Insgesamt haben sich bislang jedoch weniger als die Hälfte aller bundesstaatlichen Regulierungskommissionen mit dem Problem von Überkapazitäten in ihrem Kompetenzbereich beschäftigt.[722]

Zwei Gründe waren ausschlaggebend für Untersagungen im Zusammenhang mit Überkapazitäten:

- Durch Untersagungen wird das Risiko schlechter Planungsergebnisse nicht allein auf die Verbraucher, sondern auch auf die Aktionäre des Unternehmens abgewälzt ("Risk Sharing").

- Untersagungen sind die regulatorische Antwort zum im Verfahren einer rein mechanischen Rentabilitätsregulierung angelegten Überkapitalisierungsanreiz ("Averch-Johnson-Effekt").

Das Spektrum möglicher Untersagungen im Zusammenhang mit Überkapazitäten ist breit. Es erstreckt sich vom vollständigen Kostenabwälzungsverbot bis hin zu einer verzögerten Anerkennung eines Teils der entstandenen Kosten.[723] Aus der amerikanischen Praxis der letzten Jahre sollen einige exemplarische Fälle herausgehoben werden:

- Die *North Dakota Public Service Commission* war eine der ersten Kommissionen, die sich des Kostenabwälzungsproblems von Überkapazitäten annahm. 1981 untersagte sie der *Otter Tail Power Company* die Verzinsung der Investitionskosten von 66 MW des Atomkraftwerks *Coyote*, da es sich hierbei ihrer Meinung nach um eine Überkapazität im physischen Sinne[724] handelte.[725] Die Hauptbegründung für diese Untersagung sah die Kommission darin, daß das Risiko von Fehlplanungen nicht allein auf die Verbraucher abgewälzt werden dürfe.

- Die *Kansas Corporation Commission (KCC)* verfuhr 1985 mit der *Kansas Gas & Electric Company* und ihrem Anteil am Atomkraftwerk *Wolf Creek* nach einem "Risk-Sharing-Ansatz": Es wurde ein Weg gewählt, der die Kosten des offensichtlich zu teuren und zudem noch überflüssigen Atomkraftwerks zwischen EVU und Verbrauchern aufteilte. Dabei kamen drei Konzepte zum Einsatz:[726]

  a) Eine Analyse der Investitionskosten nach dem *Prudency*-Standard ergab, daß rund 10% der entstandenen Kosten auf schlechtes Management zurückzuführen und demnach vollständig zu

---

[721] Vgl. Studness (Excess Capacity), 1985, S.42. Vgl. auch Abschnitt 4.1.2.2.

[722] Arzt ermittelte in einer eigenen Erhebung "fast 20 einzelstaatliche Aufsichtsbehörden", die sich diesem Problem gewidmet hätten. Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.89.

[723] Vgl. Colton (Excess Capacity), 1983, S.1153-1157; vgl. dazu auch die entsprechende Übersicht bei Teisberg (Recovery), 1988, S.11.

[724] D.h die für notwendig erachtete Reserveleistung wurde überschritten. Vgl. Fn 248.

[725] Vgl. Rosen/Low/Moline (Risk Sharing), 1986, S.200f.

[726] Ebenda, S.194-199.

untersagen waren.

b) Der Kraftwerksanteil, der nach dem *physischen* Konzept eine Überkapazität konstituiert, wurde mit 50% ermittelt. Zugrundegelegt wurde dabei eine Lastprognose für die folgenden fünf Jahre[727] sowie die gebräuchliche Faustregel, nach der rund 20% Reserveleistung[728] für eine sichere Versorgung ausreichend sind. Während die Abwälzung der Investitionskosten dieser physischen Überkapazität genehmigt wurde, untersagte die KCC eine Verzinsung ("the Commission allowed a return of the costs, but no return on the costs"). Allerdings genehmigte die KCC zusätzlich Finanzierungskosten ("carrying costs") auf den "Wert" (s.u.) der physischen Überkapazität, die in etwa bei den Kapitalkosten für Fremdkapital und Vorzugsaktien lagen.

c) Nach einem *ökonomischen* Konzept[729] der Ermittlung von Überkapazitäten befand die KCC, daß der Bau eines Kohlekraftwerkes erheblich preiswerter gewesen wäre.[730] Der "Wert" des Atomkraftwerkes wurde daher mit den Leistungskosten eines neuen Kohlekraftwerks in Höhe von 1.290 US$/kW angesetzt, obwohl tatsächlich 2.729 US$/kW ausgegeben wurden. Verbunden damit war die Untersagung einer Verzinsung von weiteren 15% der Investitionskosten, wobei auf diesen Teil auch keine Finanzierungskosten gewährt wurden.

---

[727] Dieser Zeitraum entspricht in etwa der Planungs- und Bauzeit einer Gasturbine und wurde aus diesem Grunde von der PUC gewählt.

[728] Die Reserveleistung ist definiert als die Differenz zwischen der installierten Kapazität des EVU und der Jahreshöchstlast, geteilt durch die Jahreshöchstlast. Vgl. Yokell/Larson (Excess Capacity), 1986, S.600. Eine andere Faustregel geht von einer notwendigen Reseveleistung in Höhe von 15% nach Ausfall des größten Blocks im Versorgungsgebiet des EVU aus. Ebenda, S.601.

[729] Zu diesem Konzept führen Rosen/Low/Moline aus: "... a plant may be economically inefficient because it is the wrong type of generation (e.g., baseload rather than peaking) or has excessive capital costs compared to alternatives (e.g., nuclear rather than coal)". Vgl. Rosen/Low/Moline (Risk Sharing), 1986, S.195. Vgl. auch Yokell/Larson (Excess Capacity), 1986.

[730] Mit der gleichen Begründung untersagte die Louisiana Public Service Commission dem EVU Gulf State Utilities insgesamt 1,4 Mrd. US$ des AKW River Bend, das im Vergleich zu einem Braunkohlekraftwerk gleicher Größenordnung um diesen Betrag teurer gewesen sei. Vgl. Studness (Disallowances), 1991, S.41.

Die Klagen der *Kansas Gas & Electric Company* gegen diese Entscheidung der KCC wurden in allen Instanzen abgewiesen.[731]

- Das *Massachusetts Department of Public Utilities (MDPU)* überprüfte 1986 in einem umfassenden Verfahren die Kostenbehandlung des Atomkraftwerks *Millstone 3*, an dem die *Western Massachusetts Electric Company* zu rund 12% beteiligt war. Die Kosten des AKW hatten sich während der 15jährigen Planungs- und Bauzeit etwa verzehnfacht, und die fertige Anlage wurde allgemein als Überkapazität angesehen.

  Die MPDU zergliederte das Verfahren in drei Stufen und traf folgende Entscheidungen:[732]

  a) Die Überprüfung der Kosten für *Millstone 3* nach dem *Prudency*-Standard ergab, daß weder die Höhe der Kosten noch der Entscheidungsprozeß des Managements, der zur Vollendung des Baus geführt hatte, unangemessen gewesen sind und beanstandet werden könnten.
  b) Die Überprüfung der Kosten nach dem *Used and Useful*-Standard[733] ergab einerseits, daß das Kraftwerk in Betrieb ("used")[734] ist, daß es aber andererseits nicht vollständig betriebsnotwendig ("useful")[735] sei. Mit Hilfe der Kapitalwertmethode wurden die Gegenwartswerte der zukünftigen Erlösanforderungen ("cumulative net present value of revenue requirements") des AKW *Millstone 3* und einer aus aktueller Sicht optimalen Angebotsalternative miteinander verglichen[736] und dabei festgestellt, daß die Alternative um 24% günstiger gewesen wäre. Infolgedessen wurden 76% der Kosten des AKW als *used and useful* anerkannt und in das betriebsnotwendige Vermögen aufgenommen. Um einen *rate shock* zu vermeiden, wurde ein *Phase-in-Plan* beschlossen, wonach die Kosten über fünf Jahre hinweg in gleichmäßigen Raten in die Tarife weitergegeben und die zwischenzeitlich

---

[731] Die letzte Ablehnung erfolgte durch den Supreme Court der Vereinigten Staaten. Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.116.

[732] Vgl. MDPU (D.P.U. 85-270: Millstone 3), 1986, S.59-66.

[733] Die MDPU begründete die Notwendigkeit, den Used and Useful-Standard zusätzlich zum Prudency-Standard anzuwenden, wie folgt: "Despite our finding of prudence, the Department is appalled by a process under which a project which was estimated by experts to cost $400 million must be considered prudent at a final cost of $3.825 billion, nearly a tenfold increase in costs. It is for this reason that the Department indicated ... that a used and useful test be applied in conjunction with a prudence test to determine cost recovery for new utility construction". Ebenda, S.59.

[734] Der Terminus "used" nach dem Used and Useful-Standard wird hier im Sinne von "in service and operating" verwendet. Ebenda, S.60.

[735] Der Terminus "useful" nach dem Used and Useful-Standard wird von der MDPU im Sinne von "needed and economically desirable" verwendet. Ebenda, S.63.

[736] Dieses Vorgehen bezeichnet die MDPU auch als "Economic Used and Useful-Test" (Ebenda, S.66).

entstehenden zusätzlichen Finanzierungskosten ebenfalls anerkannt wurden.[737]

c) Die als "not useful" charakterisierten Kosten können vom EVU als außerordentliche Abschreibungen geltend gemacht werden.[738] Sie sind dann über einen Zeitraum von 10 Jahren unverzinst abzuschreiben.

Der Umfang der Untersagung hängt bei diesem Vorgehen neben der Höhe der als "not useful" charakterisierten Kosten vor allem vom genehmigten Abschreibungszeitraum für die außerordentlichen Abschreibungen ab.

Während sich in der Vergangenheit die Mehrzahl der Untersagungen aus Überkapazitätsgründen auf EVU-Anteile an Atomkraftwerken bezog, wird sich die Diskussion in den nächsten Jahren wohl eher auf die Überprüfung von neuen Strombezugsverträgen - sei es mit unabhängigen Stromerzeugern, sei es mit Unternehmenstöchtern oder mit anderen EVU - konzentrieren.[739] Die oben angesprochenen Konzepte sind daher nach wie vor aktuell.

4.2.3.3.2 Untersagungen im Zusammenhang mit vorzeitig aufgegebenen Kraftwerksprojekten

Auch hier reicht das Spektrum der Möglichkeiten von einer vollständigen Untersagung der Kosten, die mit dem Bau von stornierten Anlagen verbunden sind, bis hin zu einer vollständigen Anerkennung incl. Verzinsung.[740] Folgende beiden Hauptfälle haben sich in der Praxis herauskristallisiert:

1. Vollständige Untersagung der Kosten vorzeitig aufgegebener Kraftwerke

Vor 1983 war in vier Bundesstaaten *(Arizona, New Hamsphire, Ohio, Oregon)* die Abwälzung der Kosten gesetzlich untersagt;[741] seither haben weitere vier Bundesstaaten Gesetze erlassen, die die Abwälzung von "versunkenen Kosten" *(sunk costs)* untersagen bzw. stark einengen.[742] Zwischen 1977 und 1986 wurde in 19 von 88 Fällen die Abwälzung der Kosten vorzeitig aufgegebener Kraftwerke nicht genehmigt.[743] Unter Hinweis auf den *Used and Useful*-Standard waren die Kosten damit ausschließlich von den Aktionären der EVU zu tragen. Allerdings führte die Verpflichtung der

---

[737] Zum Pro und Contra von Phase-In-Plänen sowie für eine Übersicht von bundesstaatlichen Entscheidungen über diese Pläne vgl. Nagelhout (Phase-ins), 1988.

[738] Vorher ist noch der Eigenkapitalanteil am kumulierten AFUDC von den außerordentlichen Abschreibungen abzuziehen, um eine Eigenkapitalverzinsung der als nicht betriebsnotwendig erachteten Investitionen auszuschließen.

[739] Vgl. EEI (Regulatory Trends 1989), 1990, S.11f. Insbesondere die Kapazitätskosten bei langfristigen Bezugsverträgen sind in den letzten Jahren bereits Gegenstand genauerer Überprüfungen geworden. Vgl. Cross (Capacity Costs), 1990, S.41-44.

[740] Vgl. Teisberg (Recovery), 1988, S.12, Abbildungen 2 und 3.

[741] Vgl. Howe (Cancellation Costs), 1983, S.55.

[742] Dies sind die Staaten California, Maine, Missouri und North Dakota. Vgl. Hearth/Melicher/Gurley (Cancellations), 1988, S.17.

[743] Vgl. Hearth/Melicher/Gurley (Cancellations), 1988, S.18, Exhibit 2.

Aufsichtsbehörden, die finanzielle Integrität der EVU zu erhalten, zu einer Reihe von Ausweichstrategien, ohne die entsprechenden Gesetze zu verletzen:

* Der *Ohio Supreme Court* untersagte 1981 in seiner Entscheidung einem EVU-Konsortium die Kostenerstattung von vier vorzeitig aufgegebenen Atomkraftwerken und revidierte damit den Beschluß der Aufsichtsbehörde. In einer späteren Entscheidung jedoch erlaubte er den EVU eine höhere Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens, so daß die Verluste auf indirekte Weise erstattet werden konnten.[744] Dieselbe Strategie verfolgte die Aufsichtsbehörde von *Washington* in einem ähnlichen Fall.[745]
* Die *Oregon Public Utilities Commission* untersagte dem EVU *Pacific Power & Light* 1982 zwar die Abwälzung der Kosten des stornierten AKW *Pebble Springs*, ließ aber eine Verrechnung dieser Verluste mit außerordentlichen Erträgen zu.[746]

2. Außerordentliche Abschreibung der Kosten vorzeitig aufgegebener Kraftwerke

In der Mehrzahl der Fälle erlaubten die Aufsichtsbehörden die Abschreibung[747] der entstandenen Kosten als außerordentliche Verluste *(extraordinary losses)*, die über einen festgelegten Abschreibungszeitraum als Betriebskosten abgewälzt werden. Falls keine Verzinsung der Investitionen gewährt wird, hängt der Verlust für die Aktionäre vom Abschreibungszeitraum ab: Je länger dieser Zeitraum, desto größer der Verlust.[748] Zwischen 1977 und 1986 wurde in den meisten Fällen keine Verzinsung genehmigt,[749] und der Abschreibungszeitraum lag im Durchschnitt bei mehr als acht Jahren.[750]

Die Fälle wichen in der Praxis z.T. stark voneinander ab:

- Das *Massachusetts Department of Public Utilities* zielte in seiner Entscheidung zum stornierten AKW *Pilgrim II* der *Boston Edison Company* im Jahr 1982 auf eine Aufteilung der Kosten zwischen EVU und Verbrauchern, ohne die finanzielle Stabilität des EVU zu gefährden. Der Kompromiß umfaßte folgende Punkte:[751]

  * Das MDPU vertrat die Ansicht, daß das AKW zwei Jahre zu spät storniert wurde, da bereits

---

[744] Vgl. Gary/Roach (Cancelled Plants), 1985, S.496, Fn 169.

[745] Vgl. Howe (Cancellation Costs), 1983, S.57.

[746] Ebenda, S.52.

[747] Man spricht hier von "amortization" im Unterschied zu "depreciation", die die Abschreibung vom betriebsnotwendigen Vermögen (rate base) bezeichnet.

[748] Vgl. dazu eine Beispielrechnung bei Hearth/Melicher/Gurley (Cancellations), 1988, S.16.

[749] Vgl. Gary/Roach (Cancelled Plants), 1985, S.492, Fn 149, mit einer umfassenden Aufzählung dieser Fälle.

[750] Vgl. Hearth/Melicher/Gurley (Cancellations), 1988, S.18, Exhibit 2.

[751] Vgl. Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.454f.

1980 das hohe Risiko des Projekts absehbar gewesen sei ("time line approach")[752]. Daher wurden die nach dem 1. Juli 1980 angefallenen Kosten nicht anerkannt.

* Weiterhin wurde eine Verzinsung des Eigenkapitals während der Bauzeit untersagt, d.h. das kumulierte AFUDC-Ausgleichskonto wurde um den Eigenkapitalanteil reduziert.
* CWIP und Rest-AFUDC wurden dann nicht in das betriebsnotwendige Vermögen aufgenommen,[753] sondern über einen Zeitraum von 13 Jahren als jährliche Betriebskosten abgeschrieben ("amortization"). Zusätzlich wurde eine Verzinsung des noch nicht abgeschriebenen Restes *(unamortized balance)* in Höhe von 14% gewährt.[754]

- Die *Maine Public Utilities Commission* gestattete der *Bangor Hydroelectric Company* die Abwälzung der Kosten eines stornierten AKW als jährliche Betriebskosten über einen Zeitraum von fünf Jahren. Allerdings wurde der AFUDC-Posten vollständig untersagt, und es wurde auch keine Verzinsung auf den nicht abgeschriebenen Rest gewährt. Die Entscheidung resultierte letztlich in einer nahezu identischen Kostenaufteilung zwischen EVU und Verbrauchern.[755]

---

[752] Vgl. Gary/Roach (Cancelled Plants), 1985, S.485.

[753] Die ursprünglichen Gesamtkosten in Höhe von 278 Mio. US$ hatten sich durch die Untersagung der nach dem 1. Juli 1980 entstandenen Kosten und des AFUDC-Eigenkapitalanteils auf 204 Mio. US$ reduziert. Vgl. Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.455, Fn 88.

[754] Die New Yorker Aufsichtsbehörde wertete die Gewährung einer Verzinsung auf den noch nicht abgeschriebenen Rest in einem vergleichbaren Fall als äquivalent zur Aufnahme in das betriebsnotwendige Vermögen (Rodgers/Gray (Cancellation Costs), 1985, S.457, Fn 105). Das EVU erleidet nur dann einen Verlust, wenn die gewährte Verzinsung unter der Rendite für das betriebsnotwendige Vermögen liegt. Im vorliegenden Fall lag die Verzinsung sogar über der Rendite (Gary/Roach (Cancelled Plants), 1985, S.499, Fn 192). Allerdings ist zu beachten, daß dem EVU dafür der AFUDC-Eigenkapitalanteil vorenthalten wurde.

[755] Vgl. Pierce (Canceled Plants), 1984, S.518f.

- Die *Wisconsin Public Utilities Commission* ordnete Anfang der 80er Jahre einen Baustopp für das AKW *Tyrone* an, das in *Wisconsin* als Gemeinschaftskraftwerk von EVU aus vier Bundesstaaten gebaut wurde ("multijurisdictional plant"), wobei das einheimische EVU alleiniger Besitzer sein sollte und die drei anderen EVU über Verträge am Risiko des Baus beteiligt werden sollten.[756] Die nicht in *Wisconsin* ansässigen EVU beantragten nach Stornierung des Kraftwerks eine Abwälzung der bis zu diesem Zeitpunkt entstandenen Kosten bei der FERC, die die alleinige Zuständigkeit für staatenübergreifende Strombezugsverträge besitzt. Die FERC genehmigte eine außerordentliche Abschreibung der Kosten (incl. AFUDC) über einen Zeitraum von 10 Jahren. Zwei bundesstaatliche Aufsichtsbehörden (*Minnesota*, *North Dakota*) versuchten zunächst, eine solche Abwälzung zu verhindern, scheiterten aber letztlich an den zuständigen Gerichten, die der FERC die alleinige Entscheidungskompetenz in dieser Frage bestätigten.

Insgesamt ist durch die Behandlung von AFUDC und die Festlegung der Verzinsung des nicht abgeschriebenen Rests sowie der Abschreibungszeit stets gewährleistet, daß die Aufsichtsbehörden den Umfang der Untersagung für das EVU sehr gut steuern können, ohne gegen gesetzliche Vorschriften oder gegen regulatorische Grundsätze verstoßen zu müssen.

4.2.3.3.3 Wirksamkeit der Tests und Implikationen von Untersagungen

Die Praxis hat gezeigt, daß die Anwendung des *Prudent Investment*-Tests im Falle von Überkapazitäten und vorzeitig aufgegebenen Kraftwerksprojekten schwierig ist, da sich ein offensichtliches Fehlverhalten des Managements zum Entscheidungszeitpunkt häufig nicht nachweisen läßt bzw. mit einem großen Aufwand seitens der Aufsichtsbehörden verbunden ist.[757] Die häufigsten Untersagungen nach dem *Prudency*-Standard beziehen sich auf exorbitante Kostensteigerungen von Kraftwerksprojekten, wobei der Umfang der Untersagung oft willkürlich erscheint. Bislang gibt es in den USA kein Gerichtsurteil, das eine definitive Vorgabe für die Verwendung des *Prudent Investment*-Test macht.[758]

Der wirksamere Test ist eindeutig der *Used and Useful*-Test, der von den Aufsichtsbehörden ohne allzu großen Aufwand angewendet werden kann. Er bietet zudem eine Fülle von Möglichkeiten zur Feinsteuerung ("fine-tuning") der Untersagung, um die finanzielle Stabilität und Integrität des EVU nicht zu gefährden.

Die konkreten Implikationen von Untersagungen lassen sich nur im Einzelfall beurteilen. Generell sind jedoch folgende Aspekte zu beachten:

---

[756] Vgl. Pierce (Canceled Plants), 1984, S.521ff.; Hearth/Melicher/Gurley (Cancellations), 1988, S.17f.

[757] So hat die FERC, die tendenziell als EVU-freundlich gilt und den Used and Useful-Test nicht anwendet, bislang in keinem einzigen Fall eine Untersagung auf Grund von Überkapazitäten vorgenommen und auch niemals eine EVU-Investition als "imprudent" charakterisiert. Vgl. Pierce (Canceled Plants), 1984, S.547 und S.512, Fn 78.

[758] Vgl. Studness (Disallowances), 1991, S.41, der dies beklagt.

- Art und Umfang der Untersagung bestimmt die Verteilung der entstandenen Kosten zwischen den Aktionären des EVU, den Stromverbrauchern und den Steuerzahlern. Untersagungen sind demnach stets Verteilungsentscheidungen.

- Art und Umfang der Untersagung beeinflußt die Kapitalkosten des EVU. Je höher das regulatorische Risiko des EVU auf dem Kapitalmarkt veranschlagt wird, desto teurer wird die Eigenkapitalbeschaffung. Umstritten ist, ob die erwartete Verzinsung von EVU-Wertpapieren ("securities") das vorhandene Risiko bereits antizipiert[759] oder ob erst Untersagungen eine höhere Verzinsung auslösen. Wäre letzteres der Fall, müßte idealtypisch vor jeder Untersagung ein Abwägungsprozeß zwischen steigenden Kapitalkosten und einer durch die Untersagung in Zukunft möglicherweise verbesserten EVU-Planung und Effizienz stattfinden mit dem Ziel, die für den Verbraucher vorteilhafteste Entscheidung zu treffen.[760]

- Art und Umfang der Untersagung im Zusammenhang mit Überkapazitäten und vorzeitig aufgegebenen Kraftwerksprojekten beeinflussen das zukünftige Investitionsverhalten der EVU. Falls die Aufsichtsbehörden bei vorzeitig aufgegebenen Projekten strengere Maßstäbe anlegen als bei Überkapazitäten, hat das EVU einen Anreiz, die Anlage unabhängig von ihrem späteren Nutzen zu Ende zu bauen. Umgekehrt gilt entsprechendes. Bei insgesamt strenger Untersagungspraxis wird sich das EVU mit größeren Investitionen möglicherweise zurückhalten mit der Folge, daß die Versorgungssicherheit beeinträchtigt werden kann bzw. der Bau von Großkraftwerken nicht mehr in Angriff genommen wird. Hier stellt sich dann die Frage, welche Autorität und welche Mittel den Aufsichtsbehörden zur Verfügung stehen, um eine solche "Investitionsabstinenz" zu überwinden.

Letztlich haben die Untersagungen in den zurückliegenden zwei Jahrzehnten wesentlich dazu beigetragen, daß sich der Markt für unabhängige, vor allem auf kleinere Anlagen setzende Stromerzeuger so rasant entwickeln konnte (vgl. Abschnitt 4.1.4.1), und daß nachfrageseitige Optionen (Einspar- und Lastmanagementmaßnahmen) in zunehmend stärkerem Maße in die Investitionsplanung der EVU integriert werden (s. Kapitel 6.2). Neben der PURPA-Gesetzgebung zeichnet damit das durch Untersagungen erstmals in größerem Maße deutlich gewordene Investitionsrisiko der EVU verantwortlich für eine fortschreitende Deregulierung des Stromerzeugungsmarktes in den USA sowie für den Siegeszug des Least-Cost Planning-Konzepts.

4.2.3.4 Neuere Regulierungsansätze zur Minimierung der Kosten des EVU

Seit vielen Jahren werden in den USA Ergänzungen und Alternativen zur *rate-of-return regulation*

---

[759] Vgl. Stutz (Risk Sharing), 1986, S.31, der dies bejaht. Anderer Meinung Schwartz (Rebuttal), 1984, S.738f.

[760] Yokell/Larson gehen davon aus, daß dieser Abwägungsprozeß zugunsten von Untersagungen ausfällt. Vgl. Yokell/Larson (Excess Capacity), 1986, S.611.

diskutiert und getestet, die zur Kostenminimierung und Effizienzsteigerung beim EVU beitragen sollen. Neuere Ansätze lassen sich folgenden drei Kategorien zuordnen:

1. Anreize zur Kostenminimierung bei einzelnen Kraftwerken
2. Anreize zur Gesamtkostenminimierung des EVU
3. Anreize zur Verbesserung der Unternehmensproduktivität

zu 1.

In diese Kategorie fallen zunächst einmal die bereits angesprochenen Anreizprogramme, die die durchschnittliche Verfügbarkeit des Kraftwerks bzw. den durchschnittlichen Wirkungsgrad entsprechend honorieren bzw. sanktionieren (vgl. Abschnitt 4.2.3.2.3). Neuere Ansätze gehen einen großen Schritt darüber hinaus und nehmen die Kraftwerksinvestition vollständig aus dem normalen Regulierungsprocedere heraus. Anstatt sie ganz oder teilweise in das betriebsnotwendige Vermögen aufzunehmen und entsprechend zu verzinsen, werden die entstandenen Kosten ausschließlich über die erzeugten Kilowattstunden erstattet. Auf diese Weise wird der im EVU-Kraftwerk erzeugte Strom dem Strom gleichgestellt, der von einem unabhängigen Stromerzeuger oder einem Fremd-EVU bezogen würde. Ein solches Arrangement kann entweder direkt zwischen EVU und Regulierungsbehörde vereinbart oder durch Gründung einer rechtlich selbständigen Kraftwerksgesellschaft gestaltet werden.

Das erste Konzept dieser Art fand im Jahr 1988 in Kalifornien Anwendung. Das EVU *Pacific Gas & Electric Company (PG&E)* einigte sich mit der *California Public Utilities Commission* darauf, die Kosten des Atomkraftwerks *Diablo Canyon* in Form fester Preise pro bereitgestellter Kilowattstunde erstattet zu bekommen.[761] Ob das EVU die Gesamtkosten des AKW auf diese Weise vollständig zurückerhält, hängt damit ausschließlich von der Verfügbarkeit des AKW ab, da sonstige Kostensteigerungen (Brennstoff, Personal etc.) in vorher festgelegten Preissteigerungen pro kWh antizipiert wurden. Die Vereinbarung endet im Jahr 2016. Um die finanzielle Stabilität bei schlechter Verfügbarkeit des AKW nicht zu gefährden, wurde allerdings ein Teil der Gesamtkosten (rund 1 Mrd. US$) in die *rate base* aufgenommen.[762]

Eine ähnliche Vereinbarung wurde inzwischen auch von der *Boston Edison Company* in Bezug auf das AKW *Pilgrim* abgeschlossen.[763]

Das Hauptproblem dieser Art von Vereinbarungen wird darin gesehen, daß sich Konflikte zwischen einem möglichst profitablen Kraftwerkseinsatz und der Sicherheit des Kraftwerksbetriebs ergeben

---

[761] Vgl. CPUC (88-12-083: Diablo Canyon), 1988; vgl. auch Biewald (Nuclear), 1990, S.24f. Diese Vereinbarung kam auf Druck der CPUC zustande, die die Verbraucher nicht mit unnötig hohen Kosten belasten wollte.

[762] Das entspricht rund einem Fünftel der Gesamtkosten. Vgl. PG&E (Annual Report 1990), 1991, S.29.

[763] Vgl. EEI (Regulatory Trends 1989), 1990, S.13.

können.[764] Diese Gefahr kann durch eine differenzierte Strukturierung der Preisfestlegung allenfalls abgeschwächt werden,[765] ganz ausschließen läßt sie sich offensichtlich nicht.

zu 2.

Bei der "Price Cap-Regulierung" handelt es sich um ein relativ einfaches Anreizsystem zur Minimierung der Gesamtkosten, das seinen Ursprung im Bereich der Regulierung des Telekommunikationswesens hat.[766] Die Idee besteht darin, eine Obergrenze für die Endverbraucherpreise über einen längeren Zeitraum festzulegen und sie mit Hilfe eines Index zu dynamisieren ("Entkopplung von Preisen und Kosten"). Der Zeitraum sollte dabei wesentlich länger als der übliche *regulatory lag* sein. Der Index errechnet sich üblicherweise aus der Differenz zwischen Inflationsrate und Produktivitätsfortschritt und legt die zulässige Eigenkapitalverzinsung des EVU fest. Auf diese Weise entfällt ein Strompreisgenehmigungsverfahren für einen bestimmten Gültigkeitszeitraum dieses Ansatzes, und die Preise können vom EVU unterhalb der festgelegten Obergrenze selbständig gestaltet werden. Dadurch erhält das EVU einen Anreiz, seine Kosten zu minimieren, wodurch der Profit steigen und innerhalb des Gültigkeitszeitraums auch nicht beschnitten werden kann.

Neben der Festlegung des Ausgangspreisniveaus liegen die Hauptprobleme der *Price Cap*-Regulierung in

- der Bestimmung des Inflationsindex
- der Bestimmung des Produktivitätsfortschritts

für das jeweilige EVU. Es stellt sich die Frage, ob diese beiden Indizes sich auf nationale, bundesstaatliche bzw. regionale Entwicklungen oder auf industriespezifische Werte beziehen sollen. Mögliche Festlegungen sind hier der *Consumer Price Index* als Inflationsindex sowie der durchschnittliche nationale Produktivitätsindex.[767]

Ein weiteres Problem besteht darin, über einen längeren Gültigkeitszeitraum des Ansatzes die Qualität des Kundenservice aufrechtzuerhalten, was u.U. flankierende Kontrollen oder zusätzliche Anreizprogramme voraussetzt.

Bislang gibt es in den USA in der Praxis jedoch keinen *Price Cap*-Ansatz im Bereich der

---

[764] Vgl. z.B. Ahearne (Nuclear Safety), 1986, S.17ff.; vgl. auch die Aussagen der Nuclear Regulatory Commission in EUW, November 12, 1990, S.1f.

[765] So z.B. Nagelhout (Performance Standards), 1990, S.47.

[766] Vgl. zur Diskussion über Price Cap-Regulierung die Ausgabe No.3 des RAND Journal of Economics, Vol.20, Autumn 1989, in der sich eine Reihe von Artikeln mit diesem Thema auseinandersetzen.

[767] Vgl. Baumol (Productivity), 1982, S.11-18.

Elektrizitätswirtschaft, so daß hier keine Erfahrungen ausgewertet werden konnten.[768]

zu 3.

Traditionelle und weit zurückreichende Ansätze der Anreizregulierung stellen auf eine Erhöhung der Produktivität des EVU ab. Ihnen gemeinsam ist das Erfordernis, Vergleichsgrößen zu finden, an denen sich die Produktivität des EVU zu messen hat. Mit Hilfe dieser Vergleichsgrößen werden dann die anrechenbaren Kosten oder die Eigenkapitalverzinsung des EVU festgelegt.

Eindimensionale theoretische Produktivitätsindizes wie beispielsweise die sogenannte *Total Factor Productivity* bzw. *Partial Factor Productivity*[769] oder statistische Kostenfunktionen haben sich dabei als extrem unzuverlässige Vergleichsgrößen herausgestellt.[770]

Neuere Ansätze setzen daher auf Multikriterien-Konzepte, bei denen kombinierte Indizes aus mehreren ergebnisorientierten Indikatoren gebildet werden.[771] In *Mississippi* beispielsweise wird ein solcher *Cost-of-Service Index* aus insgesamt sieben Indikatoren gebildet, mit dessen Hilfe dann die Eigenkapitalverzinsung festgelegt wird.[772]

In der Praxis haben diese Ansätze bislang jedoch keine größere Rolle gespielt.

4.3 Der Regulierungsprozeß am Beispiel Kaliforniens

4.3.1 Zum Prozeßcharakter der EVU-Regulierung

Das amerikanische Regulierungssystem wäre nur unzureichend beschrieben, würde man es bei der Darstellung des Regulierungsverfahrens und dessen praktischer Umsetzung bewenden lassen. Viele Entwicklungen gerade in neuerer Zeit lassen sich nur nachvollziehen, wenn man den formellen und informellen Meinungsbildungs- und Entscheidungsprozeß der Regulierungskommissionen berücksichtigt. *Nowotny* bemerkt dazu mit einem Seitenhieb auf die neoklassische ökonomische Regulierungsdiskussion:

> "It would probably be more helpful if analysts would recognize regulation as a process rather than attempt to fit it into static efficiency considerations".[773]

---

[768] Vgl. EEI (Regulatory Trends 1989), 1990, S.14. Die Northern States Power Company hat jedoch im Juni 1990 bei der South Dakota Public Service Commission erstmals einen Price Cap-Vorschlag eingereicht, der die Höhe der Preise an eine vorher festgelegte Eigenkapitalverzinsung knüpfte, die bei 80% des Anstiegs des Consumer Price Index liegen sollte. Dieser Vorschlag wurde jedoch von der Kommission zurückgewiesen. Vgl. Ewers/Musolf (Competitive Regulation), 1991, S. 32-35.

[769] Vgl. dazu Wilson (Productivity), 1986, S.795-802; Kjellerup (Total Factor Productivity), 1988.

[770] Vgl. Joskow/Schmalensee (Incentive Regulation), 1986, S.31. Anderer Meinung Kjellerup (Total Factor Productivity), 1988.

[771] Vgl. dazu ausführlich Anselin/Henderson (Performance Evaluation), 1985.

[772] Vgl. EEI (Regulatory Trends 1989), 1990, S.13; vgl. auch Silverman/Wenner/Peters (Price Caps), 1991, S.30.

[773] Nowotny (Economics), 1989, S.23.

Regulierung wird vielmehr häufig als ein evolutionärer Prozeß angesehen, der sich zwar nicht in jedem Fall zielstrebig und widerspruchsfrei entwickeln muß, der aber in der Lage ist, neue wichtige Elemente aufzunehmen, zu verarbeiten und sich gegebenenfalls zu korrigieren.[774]

Vor dem Hintergrund der in Kapitel 2.4 diskutierten z.T. neuen Zielsetzungen von Regulierung sind Ökonomen gut beraten, ihr Augenmerk verstärkt auf den Prozeßcharakter von Regulierung richten, um u.a. folgenden Fragestellungen nachzugehen:

- Bietet der Regulierungsprozeß institutionell die Voraussetzung, flexibel auf veränderte gesellschaftliche Zielvorstellungen zu reagieren? Beinhaltet er die Möglichkeit, einen Konsens für alle Beteiligten darüber zu erzielen?

- Bietet er die Möglichkeit, neue wissenschaftliche Erkenntnisse im Hinblick auf die Dauerhaftigkeit von Entwicklungspfaden rasch zu implementieren?

- Beinhaltet er ausreichende Partizipationsmöglichkeiten für die Öffentlichkeit, um die Akzeptanz und Akzeptabilität von Entscheidungen im Bereich der Strombedarfsdeckung zu erhöhen?

Im folgenden wird der kalifornische Regulierungsprozeß in groben Zügen nachgezeichnet, der innerhalb der USA in vielerlei Hinsicht als vorbildlich anzusehen ist. Es wird dabei zwischen dem formellen administrativen/politischen Prozeß und einem informellen Prozeß unterschieden, der jedoch ungleich schlechter dokumentiert ist[775] und bei dessen Erläuterung auf eigene empirische Erfahrungen zurückgegriffen werden soll. Ziel ist es, diejenigen Ansatzpunkte herauszuarbeiten, die für die obigen Fragestellungen relevant sind.

4.3.2 Die kalifornische Elektrizitätswirtschaft und ihre Regulierungsinstitutionen

Für die Elektrizitätsversorgung Kaliforniens sind im wesentlichen drei private EVU und zwei größere Stadtwerke verantwortlich.[776] Dies sind im einzelnen *Pacific Gas & Electric (PG&E)*, *Southern California Edison (SCE)* und *San Diego Gas & Electric (SDG&E)* als private EVU sowie *Los Angeles Department of Water and Power (LADWP)* und *Sacramento Municipal Utility District (SMUD)* als Stadtwerke. PG&E und SCE vereinigen insgesamt mehr als drei Viertel der verfügbaren Erzeugungskapazitäten auf sich, wobei PG&E das größte private EVU in den USA ist.

Der Regulierung durch die *California Public Utilities Commission (CPUC)* unterliegen nur die privaten EVU; die Stadtwerke werden kommunal kontrolliert.

Die CPUC ist eine von Regierung und Parlament unabhängige Behörde. Sie beschäftigt zur Zeit etwas

---

[774] Vgl. Phillips (Regulation), 1988, S.7 und 807. S. dazu auch die Kapitel 2.3.3 und 2.4.

[775] Vgl. Howe/Rasmussen (Economics), 1982, S.64, die dies ebenfalls beklagen.

[776] Hinzu kommen einige kleinere Stadtwerke und Genossenschaften als reine Weiterverteiler, das California Department of Water Resources als öffentlicher Wasserkraftwerksbetreiber sowie zwei private EVU aus benachbarten Bundesstaaten. Vgl. CEC (Electricity Report), 1990, S.1-4.

mehr als 1.000 Personen, von denen ca. 200 ausschließlich mit der Elektrizitätsversorgung befaßt sind.[777] Ihre wichtigten Aufgabengebiete umfassen:[778]

- Festlegung der Strompreise
- Überprüfung und Sicherung des Kunden-Service
- Erteilung von Anlagengenehmigungen für größere Kraftwerke
- Genehmigung finanzieller Transaktionen wie z.B. Kapitalerhöhungen
- Erarbeitung von Gesetzesinitiativen und Verordnungen zur Fortentwicklung des Regulierungsverfahrens.

Die CPUC hatte 1990 ein Budget von rund 80 Mio. US$, von denen der weitaus größte Teil (rund 86%) über Regulierungsabgaben (z.B. Zuschlag auf den Strompreis in Höhe von 0,012 cts/kWh) aufgebracht wurde.[779]

1974 wurde in Kalifornien zusätzlich zur CPUC die *California Energy Commission (CEC)* gegründet. Ihre Hauptaufgaben liegen in den Bereichen

- Erstellung von langfristigen Prognosen und Szenarien der zukünftigen Energiebedarfsentwicklung sowie deren Umweltbilanzen
- Standortgenehmigungsverfahren
- Entwicklung von Vorschlägen für Energieverbrauchs- und Emissionsstandards für die Legislative.

Die CEC wird ebenfalls über einen festen Strompreisanteil finanziert.

Das Zusammenspiel zwischen CPUC und CEC verläuft nicht immer reibungslos, da es eine Reihe von inhaltlichen Überschneidungen zwischen beiden Behörden gibt.

4.3.3 Der formelle Regulierungsprozeß in Kalifornien

4.3.3.1 Die öffentlichen Aufsichtsverfahren

Sämtliche formellen Verfahren, die in Kalifornien mit der Beaufsichtigung und Kontrolle der EVU zu tun haben, sind grundsätzlich öffentlich.[780] Man unterscheidet drei Arten von Verfahren:[781]

a) Antragsverfahren (Applications)

---

[777] Die CPUC reguliert darüber hinaus auch die Gas- und Wasserversorgung, den Telekommunikationsbereich sowie das kalifornische Transportwesen.

[778] Vgl. CPUC (Handbook), 1987, S.1-15.

[779] Vgl. NARUC (1990 Annual Report), 1991, S.937, Tabelle 260. Die restlichen Mittel wurden aus dem allgemeinen Steueraufkommen und aus Sondergebühren für spezielle Untersuchungen bereitgestellt.

[780] Eine Ausnahme bilden hier lediglich nicht-kontroverse Verfahren (ex parte matters), bei denen innerhalb von 30 Tagen nach Antragstellung keine öffentlichen Einsprüche eingehen. Dies ist gewöhnlich bei den sogenannten "Advice Letter-Verfahren" der Fall, bei denen ein EVU die Anerkennung von Kosten beantragt, die 750.000 US$ nicht übersteigen. Vgl. dazu CPUC (Handbook), 1987, S.10 und 20.

[781] Vgl. CPUC (Handbook), 1987, S.6.

Hierunter fallen alle Anträge seitens der EVU wie z.B. Strompreisgenehmigungen, Investitionsbescheide, grundsätzliche Genehmigungen für Unternehmensänderungen etc.

b) Beschwerdeverfahren (Complaints)

Dies sind Verfahren, die von Individuen oder Gruppen gegen ein reguliertes EVU angestrengt werden

c) Untersuchungsverfahren (Investigations)

Die bundesstaatliche Aufsichtsbehörde hat das Recht, selber Untersuchungen zu initiieren, die u.a. zu neuen Gesetzen oder Regeln für EVU führen können (*rulemakings*).

Das Aufsichtsverfahren läßt sich am ehesten noch mit einem deutschen Verwaltungsgerichtsverfahren vergleichen. Die Federführung des Verfahrens obliegt einem quasi-richterlichen Vorsitzenden (*Administrative Law Judge*), der von dem letztlich für das Verfahren zuständigen Kommissar der Aufsichtsbehörde (*Commissioner*) aus dem Stab der Kommission (*Division of Administrative Law Judges*) ernannt wird.

Bei der in Kalifornien alle drei Jahre stattfindenden Strompreisfestsetzung für die EVU (*General Rate Case*) z.B. beruft der ALJ ca. einen Monat nach Antragstellung (*application*) eine sogenannte "Prehearing Conference" ein, zu der alle interessierten Gruppen und Personen (Parteien), die am Verfahren teilnehmen wollen, eingeladen werden und ihre Positionen darlegen. Der ALJ macht sich ein Bild darüber, in welchem Umfang die Parteien an dem Verfahren teilnehmen werden und legt daraufhin den weiteren Fortgang des Verfahrens fest.

In einer Reihe von (öffentlichen) Anhörungen (*Public Hearings*), deren Anberaumung umfassend bekanntgemacht wird, werden dann von den Parteien Zeugen (*witnesses*) präsentiert und von jeder interessierten Partei zur Sache befragt. Dies geschieht unter Eid und in Form von Kreuzverhören zu den Sachaussagen der Zeugen, die i.d.R. auch in schriftlicher Form vorliegen (*exhibit*).[782] Ein Gerichtsreporter hält sämtliche (relevanten) Aussagen stenographisch fest, sie sind dann "on the record". Zum Abschluß der Anhörungen fassen die Parteien ihre Positionen noch einmal schriftlich (als *briefs*) bzw. mündlich (als *statement*) zusammen und präsentieren sie dem ALJ.

Der ALJ schlägt dann den Kommissaren schriftlich eine Entscheidung für das Verfahren vor (*proposed decision*); die endgültige Entscheidung (*final decision*) treffen die *Commissioner* in einer nicht-öffentlichen Sitzung. Die Entscheidung kann von den Betroffenen angezweifelt und eine Wiederaufnahme des Verfahrens (*rehearing*) beantragt werden. Versagen die *Commissioner* die Wiederaufnahme, verbleibt als letzte Instanz der Entscheidungsfindung das höchste Gericht Kaliforniens (Supreme Court),[783] das in der Vergangenheit jedoch nur in wenigen Einzelfällen Entscheidungen der

---

[782] Diese sogenannten "evidentiary hearings" können bei Bedarf noch durch zusätzliche öffentliche Anhörungen ergänzt werden, die den Betroffenen im Versorgungsgebiet der EVU die Möglichkeit zum Kommentar eröffnen und in aller Regel abends stattfinden.

[783] Vgl. CPUC (Handbook), 1987, S.21.

Kommissionen revidiert hat. Insgesamt umfaßt die Durchführung eines *General Rate Case* einen Zeitraum von bis zu einem Jahr.

4.3.3.2 Öffentliches Interesse an Aufsichtsverfahren

In Kalifornien existieren seit vielen Jahren eine Reihe von organisierten Interessengruppen, die die Möglichkeiten öffentlicher Aufsichtsverfahren nutzen und ihre Interessenstandpunkte vortragen.[784] Dadurch sind die Verfahren zeitlich und inhaltlich sehr breit angelegt und zwingen die EVU dazu, sich mit allen Argumenten detailliert auseinanderzusetzen. Die sogenannten "intervenors", also die teilnehmenden öffentlichen Gruppen oder Einzelpersonen an den Aufsichtsverfahren, erhalten i.d.R. sämtliche das Verfahren betreffende Unterlagen frei Haus zugeschickt und sind dadurch in der Lage, es umfassend vorzubereiten und zu verfolgen.
Folgende besonders aktiven *intervenor* verdeutlichen das Spektrum der Gruppen, die ihre Interessen in Aufsichtsverfahren wahrnehmen:

- TURN (*Toward Utility Rate Normalization*)
  gemeinnützige Verbraucherschutzorganisation, die insbesondere die Interessen der Haushalts- und Kleingewerbekunden in den Aufsichtsverfahren vertritt und dabei die Höhe der Strompreise insgesamt sowie die Sondertarife für sozial schwache Verbraucher ("lifeline rates") aufmerksam verfolgt

- NRDC (*Natural Resources Defense Council*)
  gemeinnützige Umweltschutzorganisation, die USA-weit organisiert ist und in Kalifornien großen Einfluß hat

- IEPA (*Independent Energy Producers Association*)
  Interessenverband der unabhängigen Stromerzeuger (v.a. Windkraft, Kraft-Wärme-Kopplung, Solarenergie)

- CLECA (*California Large Energy Consumers Association*)
  Interessenverband der großen industriellen Strombezieher.

Einzelne Vertreter der Interessengruppen begleiten die Aufsichtsverfahren häufig über viele Jahre hinweg und erlangen dadurch einen erheblichen Einfluß auf die Entscheidungen der Kommission ("key stakeholder"). Auch die Medien halten sich an diese Personen, wenn sie Entscheidungen der Kommission beleuchten und diskutieren.

---

[784] Gormley identifizierte in seiner Untersuchung 1982 bereits 15 kalifornische Initiativen ("grassroots advocacy groups"), die sich innerhalb eines Jahres an Aufsichtsverfahren beteiligten. Vgl. Gormley (Regulation), 1983, S.48.

4.3.3.3 Organisatorische und finanzielle Absicherung der Öffentlichkeitsbeteiligung bei Aufsichtsverfahren

Zur Erfüllung des Auftrages der *California Public Utilities Commission*, die öffentlichen Interessen gegenüber den Geschäftsinteressen der regulierten Unternehmen nicht nur stellvertretend wahrzunehmen, sondern auch direkt von den Betroffenen vertreten zu lassen, wurden in Kalifornien eine Reihe institutioneller und organisatorischer Voraussetzungen geschaffen.

4.3.3.3.1 Die Einrichtung des "Public Advisor's Office"

Das Büro des *Public Advisors* innerhalb der CPUC wurde 1983 auf der Grundlage eines 1982 vom kalifornischen Parlament verabschiedeten Gesetzes eingerichtet und ist im *Public Utilities Code*[785] (Section 321) abgesichert. Seine Hauptaufgaben bestehen darin,

- Einzelpersonen oder Gruppen, die formal am Aufsichtsverfahren als Fragesteller auftreten wollen (*Intervenor*), mit den notwendigen Verfahrensinformationen und Ratschlägen zu versehen

- die Kommission auf Hemmnisse einer effektiven Öffentlichkeitsbeteiligung aufmerksam zu machen und Vorschläge für ihre Überwindung zu erarbeiten.

Das *Public Advisor's Office* ist als Stabsstelle lediglich den *Commissioner*s der CPUC untergeordnet.[786] 1990 beschäftigte es acht Personen. Seit 1983 wurde die Teilnahme von mehr als 10.000 Einzelpersonen oder Gruppen am Aufsichtsverfahren unterstützt.[787]

4.3.3.3.2 Status und Auftrag der "Division of Ratepayer Advocates"

Die Abteilung "Verbraucherschutz", die es erst seit August 1984 in dieser Form gibt, ist innerhalb der CPUC eine der größten Abteilungen mit 215 Beschäftigten. Ihr Status unterscheidet sich von dem der anderen Abteilungen dadurch, daß sie unabhängig von ihnen agiert und bei Aufsichtsverfahren durchaus eine Gegenposition zur sonstigen Position der CPUC beziehen kann.[788]
Die Abteilung hat die Aufgabe, die langfristigen Interessen der Verbraucher in allen Verfahren zu repräsentieren; insbesondere werden alle Antragsverfahren der EVU (Strompreisfestsetzungen, Investitionsvorhaben etc.) kritisch und umfassend analysiert.[789] In ihr arbeiten Spezialisten zu allen Fragen der Regulierung von EVU, und i.d.R. wenden sich am Verfahren teilnehmende Personen und Gruppen an sie, um sich mit den Details vertraut zu machen.

---

[785] Der Public Utilities Code ist ein Regelwerk zur Festlegung des Regulierungsverfahrens und damit eine Art "Geschäftsgrundlage" der CPUC. Es wird durch den kalifornischen Gesetzgeber ständig aktualisiert.

[786] Vgl. CPUC (Organizational Charts), 1989.

[787] Vgl. CPUC (Guide for Intervenors), 1990, S.1.

[788] Ebenda, S.11. In anderen Bundesstaaten ist es im Gegensatz zu Kalifornien üblich, daß die Interessen der Verbraucher von institutionell eigenständigen Behörden (Offices of Consumer Advocates) oder vom Generalanwalt (attorney general) vertreten werden.

[789] Vgl. CPUC (Guide for Intervenors), 1990, S.11.

Das Verhältnis dieser Abteilung zu den Verbraucherschützern außerhalb der Kommission ist nicht frei von Differenzen, was zum einen im unterschiedlichen Zeithorizont, zum anderen im unterschiedlichen Kenntnisstand über Entscheidungsprozesse und Durchsetzungsmöglichkeiten innerhalb der Kommission begründet sein kann.

4.3.3.3.3 Das Intervenor Funding Program

Zur Ermunterung und finanziellen Unterstützung von Interessengruppen und Einzelpersonen (*intervenor*) zur Teilnahme an den Aufsichtsverfahren hat die Kommission bereits 1979 im Gefolge der PURPA-Gesetzgebung[790] ein Programm verabschiedet, das den Rechtsmittel- und sonstigen Aufwand der *intervenor* vergütet, wenn sie einen "substanziellen" Beitrag für die Entscheidung geleistet haben und finanzielle Härten nachweisen können. Als "substanziell" wird ein Beitrag dann angesehen, wenn er sich in der Entscheidung der Kommission und deren Begründung zumindest zum Teil niederschlägt.[791]

Dieses sogenannte "intervenor funding program" wurde im April 1983 im Anschluß an eine ausführliche Untersuchung des Stellenwertes eines solchen Programms als Artikel 18.6 in die Verfahrensregeln der Kommission (*Rules of Practice and Procedure*) aufgenommen.

Von 1981, dem Jahr der ersten Zahlungen, bis einschließlich 1989 sind mehr als 2,3 Mio. US$ zur Unterstützung unterschiedlicher *intervenor* gezahlt worden.[792] Die meisten Zahlungen erhielt dabei die Verbraucherschutzorganisation TURN (s.o.), der nahezu die Hälfte aller Zahlungen zugute kam. Insgesamt wurden 16 Intervenor-Gruppen bzw. Einzelpersonen aus dem Programm unterstützt.[793]

Die Zahlungen erfolgen von den betroffenen EVU und werden bei der Strompreisfestsetzung als Kosten berücksichtigt. 1990 erhielt auf diese Weise der *Natural Resources Defense Council* (NRDC) für seinen Beitrag zum "runden Tisch" (vgl. dazu Abschnitt 4.3.4) jeweils 7.764 US$ von PG&E, *Southern California Edison* und *San Diego Gas&Electric*, während die Verbraucherschutzorganisation TURN für ihren Beitrag jeweils 5.954 US$ von den drei EVU erhielt.[794]

Insgesamt soll mit diesem Programm verhindert werden, daß bestimmte Meinungen und Gesichtspunkte in den Verfahren unterrepräsentiert sind. Gleichzeitig ist es eine Art Kontrollmechanismus für das Bemühen der Verbraucherschutzabteilung innerhalb der Kommission, die Interessen der Verbraucher zu vertreten.

4.3.3.3.4 Das Ratepayer Notice Program

---

790 Vgl. Abschnitt 4.1.3.2.

791 Vgl. CPUC (Critical Review), 1986, S.7 ff.; vgl. auch NARUC Bulletin No.33, August 13, 1990, S.8.

792 Vgl. CPUC (Intervenor Compensation Decisions), 1990.

793 Ebenda.

794 Vgl. NARUC Bulletin No.33, August 13, 1990, S.8.

Im Jahr 1983 verpflichtete die Kommission ein kalifornisches EVU (PG&E) dazu, der monatlich verschickten Stromrechnung ein Beiblatt von TURN beizulegen, auf dem diese die Verbraucher über ihre Arbeit sowie über aktuelle Vorgänge in Zusammenhang mit der Strompreisfestsetzung informieren konnte, solange dadurch die Höhe des Portos nicht berührt würde (*ratepayer notice program*). 1986 untersagte der Supreme Court der USA diese Praxis mit der Begründung, hier würden verfassungsmäßig geschützte Rechte des Unternehmens beeinträchtigt,[795] da in einer solchen Beilage Standpunkte von dritter Seite vertreten würden, die den Interessen des Unternehmens zuwiderlaufen könnten.

Im Gefolge dieses Urteils modifizierte die Kommission die Auflage gegenüber den EVU dahingehend, daß das Beiblatt die Verbraucher über die Existenz der unterschiedlichen Intervenor-Gruppen informieren müsse. Dieses als "intervenor notice program" titulierte Vorgehen wurde Ende 1988 eingestellt, da es die Öffentlichkeitsbeteiligung an den Aufsichtsverfahren nicht signifikant gesteigert hatte. Im Oktober 1990 eröffnete die Kommission ein Untersuchungsverfahren, in dem erneut über die Verwendung des "freien Platzes" in den monatlichen Stromrechnungen zum Wohle des Verbrauchers nachgedacht werden soll.[796]

4.3.4 Zum informellen Regulierungsprozeß in Kalifornien

Das Regulierungsklima in Kalifornien wird im wesentlichen auf der informellen Ebene bestimmt. Dort wirken eine Reihe von Einflußfaktoren, deren Gewichtung sich oftmals nur schwer nachvollziehen läßt und deren systematische Aufarbeitung nur von Insidern vorgenommen werden kann.[797] Zu nennen sind in erster Linie folgende Faktoren:

---

[795] Vgl. CPUC (Ratepayer Notice Program), 1989, S.1.

[796] Vgl. CPUC News vom 24. Oktober 1990.

[797] Die einzige mir bekannte wissenschaftliche Untersuchung über den Regulierungsprozeß durch einen Insider ist die von Barkovich (Interventionism), 1989. Als ehemalige Mitarbeiterin der CPUC untersuchte sie die Einflußfaktoren, die in Kalifornien zur Unterstützung von Einsparaktivitäten seitens der EVU geführt haben.

- Ideologische Ausrichtung der Kommissare (*commissioner*)

  Der fünfköpfige Vorstand der CPUC wird vom Gouverneur des Bundesstaates Kalifornien für eine Amtszeit von sechs Jahren benannt, wobei die Ernennung gestaffelt erfolgt und nie mehr als zwei Kommissare gleichzeitig ausscheiden sollen. Häufig gehören die Kommissare der gleichen politischen Partei an wie der amtierende Gouverneur.[798]

- Ideologie und Engagement der CPUC-MitarbeiterInnen

  Wie bei allen Behörden gibt es auch bei der CPUC eine Reihe von Schlüsselfiguren beim Personal, die den Regulierungskurs und das -klima prägen.[799] Für ihren Einfluß können z.B. langjährige Mitarbeit und Erfahrung oder ein direkter Draht zu den Kommissaren verantwortlich sein. Großen Einfluß haben insbesondere die persönlichen Berater der Kommissare (*Adviser*) und die ALJs.

- Einflüsse von Exekutive und Legislative

  Die Legislative muß jährlich auf Vorschlag der Exekutive über das Budget der Regulierungskommission entscheiden. Außerdem ist die Kommission auf entsprechende parlamentarische Mehrheiten für Veränderungen und Weiterentwicklungen ihrer Geschäftsgrundlage ("rules of practice and procedure") angewiesen. Die Lobbyistentätigkeit der EVU ist auf dieser Ebene besonders stark, wenngleich die Kommission bei ihren Entscheidungen relativ unabhängig von Parlament und Regierung ist. Da die *commissioner* jedoch häufig einen politischen Backround haben und nach ihrer Regulierungstätigkeit ihr Berufsleben i.d.R. noch nicht zu Ende ist, werden ihre Entscheidungen auf dieser Ebene ohne Zweifel beeinflußt.

- Medienberichterstattung

  Die Medien - insbesondere die großen Zeitungen - haben ebenfalls einen gewichtigen Einfluß auf das Regulierungsklima im Bundesstaat. In Kalifornien geben die Zeitungen der Position des Verbraucherschutzes viel Raum zur Darstellung ihrer Argumente. Besonders kritisch werden etwaige persönliche Verflechtungen zwischen CPUC und den regulierten EVU verfolgt.[800]

Auf Grund zusätzlicher komplexer Sachverhalte der Regulierung wie z.B. EVU-Einsparprogramme, Durchleitungen oder Ausschreibungsverfahren für neue Leistung wird das formelle Procedere der

---

[798] In Kalifornien gehören z.Z. alle fünf Kommissare der republikanischen Partei des Gouverneurs Wilson an.

[799] Vgl. Barkovich (Interventionism), 1989, S.166; vgl. auch Vine/De Buen/Goldman (Competition Pilot), 1990, S.9f., die am Beispiel der Aufsichtsbehörde in Wisconsin den Einfluß einzelner MitarbeiterInnen herausstellen.

[800] Im Rahmen der zweijährigen Diskussion über den Fusionsantrag von Southern California Edison und San Diego Gas & Electric wurde in den Zeitungen immer wieder herausgestellt, daß der Vorstandsvorsitzende von SCE früher selbst Kommissar bei der CPUC gewesen ist und nur 13 Monate nach seinem Ausscheiden die Seite gewechselt hat. Vgl. z.B. Bauder (Merger), 1990. Der Fusionsantrag wurde im übrigen nach heftigen Auseinandersetzungen abgelehnt.

Aufsichtsverfahren zunehmend als zu zeitintensiv und unüberschaubar empfunden. Die Suche nach institutionellen Arrangements jenseits des formellen Verfahrens zur Verkürzung des Entscheidungsprozesses und zur Erreichung eines möglichst tragfähigen Konsenses hat in Kalifornien bereits zu ersten Erfolgen geführt.

Der erfolgreichste Ansatz ist ohne Zweifel der "Statewide Collaborative Process", der im Jahr 1989 ins Leben gerufen wurde und alle wichtigen Interessengruppen einbezog.[801] Als Mitte 1989 nicht zuletzt durch eine starke öffentliche Präsenz der kalifornischen Umweltgruppen der Druck auf die kalifornischen EVU wuchs, sich wieder verstärkt der Energieeinsparung zuzuwenden,[802] vermied man das zeitintensive Aufsichtsverfahren (in diesem Fall ein Untersuchungsverfahren) und bildete einen "runden Tisch" (*collaborative process*), um zwischen den Interessengruppen innerhalb kürzester Zeit einen Konsens über die weitere Vorgehensweise zu erzielen. Das Hauptergebnis des runden Tischs bestand nach nur sechs Monaten Verhandlungszeit darin, daß die drei großen privaten Elektrizitätsversorgungsunternehmen sich verpflichteten, in den Jahren 1990/1991 rund 560 Mio. US$ für Energieeinsparprogramme auszugeben und damit ihre Aufwendungen in etwa zu verdoppeln.[803] Im Gegenzug wurde ihnen zugesichert, daß ihr Geschäftsergebnis sich durch die verstärkten Einsparbemühungen nicht verschlechtern würde, sondern daß sie im Gegenteil bei erfolgreicher Einsparung zusätzliche Gewinne erzielen könnten.[804]

Der Erfolg des runden Tischs motivierte alle Beteiligten, dieses informelle Forum aufrechtzuerhalten und auch zukünftige energiepolitische Eckpfeiler von herausragender Bedeutung dort zu diskutieren. Anfang Oktober 1990 wurde beispielsweise als nächstes Ziel formuliert, einen Konsensvorschlag für ein *DSM-Bidding* Pilot-Projekt zu erarbeiten.[805]

Ein ähnliches Arrangement auf fachspezifischer Ebene sind die sogenannten "workshops", die in den letzten Jahren häufig zur Klärung bzw. konsensualen Abstimmung von einzelnen Fragestellungen anberaumt wurden.

Insgesamt ist festzuhalten, daß neue institutionelle Arrangements zur raschen Konsensbildung über energiepolitische Richtungsentscheidungen und ihre Umsetzung in den USA generell an Bedeutung gewinnen und den formellen administrativen Regulierungsprozeß entlasten.[806]

---

[801] Vgl. dazu ausführlich Herppich (Neuere Entwicklungen), 1991.

[802] Hierbei spielte eine Publikation des Natural Resources Defense Council (NRDC), die auf einer Pressekonferenz vorgestellt wurde, eine wichtige Rolle. Vgl. NRDC (Decline of Conservation), 1989.

[803] Vgl. Collaborative Process (Blueprint), 1990.

[804] Ebenda, S.9ff. S. dazu ausführlich Kapitel 6.2.

[805] PG&E bekundete die Absicht, im Jahr 1992 mit einer kleinen Ausschreibung für die Durchführung von Einsparprogrammen von seiten Dritter (ca. 50 MW) zu starten, um Erfahrungen mit dieser Art von Einsparakquisition zu sammeln und den Markt der Energy Service Companies (ESCOs) zu testen.

[806] Vgl. zum Erfolg "runder Tische" in anderen Bundesstaaten Raab (Collaborative DSM Process), 1991.

5 Die bundesdeutsche Elektrizitätswirtschaft und ihre Regulierung durch die Energieaufsicht

In diesem Kapitel werden zunächst die wichtigsten Merkmale und Kenndaten der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft in komprimierter Form zusammengefaßt, wobei der Schwerpunkt auf den alten Bundesländern liegt. Bezüglich tiefergehender und detaillierterer Ausführungen wird auf die zahlreichen Publikationen zu diesem Themengebiet[807] sowie auf die einschlägigen Statistiken[808] verwiesen. Anschließend wird die Regulierung der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft durch die Energieaufsicht beschrieben, analysiert und kritisiert, wobei hier der Schwerpunkt auf der Praxis der Strompreisaufsicht liegt.

5.1 Die bundesdeutsche Elektrizitätswirtschaft

5.1.1 Struktur und Organisation des Elektrizitätssektors

Die inländische Stromerzeugung in den alten Bundesländern wird zu rund 85% von der öffentlichen Elektrizitätsversorgung,[809] zu knapp 14% von der industriellen Kraftwirtschaft und zu 1% von der Elektrizitätsversorgung der Deutschen Bundesbahn vorgenommen. Stromimporte und -exporte halten sich derzeit in etwa die Waage. Die hier ausschließlich interessierende öffentliche Elektrizitätsversorgung läßt sich mit Hilfe folgender prägender Strukturmerkmale beschreiben:

a) Lückenlos geschlossene Versorgungsgebiete

Die Unternehmen der öffentlichen Versorgung haben ihr jeweiliges Versorgungsgebiet durch Verträge gegeneinander und vor dem Zugriff Dritter abgesichert. Die lokal versorgenden Unternehmen (Stadtwerke, Regionalversorger) schließen mit den Städten und Gemeinden zu diesem Zweck *Konzessionsverträge* ab, die Regional- und Verbundunternehmen grenzen überregional ihre Gebiete mit Hilfe horizontaler und vertikaler *Demarkationsverträge* gegeneinander ab. Die Verbundunternehmen schließlich regeln darüber hinaus in *Verbundverträgen* ihre nationalen Gebietsabsprachen.

---

[807] Vgl. insbesondere Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, S.382-407; Mönig u.a. (Konzentration), 1977; Hölker/Raudszus (Konzentration), 1985; Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.70-75 und S.135-150; Eiß u.a. (Ordnung), 1990, S.169-183.

[808] Die statistischen Daten der Elektrizitätswirtschaft lassen sich insbesondere folgenden vier Quellen entnehmen: BMWi/Bundesministerium für Wirtschaft (Elektrizitätswirtschaft), VDEW (Öffentliche Elektrizitätsversorgung); VIK (Statistik) und Verlag Glückauf (Jahrbuch). Es wird im wesentlichen auf die BMWi-Statistik Bezug genommen.

[809] Der Terminus "öffentliche Elektrizitätsversorgung" ist in dem Sinne unglücklich gewählt, als daß die damit bezeichnete Elektrizitätsversorgung keinesfalls durch den Träger "öffentliche Hand" vorgenommen wird, sondern vielmehr die Zielgruppe der Versorgung als "öffentlich", d.h. als nicht selbstversorgend, gekennzeichnet wird. Unternehmen der "öffentlichen Versorgung" sind daher diejenigen privaten und öffentlichen Unternehmen, die Dritte mit Strom beliefern.

Das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland ist dadurch lückenlos zwischen den EVU aufgeteilt;[810] Wettbewerb um Versorgungsgebiete findet ebensowenig statt wie Stromdurchleitungen, die nicht im Interesse der beteiligten EVU liegen. Die einzigen Veränderungen in der Zuständigkeit ergeben sich dann, wenn Kommunen nach Auslaufen des Konzessionsvertrages dem Regionalversorger die Versorgungsaufgabe entziehen und sie einem eigenen lokalen EVU übertragen bzw. wenn sie die lokale Versorgungstätigkeit einstellen und die Aufgabe an den Regionalversorger übertragen.[811]

b) Vertikale Integration der Stromversorgung und Querverbund

Stromerzeugung und -verteilung sind in der Bundesrepublik institutionell nicht getrennt, sondern werden von den EVU als eine gemeinsame Aufgabe wahrgenommen. Zu unterscheiden ist bei der Stromverteilung das 380 kV-Hochspannungsnetz als Transportnetz von den Mittel- und Niederspannungsnetzen. Während sich ersteres im Eigentum der *Deutschen Verbundgesellschaft (DVG)*, einem Zusammenschluß der acht bundesdeutschen Verbundunternehmen, befindet, sind die Mittel- und Niederspannungsnetze auf alle EVU aufgeteilt. Die lokalen Unternehmen besitzen dabei ihr örtliches Niederspannungsnetz, während regionale und Verbund-EVU in ihrem jeweiligen Demarkationsgebiet das Mittelspannungsnetz und - bei Belieferung von Endverbrauchern - auch örtliche Niederspannungsnetze innehaben. Viele Regionalunternehmen und die überwiegende Zahl der kommunalen EVU sind reine Stromverteiler, wobei in den letzten Jahren jedoch die Tendenz zur Eigenstromerzeugung durch Heiz- und Blockheizkraftwerke sowie durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen (Wasser- und Windkraftwerke) etwas zugenommen hat.

Darüber hinaus sind die meisten kommunalen EVU und in wachsendem Maße auch die regionalen EVU Querverbundunternehmen, die neben der Stromsparte noch

---

[810] Eine Ausnahme bilden hier lediglich die sogenannten "Grenzmengenabkommen", wonach sich ein Liefer-EVU das Recht vorbehält, einzelne (Groß-)Kunden im Gebiet des Belieferten selbst zu versorgen. Diese Abkommen sind jedoch rechtlich umstritten. Vgl. Feuerborn in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.II106a-108a.

[811] In den zurückliegenden 10 Jahren hielten sich Gebietszu- und -abgänge der Regionalversorger in etwa die Waage. Vgl. ARE/Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen (Tätigkeitsbericht 1990-1991), 1992, S.63. Allerdings könnte es in den nächsten Jahren zu verstärkten Stromnetzübernahmen durch kommunale EVU kommen. Vgl. Murschall (Kommunalisierung), 1992, der ermittelte, daß bundesweit 125 Gemeinden diesbezügliche Überlegungen anstellen.

Gas-, Fernwärme- und/oder Wassersparten betreiben.[812] Kommunale EVU nutzen zudem häufig den steuerlichen Querverbund, bei dem die Gewinne aus den Energiesparten mit den Verlusten aus dem öffentlichen Personennahverkehr und den Bädern verrechnet werden, um Körperschaftssteuer zu sparen.

c) Hohe Unternehmenskonzentration und Verflechtungen

Auf den ersten Blick erscheint die deutsche Elektrizitätswirtschaft pluralistisch strukturiert: Rund 470 EVU sind in den alten Bundesländern mit der Stromversorgung befaßt,[813] davon 422 im Verband kommunaler Unternehmen (VKU) organisierte Stadtwerke,[814] 41 in der Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen (ARE) zusammengefaßte Regionalversorger[815] und acht Verbundunternehmen.[816]

Diese Zahlen verdecken jedoch die ungeheure horizontale Konzentration dieses Sektors: Die acht Verbundunternehmen vereinigen allein 84% der gesamten nutzbaren Stromabgabe auf sich und beliefern 39% aller Endverbraucher direkt. RWE und PreußenElektra produzieren zusammen rund 50% des westdeutschen Stromaufkommens, wobei das RWE allein rund 34% auf sich vereinigt.[817]

Doch diese Zahlen reichen noch nicht aus, das gesamte Ausmaß der Konzentration deutlich zu machen. Hinzu kommt ein Maß an Kapitalverflechtungen zwischen den EVU, wie es in der bundesdeutschen Wirtschaft wohl einmalig sein dürfte. Abbildung 5.1 demonstriert beispielhaft die Verflechtungen zwischen den Verbund-EVU.[818] Zu beachten ist, daß sie nicht nur wie dargestellt an vielen Regionalversorgern, sondern auch an einer Reihe von Stadtwerken beteiligt sind.

---

[812] 260 kommunale EVU betreiben neben der Strom- noch eine Gassparte, davon 107 noch zusätzlich eine Fernwärmesparte. Vgl. VKU/Verband kommunaler Unternehmen (Querverbund), 1992, S.3.

[813] Insgesamt gibt es sogar mehr als 900 EVU, von denen 679 im Interessenverband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) organisiert sind. Vgl. IZE/Informationszentrale Elektrizitätswirtschaft (Energiewirtschaft), 1991. Bereinigt man diese Zahlen jedoch um Kleinstversorger und Gemeinschaftskraftwerke und konzentriert sich auf die in VKU und ARE organisierten EVU, so liegt deren Summe unter 500.

[814] Vgl. VKU (Nutzbare Abgabe), 1992.

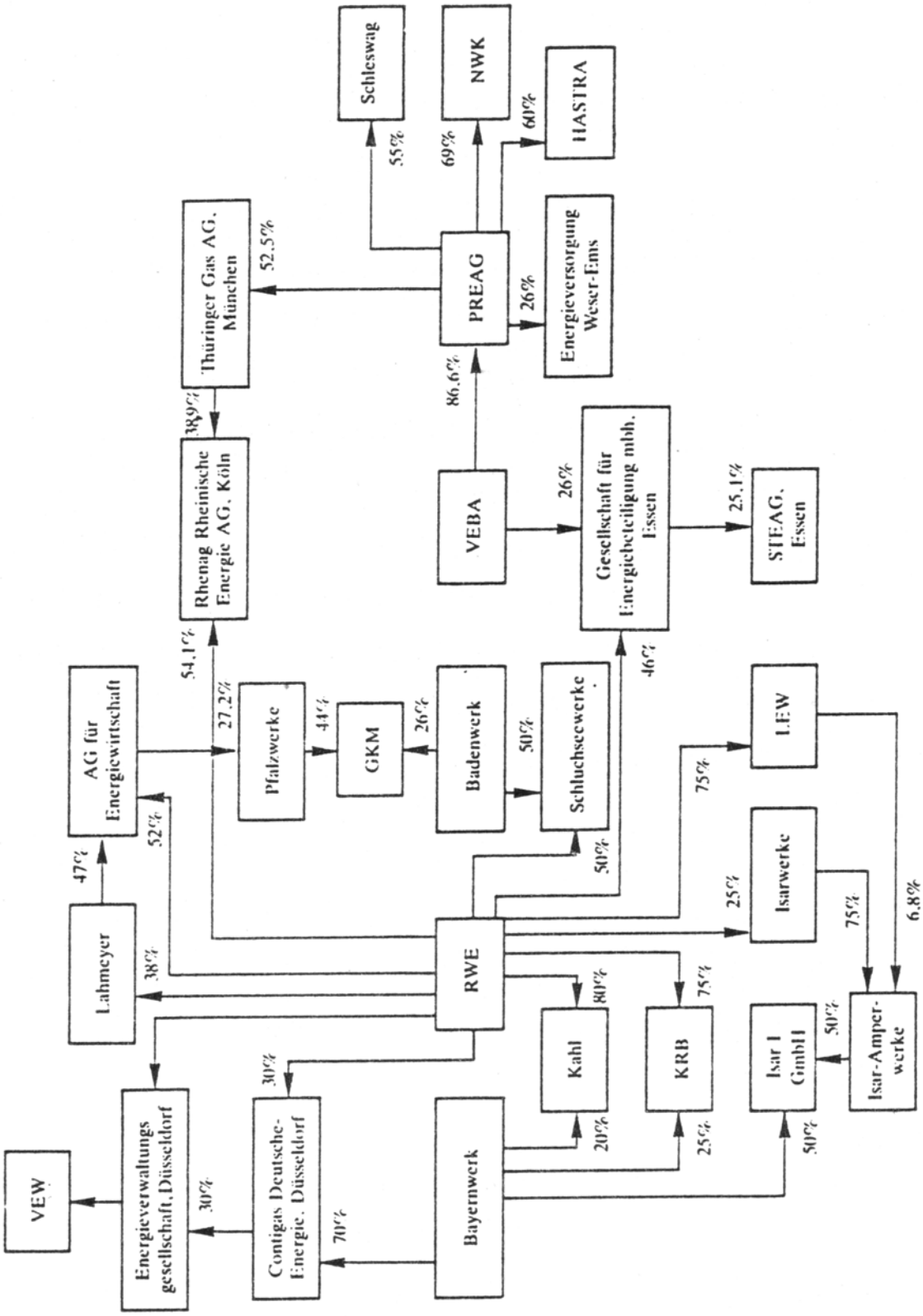
[815] Vgl. ARE (Tätigkeitsbericht 1990-1991), 1992, S.2

[816] Dies sind - geordnet nach ihrer Größe - RWE, PreußenElektra (PREAG), Bayernwerk, VEW, EVS, Badenwerk, HEW und BEWAG.

[817] Vgl. WestLB/Westdeutsche Landesbank (Stromwirtschaft), 1992, S.8.

[818] Vgl. Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.350; vgl. dazu auch die detaillierte Graphik "Verflechtungen in der deutschen Energiewirtschaft", die im Herbst 1989 von der Zeitschrift für kommunale Wirtschaft erstellt wurde (ZfK, Oktober 1989, S.12f.).

Abb.5.1: Beispielhafte Darstellung der Verflechtung zwischen Verbund-EVU



Quelle: Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.350.

Schließlich verdienen auch die Kapitalbeteiligungen der EVU außerhalb des Elektrizitätsbereichs besondere Aufmerksamkeit. Hier lassen sich drei Kategorien unterscheiden:

* *Vertikale* Beteiligungen zur Kontrolle der Beschaffungsmärkte spielen insbesondere vor dem Hintergrund der nicht-wettbewerblichen Preisbildung der EVU eine herausragende Rolle. Das bekannteste Beispiel dieser Art ist die 100%ige Beteiligung des RWE an der Rheinischen Braunkohlenwerke AG, die dem EVU den Monopolbesitz über eine konkurrenzlos günstige Primärenergiebasis sichert.
* *Konglomerale* Beteiligungen zur Kontrolle bzw. Ausschaltung von potentieller oder tatsächlicher Substitutionskonkurrenz sind ebenfalls weit verbreitet, wobei sich das Interesse vor allem auf den Öl- und Gassektor konzentriert. Beispiele hierfür sind die Beteiligungen der PreußenElektra/VEBA an der Thüringer Gasgesellschaft sowie des Bayernwerks an Contigas.
* Diversifikationsbeteiligungen zur rentierlichen Anlage von Rückstellungen haben in den letzten Jahren zum Aufbau von Mischkonzernen insbesondere der drei größten EVU - RWE, PreußenElektra/VEBA und Bayernwerk - geführt. Die Rückwirkungen dieser Beteiligungen auf das eigentliche Stammgeschäft lassen sich dabei kaum noch überblicken.

Insgesamt hat sich die Prognose der Monopolkommission in ihrem ersten Hauptgutachten, wonach "das Gewicht der Verbundunternehmen und ihre Einflußmöglichkeiten innerhalb der gesamten Elektrizitätswirtschaft .. auch in Zukunft weiter wachsen (werden)",[819] nicht nur deutlich erfüllt, sondern darüber hinaus ist der Gewicht der Verbundunternehmen auch innerhalb der gesamten Energiewirtschaft und innerhalb der bundesdeutschen Wirtschaft insgesamt weiter gewachsen.[820]

d) Gemischte Eigentümerstruktur

Eine Besonderheit der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft ist der hohe Beteiligungsgrad der öffentlichen Hand an den EVU. Während die Länder Mehrheitsbeteiligungen an den Verbund-EVU Bayernwerk, Badenwerk, HEW und BEWAG halten, sind die Verbund-EVU RWE, VEW und EVS mehrheitlich in kommunaler Hand, wobei sich dies beim RWE nur auf die Stimmrechtsmehrheit, nicht aber auf die Aktienmehrheit bezieht.[821] Lediglich die VEBA-Tochter PreußenElektra ist mittlerweile vollständig in privaten Händen. Von den 41 Regionalversorgern in den alten Bundesländern sind 10 Unternehmen der öffentlichen Hand,[822] 26 gemischtwirtschaftliche Unternehmen[823] und lediglich fünf private Unternehmen.[824] Nach der gleichen Kategorisierung

---

[819] Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, S.396.

[820] Vgl. hierzu auch Pott (Geflecht), 1989, S.11.

[821] Vgl. Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.70.

[822] Kapitalbeteiligung der öffentlichen Hand >= 95%.

[823] Kapitalbeteiligung der öffentlichen Hand zwischen 25% und 95%.

[824] Kapitalbeteiligung der öffentlichen Hand <= 25%. Die Zahlenangaben stammen aus ARE (Tätigkeitsbericht 1990-1991), 1992, S.75, Tabelle 13.

waren von den 630 in der VDEW-Statistik erfaßten EVU, die Endverbraucher versorgen, 421 Unternehmen der öffentlichen Hand, 108 gemischtwirtschaftliche Unternehmen und 101 private Unternehmen.[825]

Da die Mehrzahl der Verbund-EVU und der Regionalversorger gemischtwirtschaftliche Unternehmen sind, ist offensichtlich, daß dieser Unternehmenstypus die Elektrizitätswirtschaft dominiert: Er vereinigt rund 64% der unmittelbaren Stromabgabe und rund 63% aller Endverbraucher auf sich.[826]

Trotz des hohen Kapitalbesitzes der öffentlichen Hand, so bemerkte schon die Monopolkommission im Jahr 1976, "kann von einer einheitlichen Beherrschung der Elektrizitätswirtschaft keine Rede sein".[827] Ob trotz des hohen öffentlichen Anteils an den EVU überhaupt öffentliche, von Rentabilitäts- und Umsatzkalkülen abweichende Interessen bei der Formulierung der Geschäftspolitik von EVU geltend gemacht werden können, ist äußerst zweifelhaft. *Hennicke* u.a. jedenfalls gehen davon aus, daß "die seit Jahrzehnten erzwungene faktische Privatisierung der Geschäftspolitik nur noch (formell) öffentlicher Unternehmen .. aufgedeckt und reformiert werden (muß)."[828]

5.1.2 Bestandsaufnahme und Entwicklung der wichtigsten elektrizitätswirtschaftlichen und ökonomischen Daten

5.1.2.1 Stromerzeugung, -verbrauch und -erlöse

Tabelle 5.1 gibt einen Überblick über die Bruttostromerzeugung (Erzeugung inkl. Eigenverbrauch der Kraftwerke) und die Brutto-Engpaßleistung der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung für die Jahre 1972 (Jahr vor der ersten einschneidenden Ölpreiskrise) und 1990.

---

[825] Vgl. VDEW (Öffentliche Elektrizitätsversorgung 1991), 1992, S.27.

[826] Ebenda.

[827] Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, S.398.

[828] Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.16. Vgl. auch ebenda, S.176-207.

Tab.5.1: Bilanz der öffentlichen Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer)

Bruttostromerzeugung in TWh		
Energieträger	**1972**	**1990**
Steinkohle	67,2	110,9
Braunkohle	64,3	77,7
Heizöl	23,3	5,8
Gas	19,7	25,8
Atomenergie	9,1	146,1
Wasser	11,8	16,3
Sonstige	1,0	2,4
Summe	196,4	385,0
Brutto-Engpaßleistung in GW		
Kraftwerke	**1972**	**1990**
Steinkohle	19,8	26,4
Braunkohle	9,2	11,5
Heizöl	3,4	8,5
Gas	2,4	12,5
Atom	2,3	23,5
Wasser	4,4	6,3
Sonstige	0,1	0,6
Summe	41,6	89,3

Quelle: BMWi (Elektrizitätswirtschaft), diverse Jahrgänge.

Dazu folgende ergänzende Anmerkungen:

- Die Atomenergie hat sich seit 1972 zum wichtigsten Energieträger der Stromerzeugung entwickelt und trägt heute rund 38% zur gesamten Stromerzeugung bei. Die installierte Kraftwerksleistung in Höhe von 23,5 GW (brutto) verteilt sich auf insgesamt 21 Atomkraftwerke, von denen das erste 1968, das letzte 1989 ans Netz ging.[829]

- Angesichts einer Jahres-Spitzenlast in Höhe von 62,3 GW (1990) beinhaltet die installierte Brutto-Engpaßleistung eine beträchtliche Überkapazität, die es u.a. ermöglichen würde, sämtliche Atomkraftwerke vom Netz zu nehmen, ohne die

[829] Mit eingerechnet wurde das AKW Mülheim-Kärlich (ca. 1.300 MW), dem auf Grund eines Gerichtsbeschlusses allerdings die Betriebsgenehmigung entzogen wurde und das seit Ende 1988 nicht mehr am Netz ist.

Versorgungssicherheit zu gefährden.[830]

- Der Anteil des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stromaufkommens der öffentlichen Versorgung betrug 1990 lediglich 13 TWh bzw. 3,4% der gesamten Stromaufkommens der öffentlichen Versorgung;[831] neben der Wasserkraftnutzung spielten die erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne für das Stromaufkommen so gut wie keine Rolle.[832]

- Der Anteil der Stromerzeugung am gesamten Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik hat sich seit 1975 von 28,3% auf 36,3% (1990) erhöht. Insgesamt ist die Stromerzeugung für rund ein Drittel der CO_2-Emissionen in der Bundesrepublik verantwortlich.

In der Bundesrepublik (alte Bundesländer) sind rund 31,6 Mio. Tarifkunden (inkl. Haushaltskunden mit Sonderabkommen für Nachtspeicherheizungen) und 230.000 Sondervertragskunden (Industrie/Gewerbe) zu versorgen.

Tabelle 5.2 gibt einen Überblick über die Entwicklung des Stromverbrauchs zwischen 1970 und 1990 nach Sektoren sowie über die Entwicklung der EVU-Durchschnittserlöse nach Kundengruppen.

Tab.5.2: Entwicklung des Stromverbrauchs und der Durchschnittserlöse in der Bundesrepublik 1970-1990

Nettostromverbrauch in TWh					
Verbrauchergruppe	**1970**	**1975**	**1980**	**1985**	**1990**
Industrie	91,6	112,6	138,0	151,0	169,4
Haushalte	43,1	67,8	85,6	97,1	99,6
Gewerbe/Handel	19,4	27,2	34,2	40,8	47,8
Sonstige<1>	19,7	27,5	35,6	40,8	46,0
Summe	173,8	235,1	293,4	329,7	362,8
Zuwachs in %/a		6,2	4,5	2,4	1,9
<1> öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Verkehr					

[830] Diese Argumentation soll hier nicht im einzelnen nachvollzogen werden. Vgl. dazu ausführlich Enquête-Kommission (Dritter Bericht), 1990, Band 2, S.426ff.

[831] Die Stromerzeugung in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung ist besonders effizient, weil hier Wirkungsgrade zwischen 75% und 90% zu erzielen sind (zum Vergleich: Der Wirkungsgrad von herkömmlichen Kondensationskraftwerken liegt bei durchschnittlich 35%). In Dänemark beispielsweise werden mehr als ein Drittel des Stromaufkommens in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Vgl. Krawinkel (Dänisches Energieplanungssystem), 1987, S.18.

[832] Dies wird sich auch nach der Verabschiedung des Einspeisegesetzes für Strom aus erneuerbaren Energien, das zum 1. Januar 1991 in Kraft trat, nur unwesentlich ändern. Vgl. ARE (Tätigkeitsbericht 1990-1991), 1992, S.170-174.

Forts. Tab.5.2.:

Nominale Durchschnittserlöse in Pf/kWh<2>					
Kundengruppe	**1971**	**1975**	**1980**	**1985**	**1990**
Haushalte	11,03	14,11	15,46	20,41	21,45
Gewerbe (Tarife)	15,70	21,46	23,87	30,47	30,53
Industrie (NS)<3>	11,96	15,77	18,01	23,06	22,48
Industrie (HS)<4>	6,29	8,24	9,67	12,88	13,22
<2> Ohne Ausgleichsabgabe und Mehrwertsteuer <3> Niederspannungsbereich <4> Hochspannungsbereich					

Quelle: BMWi (Elektrizitätswirtschaft), diverse Jahrgänge.

Der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten in der Industrie betrug 1986 rund 1,5%, wobei das Spektrum von 0,6% in der elektrotechnischen Industrie bis 6,9% in der eisenschaffenden Industrie reichte.[833] 1991 gaben die privaten Haushalte im Durchschnitt 5,4% ihres Einkommens zusammen für Strom, Gas, Heizöl, Kohle und Fernwärme aus,[834] demnach weit weniger als 3% allein für Strom.

5.1.2.2 Investitionen und finanzielle Situation

Zwischen 1960 und 1989 investierten die öffentlichen Stromversorger in der Bundesrepublik nominal 249 Mrd. DM in Sachanlagen. Während die jährlichen Investitionen in den 60er Jahren noch unter 4 Mrd. DM gelegen hatten, verdoppelten sie sich in den 70er Jahren und erreichten mit 16,7 Mrd. DM im Jahr 1984 einen Rekordwert, der vor allem auf die hohen Investitionen in Atomkraftwerke zurückzuführen war. Seither sind die jährlichen Investitionen kontinuierlich auf unter 10 Mrd. DM gesunken, und für die 90er Jahre wird ein weiteres Absinken erwartet (nur alte Bundesländer).[835] 1990 lag der Anteil der Investitionen in die (öffentliche und industrielle) Elektrizitätsversorgung an den gesamten Investitionen des produzierenden Gewerbes bei knapp 12%,[836] die der öffentlichen Versorgung bei reichlich 9%.

---

[833] Vgl. Landtag NRW (Industriestrompreise), 1989, S.7, Tabelle 3.

[834] Vgl. Statistisches Bundesamt (BRD), 1992.

[835] Vgl. Kroll (Investitionen), 1990, S.1020, Tafel 1.

[836] Vgl. Statistisches Jahrbuch 1992, S.199, Tafel 9.1. Die Zahlen beziehen sich auf Unternehmen mit mehr als 20 Beschäftigten.

Ein wichtiger Indikator für die finanzielle Situation der EVU ist der Anteil der Innenfinanzierung an diesen Investitionen. Während dieser Anteil vor 1970 zwischen 70 und 80% schwankte, sank er während der ersten Phase des Baus von Atomkraftwerken Mitte der 70er Jahre auf rund 40%, um dann in den 80er Jahren auf 80 bis 90% zu steigen. Anfang dieses Jahrzehnts stieg der Anteil sogar auf über 100%, was in erster Linie auf die hohen Rückstellungen für die künftige Atommüllbehandlung ("Entsorgung") zurückzuführen ist.[837] Beim RWE beispielsweise betrugen diese Rückstellungen 1989 bereits 5,9 Mrd. DM, bei der PreußenElektra 4,6 Mrd. DM.[838]

Eine Reihe von Untersuchungen hat ergeben, daß die Gewinnsituation in der Elektrizitätswirtschaft im Vergleich zur übrigen Wirtschaft deutlich günstiger ist. Ein wichtiger Indikator ist in diesem Zusammenhang die Höhe der Umsatzrendite (Gewinn durch Umsatz). Dazu lassen sich folgende Aussagen finden:

- "Die Differenz zwischen Erlösen und Kosten erreichte in Relation zu den Gesamterlösen mit Ausnahme des Jahres 1980 stets Werte von über 10 vH. Im Vergleich dazu lag die so definierte Umsatzrendite in der Chemie bei 8 vH, im Maschinenbau bei 5,6 und in der Elektrotechnik bei 0,9 vH."[839]

- "Jedenfalls erzielen die inländischen Versorgungsunternehmen beachtliche Gewinne. So liegt die Umsatzrendite mit 3,1 v.H. (1989) deutlich über dem Durchschnitt der Industrie (2,5 v.H.)."[840]

- "Dennoch liegt die Umsatzrendite bei den acht [Verbund-, U.L.] EVU im Jahr 1986 mit 5,4% über der Rendite aller Unternehmen mit 4,9%. Der Gewinnanteil am Umsatz ist also bei den acht EVU immer noch größer als bei den Unternehmen in der Gesamtwirtschaft."[841]

Bei aller (z.T. berechtigten) Kritik des Interessenverbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) an den Aussagen über die Umsatzrendite[842] läßt sich doch festhalten, daß die finanzielle Situation der EVU im allgemeinen und der Verbund-EVU im besonderen äußerst günstig ist und daher beispielsweise die Erschließung neuer Märkte (neue Bundesländer, Osteuropa, EG-Binnenmarkt) aktiv vorangetrieben wird.

Exkurs: Die elektrizitätswirtschaftliche Situation in den neuen Bundesländern

Der Stromverbrauch ist in den neuen Ländern von 1989 bis 1991 um mehr als ein Drittel gefallen, was vor allem auf die Stillegung eines großen Teils der Wirtschaft zurückzuführen ist. 1991 betrug der

---

[837] Vgl. Kroll (Investitionen), 1990, S.1021.

[838] Vgl. Wintermann (Stille Reserven), 1989, S.38.

[839] RWI (EG-Binnenmarkt), 1991, S.135.

[840] WestLB (Stromwirtschaft), 1992, S.27. Möglicherweise wurde hier mit dem Gewinn nach Steuern gerechnet.

[841] Bontrup/Troost (Preisbildung), 1988, S.14. Hier wurde mit dem Gewinn vor Steuern gerechnet.

[842] Vgl. im einzelnen Wunderlich/Zybell (Preisbildung), 1989; N.N. (Umsatzrendite), 1991.

Bruttostromverbrauch mit 76,3 TWh lediglich 17% des Verbrauchs in den alten Bundesländern.[843]
Die Stromerzeugung stützt sich zu über 90% auf Braunkohle, die in zwei heimischen Braunkohlenrevieren im Tagebau abgebaut wird. Den Rest steuern Erdgas-, Öl-, Wasser- und sonstige Kraftwerke bei. Die installierte Kraftwerksleistung der öffentlichen Versorgung beträgt nach dem Abschalten der Atomkraftwerke in Greifswald nur noch rund 17.000 MW.
Mit der Unterzeichnung des Stromvertrags am 22. August 1990 zwischen der damaligen Regierung der DDR und den drei westdeutschen Verbund-EVU RWE, PreussenElektra und Bayernwerk ist die westliche Struktur der Elektrizitätswirtschaft im wesentlichen auf die neuen Bundesländer übertragen worden.[844] Ein Verbundunternehmen (Vereinigte Energiewerke AG), an dem RWE (26%), PreussenElektra (26%) und Bayernwerk (23%) zu 75% beteiligt sind (der restliche Anteil liegt bei den übrigen Verbund-EVU), besitzt das Hochspannungsnetz und die Braunkohlenkraftwerke.[845] 15 Regionalversorger haben die Versorgungsfläche mit Hilfe von Demarkationsverträgen unter sich aufgeteilt und besitzen das Mittelspannungsnetz und große Teile des Niederspannungsnetzes. An ihnen sind die westdeutschen Verbund-EVU ebenfalls mehrheitlich beteiligt. Auf lokaler Ebene werden nach Beilegung des 1992 noch nicht abgeschlossenen Verfassungsstreites in Zukunft neben den Regionalversorgern verstärkt Stadtwerke für die Stromversorgung zuständig sein, da eine Reihe von Stadtwerksgründungen zu erwarten ist.
Exkursende

5.1.3 Ausblick auf die Entwicklung der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft in den 90er Jahren

Wie in der Einleitung dieser Untersuchung bereits ausgeführt, steht die bundesdeutsche Elektrizitätswirtschaft vor einer Vielzahl neuer Herausforderungen, von denen die Ziele des Umweltschutzes und die Einführung wettbewerblicher Elemente die gravierendsten sein dürften.
Da die Zeiten großer Verbrauchszuwächse der Vergangenheit angehören und der bundesdeutsche Kraftwerkspark immer noch durch große Überkapazitäten gekennzeichnet ist, gehört die Sicherung der Stromversorgung in diesem Jahrzehnt zu den geringsten Problemen der Elektrizitätswirtschaft. In den alten Bundesländern werden daher vermutlich in diesem Jahrzehnt - wenn überhaupt[846] - nur noch

---

[843] Vgl. WestLB (Stromwirtschaft), 1992, S.2f.

[844] Vgl. z.B. Heck (DDR-Stromvertrag), 1990, S.612; vgl. auch FAZ vom 23.08.1990, S.11.

[845] Vgl. WestLB (Stromwirtschaft), 1992, S.10.

[846] Ein gutes Anschauungsbeispiel für die Schwierigkeiten der Durchsetzbarkeit eines Kraftwerksneubaus liefert das vom Bayernwerk geplante Kohlekraftwerk Franken III in Erlangen, dem u.a. die Stadt Erlangen selbst massiven Widerstand entgegensetzt. Vgl. Brüggemann (Volldampf), 1991.

vereinzelt große Kraftwerksinvestitionen in Angriff genommen werden.[847] Dies gilt allerdings nur unter der Prämisse, daß die Bundesrepublik nicht kurz- oder mittelfristig aus der Atomenergie aussteigt. Sollte sie dies tun, würden auch in diesem Jahrzehnt noch einige Kraftwerke mit geringen Planungs- und Bauzeiten (z.B. Gasturbinen) errichtet werden müssen.

Bei der Frage nach der Primärenergiebasis der Kraftwerke steht die Diskussion über die Fortsetzung des Steinkohle-Verstromungsvertrages ("Jahrhundertvertrag") im Mittelpunkt, der 1995 ausläuft.[848] Sollte es wider Erwarten keine Anschlußregelung geben, würde bei der Stromerzeugung verstärkt auf Importkohle zurückgegriffen werden, die weniger als ein Drittel der bundesdeutschen Ruhrkohle kostet.

Falls der Beschluß der Bundesregierung, die CO_2-Emissionen in der Bundesrepublik (alte Bundesländer) bis zum Jahr 2005 um 25% zu reduzieren, doch noch mit Nachdruck verfolgt werden sollte, stünde die Elektrizitätswirtschaft vor drei großen Aufgaben:

a) Zurückschrumpfen des (Kilowattstunden-)Marktes und damit des eigenen Absatzes durch Erschließung der vorhandenen Stromeinspar- und -substitutionspotentiale in allen Verbrauchsbereichen
b) Umfassende Nutzung der wärmestrukturell vorhandenen KWK-Potentiale in der Industrie sowie in den Städten und Gemeinden
c) Ehrgeizige Programme zur Nutzung der Windenergie insbesondere an der Nordseeküste und in den Mittelgebirgen sowie Programme zur Verbreitung der Photovoltaik.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor sind mögliche Vorschriften der EG, einen allgemeinen Zugang zu den Stromnetzen zu schaffen (*Third Party Access*). Sollte diese Öffnung auf EG-Ebene wider Erwarten durchgesetzt werden, hängt alles von den Übergangsregelungen und begleitenden Umweltauflagen ab, inwieweit Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft zu einer Verschiebung auf den Märkten führen kann.

Bei einer Trendentwicklung in den 90er Jahren ohne gravierende Änderungen der Rahmenbedingungen spricht viel dafür, daß

- Verbund-EVU, Regionalverteiler und Stadtwerke ihren Besitzstand in etwa werden halten können

- der Stromverbrauch im Haushaltsbereich stagnieren, in Industrie und Gewerbe nur noch leicht zunehmen wird

- sich eine dezentrale Stromerzeugung in Heiz- und Blockheizkraftwerken etwas stärker als in der Vergangenheit entwickeln wird und daß dabei eine Reihe von Nicht-EVU (z.B. Energieagenturen) neben den EVU agieren

- der Anteil der lokalen Stromversorgung leicht zuungunsten der Regionalversorgung zunehmen wird

---

[847] In den neuen Bundesländern sind zur Zeit mehrere große Kraftwerksneubauten geplant, die jedoch in erster Linie der Sicherung des Braunkohleabsatzes dienen und veraltete Kraftwerke ersetzen sollen.

[848] Vgl. dazu ausführlich RWI (EG-Binnenmarkt), 1991, S.102ff.

("Netzübernahmen")

- die Verbund-EVU ihre Investitionsaktivitäten stärker auf die neuen Bundesländer und insbesondere Osteuropa konzentrieren werden

- das Klimastabilisierungsziel der Bundesregierung aufgegeben und in das nächste Jahrtausend hinein verlagert wird.

Falls sich dieser Trend in der Realität durchsetzt, würde die Chance verpaßt werden, in diesem Jahrzehnt eine grundlegende Weichenstellung für eine moderne, umweltverträgliche und wettbewerbliche Elektrizitätswirtschaft vorzunehmen. Inwieweit sich dies auf die Branche insgesamt negativ auswirken würde, muß dann das nächste Jahrhundert zeigen.

5.2 Die Regulierung der bundesdeutschen Elektrizitätswirtschaft durch die Energieaufsicht

Wie in Kapitel 2.3.4 bereits aus der historischen Entwicklung abgeleitet wurde, unterliegt die bundesdeutsche Energieaufsicht einer Dreiteilung: Zu unterscheiden sind die Energie*fach*aufsicht als Investitions- und Anlagenaufsicht, die Strompreisaufsicht sowie die spezielle Kartellaufsicht als Mißbrauchsaufsicht über den Ausnahmebereich des GWB.
In der folgenden Darstellung wird ein besonderes Gewicht auf die Theorie und Praxis der Strompreisaufsicht gelegt, da sich die in Kapitel 7 zu entwickelnden Reformvorschläge insbesondere auf diesen Teil des Aufsichtssystems beziehen werden. Dabei sollen neben der einigermaßen spärlichen Praxisliteratur[849] eigene Einblicke in die entsprechenden Aufsichtsbehörden herangezogen werden.[850]

5.2.1 Energiefachaufsicht

Gemäß §4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) unterliegen die EVU einer Investitionskontrolle, nach der Bau, Erneuerung, Erweiterung oder Stillegung von Energieanlagen anmeldepflichtig sind. Auf Grund von §4 Abs.2 kann die Genehmigungsbehörde das Vorhaben untersagen, wenn "Gründe des Gemeinwohls es erfordern". Nach herrschender Rechtsmeinung kann die Aufsicht im Ergebnis lediglich Investitionsverbote aussprechen; sie kann nicht Investitionen anordnen, also positiv gestaltend eingrei-

---

[849] Beiträge zur Praxis der bundesdeutschen Strompreisaufsicht, die aus der Administration selber kommen, sind relativ selten. Vgl. v.a. Beißel (Preisermittlung), 1983; Klier (Rechtsfragen), 1983; Bücker (Niedersachsen), 1985; Schulte Janson (Energiepreisaufsicht), 1990. Bücker beklagt daher zu Recht die Tendenz zum "Schrifttummonopol der Elektrizitätsversorgungsunternehmen" auf diesem Gebiet (Bücker (Niedersachsen), 1985, S.222).

[850] Dies betrifft die Strompreisreferate in Nordrhein-Westfalen und Hessen.

fen.[851] Nach §8 EnWG kann einem EVU zudem die weitere Versorgungstätigkeit untersagt werden, wenn es außerstande ist, seinen Versorgungsverpflichtungen nachzukommen.

Für Investitionskontrolle und Kontrolle der Versorgungstätigkeit sind in der Bundesrepublik die Fachaufsichtsbehörden zuständig, die auf der Ebene der Bundesländer üblicherweise als eigenständige Referate (1-3 MitarbeiterInnen) in den Landeswirtschaftsministerien angesiedelt sind.[852] Unter Bezug auf §3 EnWG stehen den Behörden umfangreiche Informationsrechte und nach §15 EnWG eine Reihe von Zwangsmitteln (Erzwingungs-, Geldstrafen) zur Verfügung.

Der unbestimmte Rechtsbegriff des "Gemeinwohls" steht im Zentrum der Diskussion über die fachaufsichtlichen Kompetenzen gegenüber der Elektrizitätswirtschaft. Es besteht keine Einigkeit darüber, welche Aspekte in diesen Begriff einbezogen werden dürfen. Nach Meinung vieler EVU und ihnen nahestehender Wissenschaftler dürfen nur energiewirtschaftliche Aspekte, die für eine sichere und kostengünstige Energieversorgung von Bedeutung sind, Berücksichtigung finden.[853] Der Grad der Versorgungssicherheit wird dabei im allgemeinen nicht von der Fachaufsicht im Rahmen einer Bedarfsprüfung, sondern von den Unternehmen selbst bestimmt.[854]

Andere Meinungen gehen davon aus, daß der Gemeinwohlbegriff volkswirtschaftliche Aspekte, Belange des Naturschutzes, des Umweltschutzes, der Raumordnung und Landesplanung und der Sicherheit von Leben und Gesundheit ebenso beinhalte und daß die Fachaufsicht aus Verbraucherschutzgründen eine Bedarfsprüfung vorzunehmen habe.[855] Allerdings haben diese Überlegungen in der bisherigen Praxis der Fachaufsicht nur in einem einzigen Fall zu einer Untersagung eines angemeldeten Vorhabens geführt.[856]

Der wichtigste energiewirtschaftliche Aspekt, der in der Vergangenheit häufig zu Untersagungen geführt hatte, ist im mittlerweile aufgehobenen sogenannten "300-Megawatt-Erlaß" aus dem Jahr 1964 operationalisiert worden: Nach diesem Erlaß sollten Kraftwerke mit einer Leistung unter 300 MW generell untersagt werden, um den vermuteten Kostendegressionseffekt bei Großkraftwerken auszuschöpfen und damit der Kostengünstigkeit der Energieversorgung nach der Präambel des EnWG Rechnung zu tragen.[857]

---

[851] Vgl. Hoffmann (Aufsicht), 1987, S.677f.; Danner in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.I 109.

[852] In Hessen befindet sich die Fachaufsicht zusammen mit der Strompreis- und der speziellen Kartellaufsicht im Umweltministerium, wo auch alle anderen energierelevanten Referate angesiedelt sind.

[853] Vgl. z.B. Büdenbender (Energierecht), 1982, S.68f.; Ossenbühl (Investitionskontrolle), 1988, S.59; Grabosch (Investitionskontrolle), 1988, S.89f.

[854] Wegen zu hoher Versorgungssicherheit wurde in der Bundesrepuiblik allerdings noch kein Kraftwerksprojekt abgelehnt. Vgl. Mitchell/Müller (Regulierung), 1979, S.638.

[855] Vgl. v.a. HMUE (Borken), 1986, S.9f.; Hennicke (Kommunalisierung), 1987, S.101ff.

[856] Die hessische Landesregierung untersagte 1986 der PreussenElektra den Bau eines Atomkraftwerks am Standort Borken. Vgl. HMUE (Borken), 1986; Hennicke (Least-Cost Planning), 1989, S.124f.

[857] Vgl. Zängl (Deutschlands Strom), 1989, S.267ff.

5.2.2 Strompreisaufsicht

5.2.2.1 Allgemeine Grundlagen

Gestützt auf §7 Abs.1 EnWG bildet die "Bundestarifordnung Elektrizität" (BTOElt) die Grundlage der bundesdeutschen Preisaufsicht über EVU. Sie trat am 26. November 1971 in Kraft und ist seither dreimal geändert worden, zuletzt am 18. Dezember 1989.

Im Unterschied zu den USA müssen in der Bundesrepublik die Tarife sämtlicher EVU - also auch die der kommunalen Unternehmen - von der Strompreisaufsicht genehmigt werden.[858] Die zu genehmigenden Tarife zeichnen sich dabei durch folgende Charakteristika aus:

[858] Der Kontrolle durch die Strompreisaufsicht konnten sich vor der Novellierung der BTOElt Ende 1989 lediglich die EVU entziehen, die keine Endverbraucher belieferten. Dies betraf im wesentlichen die Verbund-EVU PreussenElektra und Bayernwerk. Die neue BTOElt sieht eine Kontrolle beider Unternehmen vor (§11 Abs.2). Während das Bayernwerk diese Kontrolle akzeptierte und mittlerweile auch einige wenige Endverbraucher beliefert, führt die PreussenElektra derzeit noch Klage gegen diese Regelung.

- Tarife sind Höchstpreise und dürfen nur mit Genehmigung der zuständigen Behörde angehoben werden (§12 Abs.1 BTOElt)

- Ihnen muß der Nachweis seitens der EVU zugrundeliegen, daß sie "in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind" (§12 Abs.2 BTOElt)

- Sie müssen sich an den Kosten der Elektrizitätsversorgung orientieren und ein ausgewogenes Tarifsystem bilden (§1 Abs.1 BTOElt).

Seit der Preisfreigabeverordnung vom 1. Juni 1982 unterliegen ausschließlich die Strompreise der Tarifabnehmer der Preisaufsicht (Haushaltskunden, Kleingewerbe und Landwirtschaft), d.h. die Preise der Sondervertragskunden entziehen sich der preisaufsichtlichen Kontrolle und sind lediglich der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht unterworfen. Allerdings legt die Preisaufsicht idealtypischerweise den maximal zulässigen Erlös aus dem gesamten Sondervertragskundenbereich als Residualgröße fest,[859] da sie zunächst die gesamte Kosten- und Erlöslage des EVU zu prüfen hat und anschließend (auf der Grundlage einer Kostenträgerrechnung) den Anteil der Tarifkunden am Gesamterlös bestimmt.[860]
Die Strompreisaufsicht stützt sich bei allen Unterschieden in der Praxis der einzelnen Bundesländer auf drei Grundpfeiler:

a) Kosten- und Erlöslagenprüfung auf der Grundlage des "K-Bogens" (Datenerhebungsbogen für EVU)

Der K-Bogen wurde vom Bund-Länder-Ausschuß "Energiepreise" - dem bundesweiten Arbeitskreis der Preisreferenten der Bundesländer - entwickelt und bildet seit Mai 1981 die Grundlage für die Prüfung der Kosten- und Erlöslage der

---

[859] Der Anteil der Erlöse aus Sonderverträgen an den Gesamterlösen der EVU über alle Kundengruppen beträgt in der Bundesrepublik rund 50%, der Anteil am Stromabsatz rund 60%.

[860] Mit dieser Regelung, die seit der zweiten Änderungsverordnung der BTOElt vom Januar 1980 in Kraft ist, sind insbesondere drei Konsequenzen verbunden:

- Unterdeckungen im Sondervertragskunden-Bereich dürfen nicht durch höhere Tarifpreise ausgeglichen werden, da Quersubventionierungen zwischen den Kundengruppen nicht zulässig sind.
- Bei Überdeckungen im Sondervertragskunden-Bereich ist die zuständige Kartellaufsicht einzuschalten; bis zur Absenkung der Sonderverträge kann u.U. eine Tarifanhebung zur Beseitigung einer Unterdeckung im Tarifabnehmerbereich verweigert werden. Vgl. diese Regelung bejahend Jüngst (Kartell- und Preisaufsicht), 1990, S.153; a.M. hingegen Weigt in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.III 134l f.
- Der Kostenträgerrechnung kommt in dieser Frage eine herausragende Bedeutung zu. (vgl. Berkner/Hermann/Schmitz (BTOElt), 1990, S.14ff.; vgl. auch Fn 77).

EVU.[861] Er orientiert sich an den "Leitsätzen für die Preisermittlung aufgrund von Selbstkosten (LSP)", die für die Preisbildung bei öffentlichen Aufträgen aufgestellt wurden und im November 1953 in der "Verordnung über Preise bei öffentlichen Aufträgen" ihren Niederschlag fanden.

Der K-Bogen dient der Ermittlung des betriebsnotwendigen Kapitals (bnK) (USA: *rate base*), gibt einen Anhaltspunkt für die Höhe der kalkulatorischen Verzinsung dieses Kapitals (USA: *rate of return*) und zwingt das EVU, sämtliche im Rahmen der Strompreisaufsicht zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse zu dokumentieren.[862] Er ist generell bei Preiserhöhungsanträgen, in einigen Bundesländern in regelmäßigem Abstand (alle ein bis zwei Jahre) vom EVU auszufüllen und von der Aufsichtsbehörde zu kontrollieren.

b) Überprüfung der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung (ERB)

Hier hat die Preisbehörde zu prüfen, ob die vom EVU geltend gemachten Kosten überhaupt oder in dem beantragten Umfang für eine elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung notwendig sind. Die in diesem Zusammenhang lange Zeit vertretene "Sockeltheorie", wonach in der bundesdeutschen Aufsichtspraxis nur eine Erhöhung des Kostensockels überprüft wird, nicht jedoch der Kostensockel selber,[863] ist in dieser Form schon seit längerer Zeit nicht mehr Praxis.[864] Zumindest bei allen größeren EVU findet heute regelmäßig eine mehr oder weniger eingehende Untersuchung der gesamten Kosten- und Erlöslage und damit verbunden der ERB statt.

c) Erstreckungsgenehmigungen für alle kleineren und mittleren Verteilerunternehmen

Auf Antrag wird die Preisgenehmigung für ein EVU, das Verteilerunternehmen beliefert, auf diese erstreckt, ohne daß dort eine Einzelprüfung seitens der Preisaufsicht vorgenommen würde.[865] Wenngleich diese Praxis rechtlich umstritten ist, wird sie auch heute noch in vielen Bundesländern angewandt.[866]

5.2.2.2 Die Institution

Die Preisaufsichtsbehörden sind genau wie die Fachaufsichtsbehörden auf der Ebene der Bundesländer

---

[861] Der K-Bogen ist u.a. dokumentiert in Ebisch/Gottschalk (Preisprüfungen), 1987, Anhang 23, S.807-827.

[862] Einen ausführlichen Überblick über das K-Bogen-Verfahren und die damit verbundenen Bewertungsprobleme gibt Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.184-196; vgl. auch Bontrup/Troost (Preisbildung), 1988, S.30-52. S. auch Abschnitt 5.2.2.3.

[863] Vgl. Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, S.410; Müller/Vogelsang (Regulierung), 1979, S.206.

[864] Dies vermuteten bereits Mitchell/Müller (Regulierung), 1979, S.640.

[865] Dies gilt i.d.R. auch dann, wenn das Verteiler-EVU in geringem Umfang Eigenstromerzeugung betreibt. Erst unlängst genehmigte die Bayrische Strompreisaufsicht im Zuge einer Erstreckungsgenehmigung die Anhebung der Tarife um 2 Pf/kWh für alle kommunalen Stromversorger. Vgl. ZfK, Heft 7, 1991, S.5.

[866] Ausnahmen sind hier die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Hessen.

als eigenständige Referate in den Landeswirtschaftsministerien organisiert. Sie umfassen derzeit maximal fünf MitarbeiterInnen.[867] Entscheidend für die Zuständigkeit der Preisaufsicht ist der Sitz des antragstellenden EVU.

Das Spannungsfeld, innerhalb dessen die Entscheidungen der Preisaufsicht getroffen werden, ist durch folgende wesentlichen Einflußfaktoren gekennzeichnet:

- die jeweilige energiepolitische Position der Landesregierung und des zuständigen Ministers sowie deren Selbstverständnis als Kontrollinstanz der EVU

- das Verhältnis der Landesregierung zu den großen EVU und mögliche Abhängigkeiten sowie personelle Verflechtungen

- die Strompreisvorstellungen von Industrie und Gewerbe und ihre Möglichkeiten, Druck auf die Landesregierung auszuüben

- die (energie-)politischen Vorstellungen der jeweiligen Gruppen- und Abteilungsleiter als Vorgesetzte der Preisreferenten sowie deren persönliche Ambitionen

- die sachlich-rechtlichen sowie (energie-)politischen Vorstellungen der Preisreferenten und deren persönliche Ambitionen.

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Strompreisaufsicht kristallisiert sich im allgemeinen in der Auseinandersetzung mit den großen Verbund- und Regional-EVU als Ergebnis eines politisch beeinflußten "bargaining" heraus.[868] Hier werden die Maßstäbe gesetzt, die dann bei den kleineren EVU auch angewendet werden.

5.2.2.3 Die Entwicklung der Strompreisaufsicht seit 1971

Mit Inkrafttreten der BTOElt im November 1971 endete das Verbot von Preiserhöhungen ohne vorherige Ausnahmegenehmigung für sämtliche Tarifkunden, nachdem 1953 bereits die gewerblichen und landwirtschaftlichen Tarifabnehmer aus der sogenannten Preisstopverordnung von 1936 entlassen worden waren. Dadurch änderte sich der Charakter der Strompreisaufsicht grundlegend, und letztlich ist man in der Bundesrepublik erst seither dabei, ein in sich schlüssiges Konzept für die Strompreisaufsicht zu entwickeln.

Während in den Jahren vor 1970 Kostensteigerungen größtenteils durch Absatzsteigerungen, Degressionseffekte beim Kraftwerksbau und Rationalisierungsmaßnahmen überkompensiert bzw.

---

[867] Die übliche personelle Ausstattung der Strompreisreferate in den größeren (alten) Bundesländern umfaßt neben dem Preisreferenten noch einen Hilfsreferenten, einen Sachbearbeiter und eine Schreibkraft.

[868] Vgl. Badura/Kern (Preisaufsicht), 1983, S.V.

zumindest aufgefangen werden konnten und es kaum zu Strompreiserhöhungen kam, änderte sich dies in den 70er Jahren insbesondere durch die Auswirkungen der beiden Ölpreiskrisen. Die ersten Preiserhöhungsanträge wurden einem "Kostenanhängeverfahren" unterzogen, bei dem zunächst die Kostensteigerungen seit der letzten Strompreiserhöhung Berücksichtigung fanden und Gegenstand der Nachprüfung waren. Dabei wurde davon ausgegangen, daß die früheren Kosten und ein Gewinn durch die bisherigen Strompreise abgedeckt sind ("Sockeltheorie").

Ein intensiveres Nachdenken über das Vorgehen beim Preisgenehmigungsverfahren setzte vor allem in Nordrhein-Westfalen ein, als das RWE 1977 einen Antrag auf eine Strompreiserhöhung von 7,2% stellte, eine bis dahin ungewöhnliche Größenordnung.[869] Der damalige nordrhein-westfälische Wirtschaftsminister *Riemer* setzte eine ministerielle Arbeitsgruppe ein, die sich mit der Notwendigkeit einer Verschärfung des Prüfungsverfahrens auseinandersetzen sollte. Die Arbeitsgruppe lehnte zu diesem Zeitpunkt eine solche Notwendigkeit jedoch ab.

Beim nächsten Antrag im Jahr 1978 wurde im Wirtschaftsministerium erstmals anerkannt, daß Erhöhungsanträge in der sich abzeichnenden Größenordnung einer grundlegenderen Überprüfung bedürfen. Damit wurde die bis dahin im großen und ganzen praktizierte "laissez faire"-Politik zwischen EVU und Preisaufsicht aufgekündigt.

Mit der PROGNOS AG in Basel wurde ein Forschungsinstitut beauftragt, die Prüfung des Preiserhöhungsantrages vorzunehmen und gleichzeitig ein Prüfraster zu entwickeln, das in Zukunft eine schärfere Prüfung gewährleisten sollte. Ende 1980 wurde ein solches Raster vorgelegt.[870]

Dieses Prüfraster, das neben der K-Bogen-Prüfung auch eine Überprüfung des Kapazitätsauslastungsgrades sowie einen überörtlichen Tarifvergleich vorsah, bildete den Auftakt für eine intensive behördeninterne Diskussion über die elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung von EVU in den 80er Jahren.[871] In der wissenschaftlichen Öffentlichkeit jedoch spielte diese Diskussion kaum eine Rolle, und es ist für Außenstehende unklar, inwieweit eine Prüfung der ERB bei den Preisgenehmigungsverfahren vorgenommen wird bzw. welche Kriterien dabei Verwendung finden (zu NRW s. Abschnitt 5.2.2.4).

Stärkere wissenschaftliche Beachtung fand die Ermittlung der kalkulatorischen Kosten und deren Anerkennung durch die Preisaufsicht. Ausgelöst durch die "Niedersächsischen Grundsätze"[872] ging es dabei vor allem um die Frage, ob die Abschreibungen auf das gesamte betriebsnotwendige Kapital ("Bruttosubstanzerhaltung") oder nur auf den eigenfinanzierten Anteil des bnK

---

[869] Vgl. ET, Heft 11, 27.Jg.(1977), S.744.

[870] Vgl. PROGNOS (Prüfraster), 1980.

[871] Vgl. dazu auch Arbeitsgruppe NRW (Elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung), 1982.

[872] Vgl. Bücker (Niedersachsen), 1985; Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.187.

("Nettosubstanzerhaltung") vorgenommen werden dürfen.[873]

Die rechtliche Zulässigkeit letzterer Methode wurde in einem Urteil des Bayrischen Verwaltungsgerichtshofes München (BayVGH) vom 12. Januar 1989 bestätigt.[874] Dieses Urteil kann in jeder Hinsicht als bahnbrechend bezeichnet werden, da hier zum ersten Mal gerichtlich grundlegend zu Fragen der Tarifgenehmigung Stellung bezogen wird. Es erscheint geeignet, die weitere Entwicklung der Strompreisaufsicht in der Bundesrepublik nachhaltig zu beeinflussen.[875]

Dazu die wichtigsten Punkte des Urteils in Stichworten:[876]

a) Normativer Kostenbegriff

Betriebswirtschaftliche Grundsätze der Kostenrechnung ersetzen nicht die Prüfung und Entscheidung der Preisaufsicht im Einzelfall, wie die individuelle Situation des Unternehmens "richtig" erfaßt wird. Insbesondere die Abwälzung von Risiken auf die Stromkunden sowie deren zeitliche Verteilung erfordern einen *normativ* gesteuerten Interessenausgleich.

b) Normkonkretisierung durch die Genehmigungsbehörde und Beurteilungsspielraum

Der Begriff der "Kosten- und Erlöslage" bedarf der Konkretisierung durch ein Regelwerk, da er nach den obigen Ausführungen betriebswirtschaftlich nicht vollständig ausfüllbar ist. Diese Konkretisierung ist nicht der Gestaltungsfreiheit der EVU vorbehalten, sondern der Genehmigungsbehörde zugewiesen, die in einer abwägenden und wertenden Entscheidung festzulegen hat, wie den normativen Vorgaben des Strompreisrechts in der Kostenrechnung zu entsprechen ist. Es besteht also faktisch ein Beurteilungsspielraum der Preisbehörde.[877]

c) Berücksichtigung von Ertragsüberschüssen aus der Vergangenheit

Ungerechtfertigt hohe Gewinne in der Vergangenheit können bei anstehenden Tarifgenehmigungen berücksichtigt werden. Zur Beurteilung dieses Sachverhalts kann die Preisbehörde neben der Kostenrechnung auch die bilanzielle Rechnung des EVU (Bilanz, GuV) heranziehen.

---

[873] Vgl. zu dieser Diskussion Beißel (Preisermittlung), 1983; AK Kostenrechnung (Strompreiserhöhungen), 1983; Bücker (Niedersachsen), 1985; Recknagel (Grundüberlegungen), 1985; Zimmermann (Substanzerhaltung), 1989; Schmitt/Düngen/Bergschneider (Bewertungsprobleme), 1990.

[874] Vgl. BayVGH (Strompreiserhöhung), 1989.

[875] Dies gilt nach wie vor, obwohl das Bundesverwaltungsgericht am 28. Juni 1991 das Verfahren für erledigt erklärte und das vorinstanzliche Urteil des BayVGH dadurch aufhob. Entscheidend dafür war jedoch die Tatsache, daß mit Inkrafttreten der neuen BTOElt zum 1. Januar 1990 die alte Rechtsgrundlage der Verwaltungsstreitsache außer Kraft getreten war und offensichtlich keiner der beiden streitenden Parteien (Freistaat Bayern, Isar-Amperwerke AG) an einer abschließenden Klärung des Streitinhalts auf der neuen Rechtsgrundlage gelegen war.

[876] Vgl. BayVGH (Strompreiserhöhung), 1989; in Auszügen dokumentiert in ET (1990), Heft 1/2, S.93-98.

[877] Vgl. zur diesbezüglichen juristischen Auswertung des BayVGH-Urteils Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.204ff. Vgl. auch ARE (Tätigkeitsbericht 1990-1991), 1992, S.178, die ebenfalls davon ausgeht, daß die neue BTOElt Beurteilungs- und Konkretisierungsspielräume für die Preisaufsichtsbehörden eröffnet.

Wenn nicht alles täuscht, ist der Beschränkung auf vermeintlich neutrale betriebswirtschaftliche Grundsätze bei der Strompreisgenehmigung durch dieses Urteil die Grundlage entzogen.[878]
Ausgelöst durch eine Änderung der LSP[879] überlegen die Preisreferenten der Länder zur Zeit (Frühjahr 1993), die Abschreibungen in Zukunft nur noch auf die tatsächlichen Anschaffungs-/Herstellungskosten zu genehmigen und den Inflationsausgleich über die Verzinsung des bnK zu ermöglichen. Eine solche Regelung wäre ein großer Schritt hin zu einer Rentabilitätsregulierung nach amerikanischem Vorbild.

5.2.2.4 Die Praxis der Preisaufsicht am Beispiel Nordrhein-Westfalens

In NRW gibt es seit einigen Jahren einen eigenen Erhebungsbogen, der in seiner Detailliertheit über den K-Bogen hinausgeht und ständig weiterentwickelt wird. Er enthält ca. 300 technische und wirtschaftliche Daten des Unternehmens für jeweils drei aufeinanderfolgende Geschäftsjahre.[880].
Außerdem gibt es in NRW seit 1987 keine Erstreckungsgenehmigungen mehr, nachdem ein Urteil des Verwaltungsgerichts Gelsenkirchen vom 5. April 1984 diese als rechtlich problematisch einstufte.[881]
In NRW werden ca. 100 EVU auf der Grundlage des NRW-Erhebungsbogens kontrolliert. Sie sind nach der Höhe ihrer Umsätze zu insgesamt acht Größenklassen

---

[878] Zur "harten" betriebswirtschaftlichen Sicht der Strompreisaufsicht vgl. Kern (Preisaufsicht), 1983; Schmitt/Düngen/Bergschneider (Bewertungsprobleme), 1990.

[879] VO PR Nr.1/89 v. 13. Juni 1989.

[880] Für das zurückliegende, das aktuelle und das kommende Geschäftsjahr.

[881] Vgl. dazu mit gleicher Aussage das Urteil des OVG Münster vom 9. Dezember 1985, dokumentiert und kommentiert bei Studentkowski (Preisrecht), 1986, S.145-150.

zusammengefaßt.

a) Prüfung der Kosten- und Erlöslage

Hier wird an Hand des jährlich auszufüllenden Erhebungsbogens (Weiterverteiler: alle zwei Jahre) festgestellt, ob die für die kommende Periode beantragten Tarife (plus Gesamterlöse aus den Sonderverträgen) die betriebsnotwendigen Kosten des EVU sowie einen "angemessenen" (kalkulatorischen) Gewinn auf das Eigenkapital erbringen. Der kalkulatorische Gewinn wird in NRW als Realverzinsung auf das eigenfinanzierte betriebsnotwendige Kapital zu Anschaffungskosten ermittelt.[882]. Die Höhe der Verzinsung entspricht dem durchschnittlichen Zinssatz aller festverzinslichen Wertpapiere der letzten 12 Monate minus der durchschnittlichen Inflationsrate für Investitionsgüter der letzten 12 Monate. Die (z.T. kalkulatorischen) Kosten der EVU müssen von einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft testiert werden.

Die Daten aus dem Erhebungsbogen werden mittels eines EDV-Programms ausgewertet. Ergibt die Kosten- und Erlöslage, daß die beantragten Tarife nicht gerechtfertigt sind, werden Kürzungen vorgenommen.

Die bewilligten Erlöse werden auf den für die kommende Periode vom EVU prognostizierten und von der Preisaufsicht auf Plausibilität geprüften und um vorhersehbare Einflüsse bereinigten Stromabsatz umgelegt, wobei der Erlösanteil für die Sondervertragskunden nur als Gesamtbetrag ausgewiesen wird, während für die Tarifkunden das Preisgefüge in Höhe und Struktur genehmigt wird. Die Zuweisung auf die einzelnen Kundengruppen (Tarif-, Sondervertragskunden) erfolgt mit Hilfe einer Kostenträgerrechnung,[883] die seit Mitte der achtziger Jahre zumindest von den großen EVU vorgelegt werden muß und von einem Wirtschaftsprüfer testiert wird. Die Ergebnisse zurückliegender Perioden - seien es nun nicht vorhergesehene Gewinne oder Verluste - werden derzeit beim Tarifgenehmigungsverfahren nicht explizit berücksichtigt.

Für die Preisgestaltung der Weiterverteiler gilt bei den Sondervertragskunden das Vertikal-/Horizontalprinzip der Kartellaufsicht, wonach die Preise die des Vorlieferanten nicht übersteigen dürfen (s. Abschnitt 5.2.3). Zusätzlich praktiziert die Preisaufsicht - als Ersatz für die früheren Erstreckungsgenehmigungen - unter Berufung auf §1 BTOElt eine Art "Vertikal-/Horizontalprinzip" für Tarifkunden, wonach die Tarifpreise bestenfalls unwesentlich über denen des Vorlieferanten lie-

---

[882] Um den "Substanzerhalt" der EVU bei bestehender Inflation zu gewährleisten, werden allerdings die Abschreibungen in Höhe des Wiederbeschaffungs-/Tagesneuwertes genehmigt.

[883] Zur komplexen Materie der Kostenträgerrechnung vgl. Stumpf/Hollenweger/Ohlms (Kostenträgerrechnung), 1980; Ohlms u.a. (Strompreisgestaltung), 1982; zur neueren Diskussion vgl. auch ZfK, Heft 10, 1991, S.46-49.

gen dürfen.[884] Bei kleineren Weiterverteilern wird vereinfacht der gesamte Durchschnittserlös aus dem Tarifkundenbereich betrachtet. Er darf sich in der Regel nur geringfügig vom Durchschnittserlös des Vorlieferanten unterscheiden, wobei die Preisaufsicht jedoch die Bereitschaft signalisiert hat, in Zukunft die Kosten für Einsparprogramme individuell anzuerkennen (s. dazu Kapitel 7.3.1.1).

b) Prüfung der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung

Hier wird an Hand von ca. 230 betriebswirtschaftlichen Kennziffern mit Hilfe eines eigens dafür entwickelten Computerprogramms untersucht, ob die Höhe der Kosten angemessen ist. Diese Kennziffern beziehen sich auf technische, elektrizitätswirtschaftliche, bilanzielle, personelle, organisatorische und allgemeine kaufmännische Faktoren. Bei größeren Abweichungen vom Durchschnitt kann es theoretisch zu Kostenkürzungen kommen, zumindest aber muß das betreffende EVU darüber gegenüber der Preisaufsicht Rechenschaft ablegen. Beispiele für solche Abweichungen sind zu hohe Einstandspreise für Brennstoffe, überhöhte Kosten für Fortleitung und Verteilung oder zu geringe Auslastung der Kraftwerke. Bislang umfassen die Vergleiche ausschließlich EVU aus NRW; der Aufbau eines bundesweiten Datenaustauschs wird grundsätzlich befürwortet.[885]

Faktisch kann es bei der begrenzten Ausstattung der Behörde nur darum gehen, mit Hilfe obiger Prüfungen die gröbsten Auswüchse von Monopolmißbrauch zu begrenzen und ein regulatorisches Klima zu schaffen, bei dem die EVU aus freien Stücken auf die vollständige Ausschöpfung ihrer Gewinnmöglichkeiten verzichten.

Tabelle 5.3 faßt die wichtigsten Aspekte der nordrhein-westfälischen Praxis der Strompreisaufsicht zusammen.

---

[884] Nach §1 BTOElt ist die Preisaufsicht gehalten, die Pflichttarife von anderen EVU bei vergleichbaren Versorgungsverhältnissen zu berücksichtigen.

[885] Ein solcher bundesweiter Datenautausch besteht für die EVU in Form des Überörtlichen Betriebsvergleichs, der den Preisbehörden jedoch nicht zur Verfügung steht.

Tab.5.3: Die Praxis der nordrhein-westfälischen Strompreisaufsicht in Bezug auf die wichtigsten Prüfungsaspekte

Prüfungsaspekt	**Praxis in NRW**
Prüfungsturnus	jährlich für die größten EVU (Weiterverteiler: alle 2 Jahre)
Absatzprognose	bereinigte durchschnittliche Erwartungen
Kostenprognose	Fortschreibung plus Einarbeitung vorhersehbarer Entwicklungen
Höhe der "angemessenen" Verzinsung	Realverzinsung
Verzinsungsgrundlage	gesamtes betriebsnotwendiges Kapital (Buchwert)
kalkulatorische Abschreibungen	Prinzip der "Bruttosubstanzerhaltung"
Berücksichtigung von Ergebnissen zurückliegender Perioden	nein
Behandlung kleiner Weiterverteiler	tendenziell "Vertikal-/ Horizontalprinzip"

5.2.2.5 Inhärente Anreizstrukturen der bundesdeutschen Strompreisaufsicht

Die der bundesdeutschen Strompreisaufsicht inhärenten Anreize für EVU lassen sich abschließend wie folgt zusammenfassen:

- Die mit Hilfe des K-Bogens kontrollierten EVU haben im Prinzip einen Anreiz, ihr betriebsnotwendiges Kapital (risikolos) auszuweiten, da ihnen darauf eine Verzinsung gewährt wird ("Averch-Johnson-Effekt"). Dieser Anreiz ist nur durch die Möglichkeit begrenzt, das Kapital in einer ähnlichen Risikoklasse zu einer höheren Verzinsung anzulegen.

- Die (kontrollierten) EVU haben stets einen Anreiz, bei ihrer Absatzprognose gegenüber der Preisaufsicht tiefzustapeln und dann ihren Absatz zu forcieren, da das Unternehmensergebnis meist nicht rückwirkend korrigiert wird (vgl. NRW).

- Die (kontrollierten) EVU haben stets einen Anreiz, ihre Kostenprognose gegenüber der Preisaufsicht möglichst hoch anzusetzen und dann ihre tatsächlich anfallenden Kosten zu minimieren, da das Unternehmensergebnis i.d.R. nicht rückwirkend korrigiert wird. Dieser Anreiz wirkt bis zum nächsten Preiserhöhungsantrag bzw. bis zur nächsten Kosten- und Erlöslagenprüfung ("regulatory lag").

- Das K-Bogen-Verfahren sowie die damit verbundene Überprüfung der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung beinhalten für die EVU so gut wie keinen Anreiz zur Minimierung der Kostenansätze gegenüber der Preisaufsicht. Die geltend gemachten Kosten werden meist in vollem Umfang anerkannt. Das einzige disziplinierende Element ist der direkte Strompreisvergleich mit den benachbarten EVU bzw. der bundesweite Vergleich des Bundesverbandes der Energie-Abnehmer

(VEA).[886] Dieser Vergleich beinflußt sowohl die Strompreisvorstellungen der Sondervertragskunden als auch die der Entscheidungsträger im politischen Bereich, was sich in entsprechendem Druck auf die Unternehmen artikuliert.

- Die unter dem Dach der Erstreckungsgenehmigungen bzw. des "Vertikal-/Horizontalprinzips" von Kartell- und Preisaufsicht operierenden Verteiler-EVU haben theoretisch einen starken Anreiz zur Kostenminimierung: Je effizienter sie wirtschaften, desto höher fällt der Unternehmensgewinn aus. In der Praxis wird der Kostenminimierungsanreiz jedoch durch die kommunale Einbindung der Unternehmen abgeschwächt. Der Unternehmensgewinn verbleibt i.d.R. nicht im Unternehmen selber und wird zur Unternehmensexpansion verwendet, sondern fließt in den kommunalen Haushalt, wo er v.a. zur Finanzierung des Öffentlichen Personennahverkehrs, der städtischen Bäder oder generell zum Stopfen von Haushaltslöchern verwendet wird. Der Abwägungsprozeß zwischen den unternehmens- und kommunalpolitischen Interessen im Vorstand und Aufsichtsrat des Unternehmens entscheidet letztlich darüber, wie stark der Kostenminimierungsanreiz tatsächlich zum Tragen kommt.

5.2.3 Kartellaufsicht

Gemäß §103 Abs.4 und 5 GWB unterliegen die EVU auf Grund der Freistellung vom allgemeinen Kartellverbot einer speziellen staatlichen Mißbrauchsaufsicht. Diese Aufsicht soll verhindern, daß die EVU ihre marktbeherrschende Stellung mißbräuchlich ausnutzen.
Neben der Aufsicht über die Ausgestaltung (Mißbrauchstatbestände, Laufzeiten etc.) der wettbewerbsausschließenden Verträge nach §103 Abs.1 GWB (Demarkations-, Konzessions-, Verbundverträge und Preisbindungsvereinbarungen) nimmt die Kartellaufsicht auch eine hier vor allem interessierende Aufsicht über den Preis wahr. Dieser Aufsicht unterliegen de facto allein die Strompreise der Sondervertragskunden; die Strompreise der Tarifkunden unterliegen der Preisaufsicht. Ihrem Charakter nach ist die Mißbrauchsaufsicht über Sonderabnehmerpreise eine nachträgliche Aufsicht, die sich nicht an den Kosten, sondern ausschließlich an Wettbewerbsparametern orientiert ("Vergleichsmarktkonzept"). Die wichtigsten Prinzipien der Mißbrauchsaufsicht lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Nach dem sogenannten *Vertikalprinzip* ist grundsätzlich von dem Erfahrungssatz auszugehen, daß der Vorlieferant regelmäßig zu einer Versorgung zu seinen Preisen und Bedingungen auch im Weiterverteilergebiet in der Lage wäre. Der Nachweis des Gegenteils im Falle spürbarer struktureller und daher eine Preisabweichung rechtfertigender Nachteile ist vom ggf. teureren Weiterverteiler zu erbrin-

---

[886] Der Strompreisvergleich des VEA wird seit 1973 halbjährlich veröffentlicht und erfaßt insgesamt 50 repräsentative EVU (alte Bundesländer). Sein Repräsentationsgrad liegt nach eigenen Angaben bei 90%.

gen.[887]

- In der sogenannten *Horizontalentschließung* wurden die Regeln der Vertikalentschließung auch auf die Fälle für anwendbar erklärt, in denen Versorgungsunternehmen, zwischen denen keine Lieferbeziehungen bestehen, ihre Versorgungsgebiete gegeneinander abgegrenzt haben (Demarkationsvertrag).[888]

I.d.R. wird die Kartellaufsicht kaum von allein tätig; es muß eine Beschwerde oder ein Anfangsverdacht vorhanden sein, dann erst wird vorgegangen. In einigen Bundesländern gilt, daß bei Abweichungen von weniger als 15% vom Durchschnitt vergleichbarer Konditionen für Liefer- oder Sonderverträge kein Mißbrauch festgestellt wird.[889]

Die Kartellaufsicht ist in der Bundesrepublik bei den Kartellbehörden angesiedelt, die ebenfalls auf der Ebene der Bundesländer als eigenständige Referate in den Landeswirtschaftsministerien organisiert sind. Nach §103 Abs.4 hat sich die Kartellbehörde bei ihren Entscheidungen mit der Fachaufsichtsbehörde "ins Benehmen" zu setzen, was allerdings nicht mit "Einvernehmen" gleichzusetzen ist. Bei länderübergreifenden Sachverhalten ist das Bundeskartellamt einzuschalten.

Im Mittelpunkt der Diskussion über die Möglichkeiten der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht über den Preis steht der Nachweis *spürbarer* struktureller und daher eine Preisabweichung rechtfertigender Nachteile (Strukturvergleich) seitens der EVU. Nach einem Urteil des Bundesgerichtshofes (BGH) aus dem Jahr 1972, der feststellte, daß es nicht mißbräuchlich sei, bei der Setzung der Strompreise diejenigen Kosten voll zu berücksichtigen, die durch strukturelle Besonderheiten des Versorgungsgebietes verursacht würden, wurde der Unterschied zwischen unternehmensindividuellen und strukturbedingten Kostenunterschieden rechtlich herausgehoben.[890] Da jedoch die Durchführung eines Strukturvergleichs zwischen verschiedenen Versorgungsgebieten mit zumutbarem Aufwand gar nicht möglich ist, führte das BGH-Urteil nach Meinung vieler Experten dazu, daß die spezielle Mißbrauchsaufsicht für EVU nach §104 GWB seit 1974 "praktisch zum Erliegen gekommen ist".[891] Allerdings ist die disziplinierende Wirkung der bestehenden kartellrechtlichen Prinzipien bei der Festlegung der Sondervertragskonditionen vor allem bei kommunalen EVU eine nicht zu vernachlässigende Tatsache.

5.2.4 Zum Verhältnis der unterschiedlichen Ansätze staatlicher Aufsichtstätigkeit

Verhältnis von Fach- zur Preisaufsicht

---

[887] Vgl. NRW-Kartellbericht 1986/87, S.237; Stahl in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.II125f.

[888] Vgl. Stahl in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.II126.

[889] Es handelt sich hier lediglich um eine Daumenregel, von der in Einzelfällen durchaus abgewichen werden kann.

[890] Vgl. Stahl in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.II127f.

[891] Gröner/Smeets (Regulierung), 1988, S.140. Vgl. auch Voegeli (Elektrizitätsmarkt), 1986, S.69.

Eine wichtige Überschneidung zwischen Fach- und Preisaufsicht liegt in der Anerkennung einer fertiggestellten Anlage als "betriebsnotwendig" seitens der Preisaufsicht und damit die Sicherstellung einer Überwälzung der Anlagenkosten auf die Strompreise. Es stellt sich die Frage, ob die Preisaufsicht überhaupt noch einen Entscheidungsspielraum hat, wenn die Fachaufsicht in Wahrnehmung der Investitionskontrolle nach §4 EnWG auf eine Untersagung der Anlage verzichtet und sie somit dem EVU zum Bau freigegeben hat.[892] Die Frage stellt sich dann in besonderer Schärfe, wenn es sich bei der betreffenden Anlage offensichtlich um eine Fehlinvestition handelt, die entweder für die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung nicht notwendig oder unter dem Aspekt der Kostengünstigkeit als zu teuer zu beurteilen ist. Rechtlich gesehen kann die Preisaufsicht durchaus noch einen Entscheidungsspielraum besitzen.[893] In der Praxis jedoch ist - zumindest öffentlich - kein Fall bekannt, in dem die Preisaufsicht einer von der Fachaufsicht nicht untersagten Investition die Betriebsnotwendigkeit ganz oder teilweise abgesprochen hätte.

Eine weitere Überschneidung zwischen Fach- und Preisaufsicht besteht in der Anerkennung der Kosten von im Bau befindlichen Anlagen. Obwohl hier im Grundsatz Übereinstimmung besteht, diese Kosten erst nach Fertigstellung der Anlage und der Anerkennung ihrer Betriebsnotwendigkeit in die Strompreise zu überwälzen, kam und kommt es in der Praxis häufiger zu Ausnahmeregelungen. So konnten beispielsweise die Investitionen in Rauchgasreinigungsanlagen in den 80er Jahren sofort auf die Strompreise umgelegt werden, und die Bauzinsen von Anlagen werden wegen der langen Bauzeiten meist bereits während des Baus aufsichtlich anerkannt.[894]

Verhältnis von Preis- zur Kartellaufsicht

Obwohl eine kartellrechtliche Preishöhenkontrolle im Tarifabnehmerbereich aus rein rechtlicher Sicht nicht von vorneherein verworfen werden kann,[895] findet sie in der Praxis seit langem nicht mehr statt. Die Aufgabenverteilung erscheint demnach klar: Während die Preisaufsicht die Höhe der Tarifkundenpreise festlegt und auf der Grundlage der Kostenträgerrechnung den Sondervertragskunden ihren Anteil an den Gesamterlösen zuweist, hat die Kartellaufsicht lediglich die Möglichkeit, die Gestaltung der Sonderverträge in Höhe und Struktur nachträglich als mißbräuchlich zu beanstanden.

---

[892] Klier vom bayrischen Wirtschaftsministerium formuliert die herrschende Meinung so: "Wenn das Wirtschaftsministerium als Energieaufsichtsbehörde eine Investitionsentscheidung nicht beanstandet, da sie auch aus der Sicht der Aufsicht sinnvoll erscheint, dann können die Preisbehörden nicht Jahre später mit dem Wissen der Gegenwart sagen, diese Entscheidung war falsch, wir können die Folgekosten nicht als die einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung anerkennen." Klier (Rechtsfragen), 1983, S.33. Ein Vorgehen wie beim "Used and Useful Test" in den USA (vgl. Kapitel 4.2.3.2.1) wird demnach für die Bundesrepublik ausgeschlossen.

[893] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.250f.

[894] Vgl. Klier (Rechtsfragen), 1983, S.36; vgl. auch Punkt 8.5 im K-Bogen, wo diese Möglichkeit ausdrücklich angeboten wird.

[895] Vgl. dazu im Zusammenhang mit der Verabschiedung der neuen BTOElt die Artikel von Markert (Preisaufsicht und Kartellrecht), 1990, und Jüngst (Kartell- und Preisaufsicht), 1990.

Verhältnis von Fach- zur Kartellaufsicht

Wie bereits erwähnt, muß sich die Kartellbehörde nach §103 Abs.4 GWB bei ihren Entscheidungen mit der Fachaufsicht "ins Benehmen" setzen. Zielkonflikte könnten sich dadurch ergeben, daß das GWB die Sicherung eines wirksamen Wettbewerbs verfolgt, während das EnWG eine sichere und kostengünstige Energieversorgung sicherstellen will. Nach herrschender Auffassung ist allerdings die Zielsetzung des EnWG das maßgebliche Leitbild für die Anwendung des Kartellrechts;[896] kartellrechtlich u.U. wünschenswerte Investitionen (z.B. Stichleitungen) könnten nach dieser Auffassung von der Fachaufsicht untersagt werden, wenn dies einer sicheren und kostengünstigen Energieversorgung zuwiderliefe.

[896] Vgl. z.B. Stahl in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.II15ff.

5.2.5 Konzeptionelle und praktische Kritik an der bundesdeutschen Energieaufsicht

Die ökonomische Kritik am derzeitigen System staatlicher Aufsicht über EVU in der Bundesrepublik hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Eng damit zusammen hängen die für eine breite Öffentlichkeit sichtbar gewordenen Fehlplanungen und -investitionen der EVU.

> "Die Öffentlichkeit scheint allmählich stutzig zu werden, von welcher Ordnung ein Wirtschaftszweig sein muß, der - politisch erzwungen oder nicht - Milliardeninvestitionen in den Sand setzen kann, ohne dabei mit der Wimper zu zucken."

merkt *Möschel* als Vertreter des für "mehr Markt" auch in der Energiewirtschaft eintretenden *Kronberger Kreises* an.[897] Dies scheint der Preis dafür zu sein, daß "das Prinzip der Kontrolle .. hierzulande weitgehend durch das Prinzip Vertrauen ersetzt (wird)".[898]

Die im weitesten Sinne systemimmanente Kritik am bestehenden Aufsichtssystem, wie sie seinerzeit erstmalig und ausführlich von der Monopolkommission in ihrem ersten Hauptgutachten 1973/75 geäußert wurde,[899] ist zu unterscheiden von der Grundsatzkritik am Aufsichtssystem insgesamt, wie sie beispielsweise die Deregulierungskommission in ihrem Gutachten an die Bundesregierung formuliert hat.[900] Stimmt die Defizitanalyse bei beiden Sichtweisen in großen Teilen noch überein, stehen sich die daraus gezogenen Konsequenzen diametral gegenüber: Während die Monopolkommission einer grundlegenden Reform des Aufsichtssystems das Wort redet, propagiert die Deregulierungskommission dessen weitgehende Abschaffung,[901] da sie u.a.

- von einer *prinzipiell* nicht widerlegbaren Überlegenheitsvermutung des Wettbewerbs im Hinblick auf ökonomische Effizienz und Innovationsverhalten ausgeht

- die Möglichkeiten der Preisaufsicht grundsätzlich in Frage stellt, die Kosten der EVU richtig einzuschätzen.[902]

Aus den in Kapitel 2.6 dargelegten Gründen soll im folgenden die konstruktive Kritik im Vordergrund stehen, die dafür genutzt werden kann, Reformansätze zu identifizieren und zu einer Verbesserung des Systems beizutragen.

Diese Kritik am bestehenden Aufsichtssystem wird in der folgenden stichwortartigen Zusammenstellung den beiden Kategorien "konzeptionelle Kritikpunkte" und "Kritik an der Aufsichtspraxis" zugeordnet.

---

[897] Möschel (Energiepolitik), 1989, S.90.

[898] Bolle (Wettbewerb), 1990, S.31.

[899] Vgl. Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, S.407-423.

[900] Vgl. Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.45-57.

[901] Ebenda, S.46 und 49.

[902] Eine pragmatische Gegenposition vertritt hier Münch: "Eine Verbesserung des Systems ist sicher möglich, auch sollte sich nach Durchführung einer Vielzahl von Verfahren nach und nach ein erheblicher Fundus an Vergleichs- und Erfahrungswerten als Hilfsmittel der Kontrolle ansammeln." Münch (Öffentliche Bindung), 1983, S.254.

5.2.5.1 Konzeptionelle Kritikpunkte

- Die Energiefachaufsicht kann als Prüfkriterium für die Untersagung von Energieanlagen nur die in der Präambel des EnWG genannte und nicht weiter operationalisierte Formel "so sicher und billig wie möglich" bzw. die darauf aufbauende jeweils herrschende Gemeinwohl-Interpretation heranziehen. Der gesetzliche Auftrag verbirgt sich hier hinter einem unbestimmten Rechtsbegriff, dessen Auslegungsspielraum gerichtlich nicht geklärt ist. Insbesondere wäre zu klären, wie mit den Problemen Überkapazitäten, Fehlinvestitionen und außerordentliche Kostensteigerungen umzugehen ist und wie dabei ein unternehmerisches Risiko für die EVU verankert werden kann, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.[903]

- Die institutionelle Trennung von Fach- und Preisaufsicht und die daraus resultierende faktische Bindungswirkung der Entscheidungen der Fachaufsicht gegenüber der Preisaufsicht im Bereich der Investitionskontrolle wurde bereits problematisiert. Eine Preisaufsicht, der das Instrument der Investitionskontrolle im Hinblick auf eine Beurteilung der Betriebsnotwendigkeit und Kosteneffektivität von Investitionen aus der Hand genommen ist, ist in ihren Möglichkeiten drastisch eingeschränkt.[904]

- Die Preisaufsicht ist nach der BTOElt nur für die Tarifkunden, nicht aber für die Abkommen zwischen EVU und Verteilerunternehmen (Lieferverträge) bzw. zwischen EVU und Endverbrauchern (Sonderverträge für Industriekunden und größere Gewerbekunden, Sonderabkommen für Nachtspeicherheizungen) zuständig ("gespaltene Aufsicht"). Obwohl die BTOElt die Prüfung der *gesamten* Kosten- und Erlöslage des EVU vorschreibt, kann die Preisaufsicht nach herrschender Meinung beispielsweise bei einer durch die Kostenträgerrechnung identifizierten Überdeckung der Erlöse im Sondervertragsbereich keine Preissenkungen im Tarifkundenbereich veranlassen, sondern allenfalls eine beantragte Preiserhöhung verweigern.[905] Sie kann ansonsten lediglich bei der Kartellaufsicht darauf hinwirken, daß dieser Sachverhalt von ihr aufgegriffen und mit Hilfe des "Vergleichsmarktkonzeptes" überprüft wird.

- Der Mißbrauchsaufsicht über den Preis allerdings fehlen die Kriterien zur Beurteilung der Angemessenheit von Strompreisen. Das dem Mißbrauchsverfahren zugrundeliegende "Vergleichsmarktkonzept" ist nach weit verbreiteter Meinung dafür ungeeignet.[906]

---

[903] Vgl. zu diesen Fragen Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, insbesondere S.221-235 und S.265-271

[904] Vgl. Hölker (Ordnung), 1984, S.424; Hennicke (Kommunalisierung), 1987, S.100.

[905] Vgl. Fn 54.

[906] Vgl. dazu Kantzenbach (Leitbild), 1977, S.41; Emmerich (Ausnahmebereich), 1979, S.5; Schwark (Mißbrauchsaufsicht), 1980; Hölker (Ordnung), 1984, S.424; Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.107ff.; Voegeli (Elektrizitätsmarkt), 1986, S.69; Gröner/Smeets (Regulierung), 1988, S.139f.

- Preis*senkungen* infolge einer Nachkalkulation sind rechtlich nicht durchsetzbar, da einmal genehmigte Tarife nicht rückwirkend korrigiert werden dürfen und bei abgelehnten Preiserhöhungsanträgen jedenfalls die alten Tarife weitergelten.

- Die Aufsichtsbehörden sind als Verwaltungsbehörden der Länder von den politischen und fiskalischen Interessen der jeweiligen Landesregierung stark beeinflußbar. Insbesondere bei Kapitalbeteiligungen der Länder an den Landesunternehmen (z.B. Bayernwerk, Badenwerk) entsteht eine Situation, in der das Land die Aufsicht über das eigene Unternehmen innehat und diese dadurch zur Farce wird.[907] Aber auch generell kann die Aufsicht über die i.d.R. gemischt-wirtschaftlichen EVU zu Interessenkollisionen zwischen der Verbraucherschutzfunktion der Aufsicht und den finanziellen Interessen der an den EVU beteiligten öffentlichen Körperschaften (Dividenden, Konzessionsabgaben etc.) führen.

- Insbesondere Verbund-EVU operieren i.d.R. länderübergreifend. Eine Länderaufsicht greift deshalb zu kurz, wenn es beispielsweise um die Beurteilung von Investitionsvorhaben unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten geht. Schon die Monopolkommission forderte nicht zuletzt aus diesem Grund in ihrem Gutachten 1973/75 die Schaffung einer zentralen Bundesbehörde.[908]

- Eine Öffentlichkeitsbeteiligung bei den unterschiedlichen Aufsichtsverfahren war vom Gesetzgeber nicht vorgesehen, es handelt sich bei ihnen um reine Verwaltungsakte.[909] Gerade vor dem Hintergrund der möglichen Interessenkollisionen bei öffentlicher Kontrolle über öffentliche und gemischtwirtschaftliche Unternehmen erscheint dieser Punkt unter Verbraucher- und Umweltschutzgesichtspunkten von

---

[907] Vgl. Voegeli (Elektrizitätsmarkt), 1986, S.69; Schneider (Alternativen), 1987, S.139.

[908] Vgl. Monopolkommission (Wettbewerb), 1976, S.422; vgl. auch Kantzenbach (Leitbild), 1977, S.41; Hölker (Ordnung), 1984, S.424.

[909] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.264.

besonderer Wichtigkeit.

5.2.5.2 Kritik an der Aufsichtspraxis

- Die Überprüfung der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung im Rahmen der Strompreisaufsicht an Hand von Durchschnittswerten der Kosten vergleichbarer EVU findet z.Z. - wenn überhaupt - nur auf das jeweilige Bundesland bezogen statt. Ein bundesweiter Austausch von Daten, wie ihn die EVU im Rahmen des Überörtlichen Betriebsvergleichs (ÜBV) durchführen, fehlt auf der Ebene der Aufsicht. Eine breitere Datenbasis könnte zudem der Möglichkeit von Konzern-EVU, bei der konzerninternen Leistungserstellung für das EVU (z.B. Lieferung von Anlagenteilen durch ein Unternehmen unter dem gleichen Konzerndach) erhöhte Kostenansätze in Anschlag zu bringen, vorbeugen, indem sie Kostendaten anderer Erzeuger-EVU, die die Leistungen auf dem Markt nachfragen müssen, zusammenträgt.

- Die Praxis der Erstreckungsgenehmigungen der Strompreisaufsicht widerspricht der Kostenorientierung der Strompreisgestaltung, wie sie in der BTOElt vorgeschrieben wird. Insbesondere vor dem Hintergrund zunehmender kommunaler energiepolitischer Aktivitäten wie Programme zur Energieeinsparung oder die Nutzung dezentraler umweltfreundlicher Stromerzeugungsmöglichkeiten wird die Erstreckung der heutigen energiepolitischen Situation nicht mehr gerecht.

- Auch das von der Kartellaufsicht praktizierte Horizontal-/Vertikalprinzip im Sondervertragskundenbereich kann u.U. hemmend in Bezug auf kommunale und regionale energiepolitische Aktivitäten wirken (vgl. dazu auch Kapitel 7.3).

- Der Preisaufsicht fehlt in der Praxis der Wille, Prognosefehler (Absatz, Kosten) bei einer Nachkalkulation zu identifizieren und sie beim nächsten Preiserhöhungsantrag entsprechend zu berücksichtigen.

- Die Aufsichtsbehörden, die in allen Bundesländern nur wenige MitarbeiterInnen umfassen, sehen sich einer gewaltigen Überzahl an Fachleuten gegenüber, die auf Seiten des EVU mit den Aufsichtsverfahren befaßt sind. In den alten und neuen Bundesländern zusammen dürften derzeit maximal 40 Leute mit der Strompreisaufsicht über rund 500 EVU beschäftigt sein, was das derzeitige politische Desinteresse an einer solchen Aufsicht dokumentiert.

- Nicht nur die Ausstattung mit ausreichendem und qualifiziertem Personal, sondern auch die Ausstattung mit Sachmitteln wie z.B. mit EDV und entsprechenden Computerprogrammen ist z.Z. völlig unzureichend. So hat mit wenigen Ausnahmen bisher kaum eine Preisaufsichtsbehörde eine EDV-Anlage, um eine Prüfung der Kosten- und Erlöslage oder der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung durchzuführen.

Über all dieser im weitesten Sinne systemimmanenten Kritik an der Funktionsfähigkeit der Aufsicht, die sich durch entsprechende Reformschritte ganz oder teilweise beseitigen ließe, steht die Frage, ob es selbst bei einer umfassenden Reform des Aufsichtssystems möglich sein kann, ein marktmächtiges Unternehmen wie beispielsweise das RWE, das allein rund 34% der gesamten bundesdeutschen Stromerzeugung und etwa 40% der Stromverteilung der öffentlichen Versorgung auf sich vereinigt, im Hinblick auf gesamtwirtschaftliche Zielsetzungen zu kontrollieren und zu regulieren. Das folgende Fallbeispiel legt nahe, diese Frage zu verneinen. Angesichts dieser Situation sehen viele Regulierungsbefürworter das wettbewerbspolitische Instrumentarium der Entflechtung - sowohl in horizontaler als auch in vertikaler Richtung - gegenüber dem wettbewerbspolitischen Instrumentarium der Regulierung als vorgelagert an.[910] Der Einsatz dieses Instruments jedoch würde ein Ausmaß an politischer Durchsetzungsfähigkeit gegenüber der Elektrizitätswirtschaft voraussetzen, das zu unterstellen an der Realität vorbeiginge.

Exkurs: Die politischen Grenzen der bundesdeutschen Strompreisaufsicht: Das Fallbeispiel RWE 1986

Am 28. April 1986 stellte das RWE einen Antrag auf Erhöhung der Strompreise für Tarifkunden um 4,9% (durchschnittlich 1,2 Pf/kWh) zum 1. Juli. Begründet wurde dieser Antrag mit Mehrbelastungen im Umweltschutzbereich, was sich im wesentlichen auf die Nachrüstung der Braun- und Steinkohlekraftwerke mit Rauchgasreinigungsanlagen im Gefolge der Großfeuerungsanlagenverordnung bezog.

Gestützt auf die Kosten- und Erlöslagenprüfung und die Prüfung der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung durch die nordrhein-westfälische Strompreisaufsicht kürzte der damalige Wirtschaftsminister *Jochimsen* diesen Erhöhungsantrag auf 2,65%, wirksam zum 15. Juli. Als wesentliche Kürzungsgründe wurden der Öffentlichkeit genannt:

---

[910] Vgl. dazu Kantzenbach (Leitbild), 1977, S.44; Hennicke u.a. (Energiewende), 1985, S.29f.

- Berücksichtigung von Beteiligungserträgen der RWE-Töchter aus stromfremden Bereichen (z.B. Heidelberger Druck, Hochtief) bis zu 50%[911]
- gestiegene Zuschüsse aus dem "Kohlepfennig" infolge des drastischen Ölpreisverfalls.[912]

Anfang August reichte das RWE Klage gegen diese Entscheidung beim Verwaltungsgericht Gelsenkirchen ein mit der Begründung, daß die genehmigte Preisanhebung nicht ausreiche, "die außergewöhnlichen Kostenbelastungen durch die aktuellen Umweltschutzmaßnahmen zu decken".[913]

Nach einer längeren "Denkpause" hinter den Kulissen trat das RWE-Vorstandsmitglied *Klätte* am 14. Januar 1987 vor die Presse und verkündete einen Verzicht auf die noch ausstehende Differenz sowie auf die geplante Strompreiserhöhung für 1987, da "die Zuschüsse aus dem Topf des Dritten Verstromungsgesetzes aufgrund des Ölpreisverfalls spürbar höher sind als erwartet."[914] Im Geschäftsjahr 1986/87 (1. Juli 1986 bis 30. Juni 1987) flossen rund 150 Mio. DM mehr in die Kasse des RWE als im Vorjahr; die Gesamteinnahmen aus dem "Kohlepfennig" lagen bei rund 850 Mio. DM für 8,8 Mio.t verstromter deutscher Steinkohle, wovon 250 Mio. DM wegen eines Defizits im Kohlepfennig-Topf auf neue Rechnung vorgetragen wurden.[915]

Hätte die nordrhein-westfälische Strompreisaufsicht weiterhin auf ihren 1986 festgestellten Kürzungen bestanden und zusätzlich die unerwartet hohen Mehreinnahmen aus dem Kohlepfennig bei der Kosten- und Erlöslagenprüfung berücksichtigt, hätte es 1987 zu einer *Senkung* der Stromtarife kommen müssen, oder aber diese außerplanmäßigen Mehreinnahmen hätten beim nächsten Erhöhungsantrag des RWE berücksichtigt werden müssen (vgl. auch Urteil des BayVGH in Abschnitt 5.2.2.3). Da offensichtlich weder das eine noch das andere erfolgte, muß das RWE als klarer Gewinner dieser Auseinandersetzung angesehen werden. Dies wurde der Öffentlichkeit deutlich, als wiederum *Klätte* eine "Übereinstimmung" mit der Düsseldorfer Preisbehörde dahingehend verkündete, daß Beteiligungserträge aus nicht der Stromversorgung zugehörigen (Konzern-)Bereichen in Zukunft bei der Tariffestsetzung nicht angerechnet werden dürfen.

> "Außerdem wolle die Behörde dabei die Verzinsung des für die Stromversorgung eingesetzten Kapitals in dem der Praxis anderer Bundesländer entsprechenden Maß berücksichtigen. Darauf konnte man lt. Klätte mit dem 'Entgegenkommen' des Verzichts auf eine Nachbewilligung der 1986 verfügten Kürzungen am Tarifänderungsantrag reagieren."[916]

Der Ausgang jener Auseinandersetzung zwischen Preisbehörde und EVU verdeutlicht die Grenzen, die einer von politischen Entscheidungen, "Übereinstimmungen" und "Entgegenkommen" abhängigen

---

[911] Rheinische Post vom 2. August 1986; Rheinische Post vom 15. Januar 1987.

[912] Westdeutsche Allgemeine vom 12. Juli 1986.

[913] Münstersche Zeitung vom 6. August 1986.

[914] Kölner Stadt-Anzeiger vom 15. Januar 1987. Zur Berechnung dieser Zuschüsse vgl. RWI (EG-Binnenmarkt), 1991, S.102ff.

[915] ZfK, Heft 2, 1988, S.9.

[916] Ebenda.

Strompreisaufsicht in der Bundesrepublik gesetzt sind. Es ist vermutlich nicht die Scheu vor dem Klageweg gewesen, die die Preisbehörde zum Einlenken bewogen hat, sondern vielmehr der politische Druck, den ein Unternehmen mit rund 100.000 Beschäftigten und einem Steueraufkommen von 1,5 Mrd. DM (1991/92) auf die jeweilige Landesregierung auszuüben vermag.

Letztlich ist hier der Deregulierungskommission Recht zu geben, wenn sie bemerkt:

> "In jedem Fall ist es hochproblematisch, um nicht zu sagen skandalös, daß Unternehmen, die in einem wesentlichen Teil ihres Geschäftsbereichs eine staatlich geschaffene und staatlich gesicherte Monopolstellung innehaben, durch die Handhabung der staatlichen Preisaufsichtspflicht gerüstet werden zu einem Feldzug der Unternehmensaufkäufe, wie man ihn in den vergangenen Jahren erlebt hat."[917]

Exkursende

5.2.5.3 Fazit

Das bundesdeutsche System der Energieaufsicht ist in den letzten 20 Jahren von unterschiedlichen Seiten aus unterschiedlichen Interessenlagen heraus zum Teil heftig kritisiert worden. Häufig wurde dabei jedoch auf der Stufe der Fundamentalkritik, die das Aufsichtssystem prinzipiell in Frage stellt, verharrt, ohne konstruktive Hinweise auf eine Verbesserung des bestehenden Systems zu geben.

Liegt einem an einer solchen Verbesserung und sieht man dafür prinzipiell auch Möglichkeiten,[918] ist es hilfreich, die Kritik den Kategorien "konzeptionelle" und "praktische" Kritik zuzuordnen und damit gleichzeitig die denkbaren Reformansätze zu strukturieren.

Allerdings sollten die Grenzen, die einer Verbesserung des Aufsichtssystems vor allem durch die bestehenden Machtstrukturen gesetzt sind, bereits bei der Formulierung der Reformansätze mit berücksichtigt werden, um ihre realen Konsequenzen abschätzen zu können.

---

[917] Deregulierungskommission (Marktöffnung), 1991, S.47.

[918] So z.B. Schneider, der bei einem Ausblick auf die Energiepolitik der 90er Jahre anmerkt: "In jedem Falle sollte die bestehende Regulierungspraxis verbessert werden". Schneider (Alternativen), 1987, S.139.

III. Integration, Übertragbarkeit und Reformvorschläge

6 Integration des LCP-Konzeptes in das amerikanische Regulierungssystem: Grundsätzliche Anreizprobleme sowie theoretische und praktische Ansätze zu ihrer Überwindung

Aufbauend auf den theoretischen Grundlagen des LCP-Konzeptes (Kapitel 3) sowie der empirischen Analyse des amerikanischen Regulierungssystems (Kapitel 4) wird in diesem Kapitel das Integrationsproblem des Konzeptes in dieses konkrete System diskutiert.[919]

Im ersten Abschnitt werden zunächst die grundsätzlichen Anreizprobleme aufgezeigt und analysiert, die einer Umsetzung von LCP bei unveränderter Regulierungspraxis entgegenstehen. Anschließend werden die wichtigsten theoretischen und praktischen Ansätze, die in den USA im Rahmen der Rentabilitätsregulierung diskutiert und durchgeführt wurden, dargestellt und bewertet. Schließlich wird ein Ausblick gegeben auf umfassendere theoretische Regulierungskonzepte, die im Einklang mit dem LCP-Konzept stehen und die klassische Rentabilitätsregulierung ablösen sollen.

6.1 Negative Anreize bei unveränderter Regulierungspraxis

Dem ehemaligen Kommissar der Aufsichtsbehörde in Maine, *David Moskovitz*, kommt der Verdienst zu, als erster die bestehenden Widersprüche zwischen den Zielen von LCP und der Regulierungspraxis der Aufsichtsbehörden herausgearbeitet zu haben. Er faßte seine Analyse in folgenden vier Punkten zusammen:[920]

---

[919] Dieses Kapitel beruht zu einem großen Teil auf einem vom Autor bereits veröffentlichten Artikel (Leprich (Anreizregulierung), 1991), der jedoch überarbeitet und aktualisiert wurde.

[920] Ich gebrauche für die vier Punkte eine eigene Formulierung in Anlehnung an Moskovitz (Profits), 1989, S.2. Moskovitz verwendet bei seiner Analyse die Begriffe "Gewinn" (earnings) bzw. "Profit" (profit). Ihrem Inhalt nach handelt es sich um die Differenz zwischen Erlös und (sämtlichen) Kosten, wobei er seine Aussagen ausschließlich auf Veränderungen dieser Größen bezieht, nicht auf deren absolute Höhe. Begrifflich erschien mir der deutsche Begriff "Deckungsbeitrag" für seine Aussagen jedoch treffender, wobei zwei Fälle zu unterscheiden sind:

- (1) Verkauft das EVU weniger Kilowattstunden als prognostiziert, besteht die Differenz zwischen Erlös und variablen Kosten aus der Summe von kalkulatorischem Gewinn und dem Beitrag zur Abdeckung der nichtvariablen (fixen) Kosten ("base rate"). Es handelt sich dabei also um einen "echten" Deckungsbeitrag im betriebswirtschaftlichen Sinne. Vgl. dazu auch den Exkurs im Anschluß an das Kapitel 7.2.2.2.

Forts. Fn 2:

a) Jede Kilowattstunde Strom, die ein EVU verkauft - egal wieviel ihre Erzeugung auch kostet und wie wenig ihr Verkauf einbringt - erhöht seinen Deckungsbeitrag (Summe aus Fixkostenbeitrag und Gewinn).

b) Jede Kilowattstunde Strom, die durch eine Effizienzmaßnahme eingespart oder ersetzt wird - wie wenig dies auch immer kosten mag - reduziert den Deckungsbeitrag.

c) Der einzige direkte finanzielle Aspekt der Regulierungspraxis, der die EVU motivieren könnte, (kosteneffektive) Einsparmaßnahmen durchzuführen, ist das Risiko, daß die Aufsicht die Abwälzung von bestimmten Kosten auf die Strompreise untersagen könnte.

d) Beim Strombezug von privaten Stromerzeugern (Kraft-Wärme-Kopplung, erneuerbare Energiequellen etc.) ist das EVU hinsichtlich des Bezugspreises indifferent; egal wie günstig er auch immer ist, hat er dennoch keine Auswirkungen auf die Höhe des Deckungsbeitrages und damit des Gewinns.

Diese Aussagen wurden aus der konkreten Regulierungspraxis der einzelnen US-Bundesstaaten an Hand von realistischen Rechenbeispielen hergeleitet und berücksichtigten dabei insbesondere die vielfältigen Anpassungsklauseln (*adjustment clauses*), die den EVU die Abwälzung einer Reihe von Kosten auf die Strompreise *automatisch* erlauben.[921]

- (2) Verkauft das EVU mehr Kilowattstunden als prognostiziert, besteht die Differenz zwischen Erlös und variablen Kosten ausschließlich aus (zusätzlichem) Gewinn. In diesem Fall ist Deckungsbeitrag also gleichbedeutend mit Gewinn.

Da in den USA bei der Festlegung der Strompreise üblicherweise der dem EVU gewährte kalkulatorische Gewinn bereits in der fixen Kostenkomponente enthalten ist, erscheint eine Trennung dieser beiden Größen (Fixkostenbeitrag, Gewinn), wie Moskovitz es durch die Verwendung des Begriffs "profit" nahelegt, zumindest für den Fall 1 nicht angebracht. Aus diesem Grunde soll im folgenden stets von Deckungsbeitrag im Sinne der obigen beiden Fälle gesprochen werden, nicht von Gewinn oder Profit.

Sämtliche Aussagen über die Veränderung des Deckungsbeitrages sollen sich auf einen Zeitraum beziehen, der sowohl die aktuelle als auch die folgende Periode der Strompreisfestsetzung umfaßt. Nur durch diese zweiperiodige Betrachtungsweise sind die Aussagen haltbar, da z.B. aktuell anfallende Brennstoffkosten u.U. erst in der folgenden Periode erstattet werden.

[921] Vgl. Moskovitz (Profits), 1989; vorher bereits zum gleichen Thema Moskovitz/Parker (Focus), 1988; aktuell dazu Moskovitz/Swofford (Decoupling), 1991.

Um die Ergebnisse der *Moskovitz*-Analyse besser nachvollziehen zu können, sind bei der Argumentation zwei Fälle zu unterscheiden:[922]

1.Fall: Die Grenzkosten des EVU entsprechen den variablen Kosten

Dieser Fall ist dann gegeben, wenn die Kapazitäten des EVU nicht voll ausgelastet sind und als (kurzfristige) Grenzkosten daher lediglich die variablen Kosten (v.a. Brennstoffkosten) veranschlagt werden können.

Üblicherweise liegen die Grenzerlöse des EVU über den variablen Kosten; jede zusätzlich verkaufte Kilowattstunde erhöht unmittelbar seinen Deckungsbeitrag. Aber auch in den Fällen, wo beispielsweise durch eine extrem degressive Tarifgestaltung (die höchstwahrscheinlich in den USA gar nicht genehmigt würde[923]) der Grenzerlös *unter* den variablen Kosten des EVU läge, würde jede zusätzlich verkaufte Kilowattstunde den Deckungsbeitrag erhöhen, da sie nach der üblichen Praxis der Tariffestsetzung *stets* einen Fixkostenanteil (*base rate*) und einen Brennstoffkostenanteil enthält.

Dieser Umstand läßt sich mit der Einführung von Brennstoffkosten-Anpassungsklauseln (*fuel cost adjustment clauses*) erklären, die es den EVU erlauben, sämtliche Brennstoffkosten ohne weitere Prüfung gleichmäßig auf die verkauften Kilowattstunden abzuwälzen (*pass through*).[924] Die Einführung dieser Anpassungsklauseln in den 70er Jahren hatte zum Ziel, die EVU vor der Unsicherheit steigender bzw. stark schwankender Brennstoffpreise abzuschirmen, da diese Entwicklungen von ihnen nicht beeinflußbar sind. Außerdem sollten ihnen zahllose förmliche Antragsverfahren in dieser Sache erspart bleiben. Durch die garantierte Abwälzbarkeit der Brennstoffkosten auf die Strompreise jedoch spielen sie im Entscheidungskalkül der EVU keine Rolle mehr; selbst ein Grenzerlös, der nur einen Bruchteil der Brennstoffkosten betragen würde, aber einen Fixkostenanteil enthielte, wäre für die EVU noch attraktiv.

Die Rolle der Anpassungsklauseln als Hemmnis für die Durchführung von Einsparprogrammen wurde erst durch die empirische Herangehensweise von *Moskovitz* erkannt. *Kahn et al.* beispielsweise leiteten die Bedingungen für Einkommenseinbußen der EVU durch Einsparprogramme noch rein analytisch her. Sie kamen unter Zugrundelegung eines idealtypischen Regulierungsmodells zu dem Ergebnis, daß Einsparung für EVU bei nicht ausgelasteten Kapazitäten immer dann in ihrem Interesse sei, wenn die

---

[922] Die folgende Argumentation ist der Übersichtlichkeit halber stark vereinfacht. Sie berücksichtigt weder eine differenzierte Tarifgestaltung (unterschiedliche Kundengruppen, Zeitvariabilität der Tarife etc.), noch analysiert sie den Nutzen der Energieeinsparung im Hinblick auf ihre Lastauswirkungen. Gleichwohl treffen die generellen Aussagen auch bei einer differenzierteren Argumentation zu.

[923] In den meisten Bundesstaaten der USA drängten die Aufsichtsbehörden nach Verabschiedung der PURPA-Gesetzgebung 1978 die EVU dazu, die degressiven Tarife wegen der nicht mehr vorhandenen Kostendegressionen zusätzlicher Erzeugungskapazitäten abzubauen. Heute bieten zahlreiche EVU sogar progressive Tarife an, d.h. bei jedem Mehrverbrauch wird die Kilowattstunde teurer. Vgl. Helle (Strompreisgestaltung), 1987; vgl. auch ISI (Vergleich), 1986, S.104.

[924] Da diese Klauseln den EVU offensichtlich keinerlei Anreiz bieten, die Brennstoffkosten zu minimieren, sind einige Staaten jedoch dazu übergegangen, Anreizelemente in die Klauseln einzubauen. Vgl. dazu Kapitel 4.2.3.2.3.

Grenzerlöse unter den variablen Kosten der Stromerzeugung liegen.[925] Daß dies i.d.R. gerade nicht zutrifft, haben die obigen Ausführungen gezeigt.

Die gleiche Argumentation wie für die Stromerzeugung gilt ebenso für den Strombezug: Auch seine Kosten sind i.d.R. ohne Schwierigkeiten auf die Strompreise abwälzbar[926] und spielen daher im Kostenminimierungskalkül der EVU keine Rolle.

Unter diesen Bedingungen ist offensichtlich, daß die Steigerung des Absatzes für das EVU stets die beste Strategie ist - vorausgesetzt die über die Absatzprognose hinaus erzielten Deckungsbeiträge sowie deren Zinserträge werden beim nächsten Strompreisgenehmigungsverfahren nicht rückwirkend berücksichtigt. Dies ist in aller Regel auch nicht der Fall (vgl. Kapitel 4.2.3.2.4). Es ist zudem offensichtlich, daß es für das EVU ohne Belang ist, wieviel eine eingesparte Kilowattstunde kostet. Selbst wenn sie wesentlich preiswerter als die Brennstoffkosten der Erzeugung oder gar gratis zu haben wäre, würde sie dem EVU einen relativen Verlust in Höhe des Fixkosten- und Gewinnanteils am Grenzerlös der nicht verkauften kWh bescheren ("lost revenue"). Der Zeitraum, in dem der relative Verlust für das EVU anfällt, wird zwar durch das nächste Strompreisgenehmigungsverfahren, bei dem die Absatzprognose für die neue Periode korrigiert werden und eine Erhöhung bzw. Senkung der Preise veranlaßt werden kann, begrenzt, danach gilt aber wieder die gleiche Argumentation. Der relative Verlust könnte nur dann grundsätzlich vermieden werden, wenn er für jede Genehmigungsperiode *rückwirkend* berechnet und auf die neuen Tarife umgelegt werden würde. Dabei wäre allerdings zu beachten, daß der kalkulatorische Gewinn rechnerisch nicht übertroffen werden darf.

Dieser Zusammenhang soll noch einmal an folgendem vereinfachten Beispiel verdeutlicht werden:

---

[925] Vgl. Kahn et al. (Conservation Programmes), 1987, S.249-261.

[926] Strombezüge unterliegen i.d.R. nicht der Kosten- und Rentabilitätskontrolle der bundesstaatlichen Aufsichtsbehörden, sondern gemäß dem Federal Power Act von 1935 der Federal Energy Regulatory Commission. Die FERC bedient sich bei ihrer Kontrolle allerdings der gleichen Methoden wie die bundesstaatliche Aufsicht. Diese muß demzufolge die Kosten, die dem EVU beim Strombezug entstehen, ohne weitere Prüfung anerkennen. Meist werden sie dann in die Brennstoffkosten-Anpassungsklausel einbezogen. Allerdings hat die bundesstaatliche Aufsicht dennoch eine Möglichkeit, die Abwälzung der Kosten zu verweigern, wenn sie nachweist, daß der Abschluß des Strombezugsvertrages unklug ("imprudent") gewesen ist. Die Bedingungen für den rechtlichen Bestand eines solchen Nachweises sind z.Z. aber eher ungeklärt. Vgl. dazu Joskow (Structural Change), 1989, S.136, Fußnote 18 und S.195.

Beispiel zum 1. Fall

Annahmen	
Stromabsatz	99 kWh
Brennstoffkosten	10 Pf/kWh
Grenzerlös	8 Pf/kWh
Variabler Anteil am Grenzerlös	4 Pf/kWh
Einsparkosten	5 Pf/kWh

Vom Verbraucher wird die 100. kWh nachgefragt; das EVU hat die Verpflichtung, die Nachfrage zu befriedigen. Durch die (degressive) Tarifgestaltung, die hier gewählt wurde, um den Extremfall zu verdeutlichen, liegen die Brennstoffkosten über dem Grenzerlös. Auf den ersten Blick wird man vermuten, daß das EVU die zusätzliche Nachfrage wegsparen wird, da die Einsparung nur halb so teuer ist wie die zusätzliche Erzeugung.

Um diese Vermutung zu widerlegen, müssen zunächst die übrigen Aspekte der üblichen Regulierungspraxis explizit gemacht werden:

- Die Brennstoffkosten können direkt auf die verkauften kWh umgelegt werden; es wird der Einfachheit halber unterstellt, daß dies im Beispiel vor dem Verkauf der zusätzlichen kWh geschieht. In der Realität erfolgt dies zwar erst nach dem Verkauf, dann aber incl. der bereits aufgelaufenen Zinsen für die Vorfinanzierung.
- Die Einsparkosten können nach ihrer Überprüfung auf Kosteneffektivität durch die Aufsicht ebenfalls auf die Strompreise umgelegt werden.

Situation 1: Das EVU erzeugt die zusätzlich nachgefragte kWh

$$D = (GE + (BK-VKE)/SA) - (VKE + (BK-VKE)/SA) = GE - VKE$$

mit

D	=	Deckungsbeitrag
GE	=	Grenzerlös
VKE	=	variabler Kostenanteil am Grenzerlös
BK	=	Brennstoffkosten
SA	=	Stromabsatz
EK	=	Einsparkosten
(BK-VKE)/SA	=	autom.Anpassungsklausel

D = (8 Pf/kWh + 6 Pf/kWh/100 kWh) - (4 Pf/kWh + 6 Pf/kWh /100 kWh)
= 8,06 Pf/kWh - 4,06 Pf/kWh = 4 Pf/kWh

Bei der zusätzlich verkauften kWh erhält das EVU demnach einen (zusätzlichen) Deckungsbeitrag von 4 Pf/kWh. Der Grenzerlös hat sich durch die unterstellte gleichmäßige Umlegung der zusätzlichen Brennstoffkosten automatisch auf 8,06

Pf/kWh erhöht, der variable Kostenanteil pro verkaufte kWh liegt nun bei 4,06 Pf/kWh.

Situation 2: Das EVU spart die zusätzlich nachgefragte kWh ein

Für diesen Fall läßt sich zeigen, daß sich das EVU gegenüber der Ausgangslage weder verbessert noch verschlechtert. Die aufgewendeten 5 Pf für das Wegsparen der kWh werden auf die verkauften 99 kWh gleichmäßig umgelegt. Der Grenzerlös erhöht sich dadurch auf rund 8,05 Pf/kWh, der variable Kostenanteil erhöht sich auf rund 4,05 Pf/kWh. Gegenüber der Absatzvariante wäre die Einsparvariante jedoch nur dann erlösneutral, wenn der entgangene Deckungsbeitrag in Höhe von 4 Pf/kWh zusätzlich auf die verkauften kWh umgelegt würde.[927] In diesem Fall würde das bedeuten, daß der Grenzerlös auf rund 8,09 Pf/kWh erhöht werden müßte.

Doch selbst dann ist diese Variante für das EVU die weniger attraktive, da z.B. gegenüber der Aufsicht noch die Kosteneffektivität der Einsparung nachgewiesen werden müßte, um ihre Abwälzung vornehmen zu können, während die Brennstoffkosten automatisch auf die Preise umgelegt werden können.

2.Fall: Die Grenzkosten des EVU entsprechen den (finanzmathematischen) Durchschnittskosten für neue Kapazitäten (Kraftwerke, Netze)

Dieser Fall liegt dann vor, wenn die Kapazitäten des EVU voll ausgelastet sind und jede weitere Stromnachfrage eine Ausweitung der Kapazitäten notwendig machen würde.

Falls das EVU davon ausgehen kann, daß ein neues Kraftwerk (bzw. eine Netzverstärkung oder eine neue Leitungstrasse) von der Aufsicht als betriebsnotwendig[928] angesehen und problemlos genehmigt wird, gibt es auch hier einen starken Anreiz für das EVU, den Stromabsatz auszuweiten. Durch eine Neuinvestition wird das betriebsnotwendige Vermögen vergrößert, und nur darauf genehmigt die Aufsicht eine angemessene Verzinsung, die die Eigenkapitalverzinsung beinhaltet (vgl. Kapitel 4.2.3.2.2). Befürchtet das EVU jedoch Schwierigkeiten bei der Genehmigung neuer Anlagen, wird es zunächst auf einen vermehrten Strombezug setzen, soweit dies möglich ist, da ihm in diesem Falle keine "lost revenues" entstehen.

---

[927] Die hier gewählte Definition der "lost revenues" als entgangene Deckungsbeiträge gegenüber der Mehrabsatzvariante ist die zur Zeit gebräuchlichste. Sie unterscheidet sich von der ursprünglich weit verbreiteten Lovins-Definition dahingehend, daß jener die Ausgangslage als Referenzfall wählte. Nur so ist zu verstehen, daß er z.B. in den Fällen, in denen die Einsparkosten unter den Brennstoffkosten liegen und auf die Preise umgelegt werden können, überhaupt keine Nachteile für das EVU sieht. Vgl. Lovins/Gilliam (Comments), 1986, S.3ff.

[928] S. dazu Kapitel 4.2.3.2.1.

Einsparung ist für das rentabilitätsorientierte EVU bei der bestehenden Regulierungspraxis auch in diesem Fall solange keine attraktive Alternative, solange die zusätzlichen Kapazitätskosten mit Sicherheit auf die Preise abgewälzt werden können. Nur wenn Genehmigungsschwierigkeiten beim Kraftwerkszubau befürchtet werden und vermehrter Strombezug ausgeschlossen ist, könnte es im betriebswirtschaftlichen Interesse des EVU liegen, Einsparprogramme durchzuführen. Voraussetzung dafür ist aber in jedem Fall die Anerkennung der Einsparkosten.
Neben diesen sich aus der bestehenden Regulierungspraxis ergebenden Negativanreizen für EVU im Hinblick auf das Geschäftsergebnis sind noch eine Reihe weiterer Gründe für das ursprünglich zurückhaltende Einspar-Engagement der EVU zu nennen:[929]

- Die umgehende und verläßliche Erstattung der Kosten von Einsparprogrammen war in den USA lange keine Selbstverständlichkeit; schlechte Erfahrungen in der Vergangenheit hatten die EVU mißtrauisch werden lassen.

- Einsparprogramme, die sich am *Total Resource Cost Test*[930] orientieren, führen i.d.R. zu einer Erhöhung der Tarife. Dies verbessert die Möglichkeiten industrieller und kommunaler Eigenstromerzeugung ("bypass") und führt darüber hinaus zumindest tendenziell zu einer sinkenden Nachfrage, was mit Absatzeinbußen verbunden sein kann, die über die durch Einsparprogramme bedingten hinausgehen.

- Durch Einsparprogramme werden die Möglichkeiten für eine Kapitalanlage im angestammten Geschäft verringert, d.h. Investitionen in neue Kraftwerke werden hinausgezögert oder überflüssig. Es wächst der Druck, das Unternehmen zu diversifizieren und neue Wege der Kapitalanlage zu untersuchen.

Die Summe dieser Negativanreize hat in den USA dazu geführt, neue Wege im Regulierungsverfahren zu beschreiten.

---

[929] Vgl. hierzu die Ergebnisse eines Workshops des Electric Power Research Institutes in Zusammenarbeit mit dem Edison Electric Institute (EPRI/EEI (Incentives), 1989, S.3f. und S.9); vgl. auch Rowe (NEES Experience), 1990, S.20.

[930] S. Kapitel 3.1.6.1.

6.2 Theoretische und praktische Regulierungsansätze in den amerikanischen Bundesstaaten zur Unterstützung einer LCP-orientierten EVU-Geschäftspolitik

Den Auftakt für die Suche der Aufsichtsbehörden nach Auswegen aus dem Dilemma, das sich aus den Divergenzen zwischen den Zielen des Least-Cost Planning und der traditionellen EVU-Geschäftspolitik ergibt, bildete eine Resolution des NARUC[931] *Conservation Committee* vom Juli 1988, in der für die künftige Regulierungspraxis das Ziel formuliert wurde:

> "A utility's least-cost plan for customers should be its most profitable plan."[932]

Die im Auftrag der NARUC durchgeführte Analyse von *Moskovitz* legte nahe, sich bei der Suche nach Lösungen im wesentlichen auf drei Fragestellungen zu konzentrieren:

1. Wie ist die Überwälzung der Kosten für LCP-Programme zu gestalten, damit sowohl die Interessen der EVU als auch die der Verbraucher gewahrt werden?

2. Wie lassen sich die Höhe des Stromabsatzes und die Höhe der Erlöse entkoppeln?

3. Wie läßt sich die Durchführung ehrgeiziger LCP-Programme durch positive Anreize zusätzlich motivieren bzw. mit Hilfe von Sanktionen durchsetzen?

An Hand dieser Fragenkategorien sollen im folgenden die wichtigsten theoretischen und praktischen Ansätze, die in den letzten Jahren in den USA diskutiert und durchgeführt wurden, aufgezeigt und bewertet werden.

6.2.1 Erstattung der Kosten von LCP-Programmen

Bei der Durchführung von LCP-Programmen entstehen dem EVU entsprechende Programmkosten (Informations- und Beratungskosten, Anreizzahlungen, Installationskosten, administrative Kosten etc.). Das Konzept des Least-Cost Planning sieht vor, daß im Sinne volkswirtschaftlicher Effizienz nur solche Einsparmaßnahmen durchgeführt werden sollen, die im Vergleich zu den vermiedenen Kosten des EVU "kosteneffektiv" sind.[933]

Die Erstattung der Kosten hängt dadurch unmittelbar vom Nachweis der (absoluten und relativen) Kosteneffektivität der entsprechenden Maßnahmen und Programme ab. Folgende Möglichkeiten sind zu unterscheiden:

- Prüfung der erwarteten Kosteneffektivität der Einsparmaßnahmen *vor* der Durchführung der

---

[931] National Association of Regulatory Utility Commissioners = Bundesverband der Regulierungskommissare in den USA.

[932] Zitiert nach Wiel (Electric Efficiency), 1989, S.13.

[933] S. Kapitel 3.1.6.1.

Maßnahmen; bei positivem Ergebnis werden die entstandenen Kosten (vorbehaltlich ihres tatsächlichen Anfalls) anerkannt.

- Prüfung der Kosteneffektivität der Einsparmaßnahmen *nach* ihrer Durchführung durch Verifizierung/Messung der Einsparresultate; bei negativem Ergebnis werden die entstandenen Kosten nicht anerkannt.

Beide Möglichkeiten lassen sich mit einer Überprüfung der tatsächlichen Umsetzung der Einsparmaßnahmen seitens der EVU sowie der Effizienz der Umsetzungsprogramme verknüpfen.
Die von der Aufsicht genehmigten LCP-Kosten können dann im wesentlichen auf drei Arten erstattet werden:[934]

1. Einführung einer Anpassungsklausel für LCP-Kosten *(Adjustment Clause)*

   Ähnlich wie bei der Anpassungsklausel für die Brennstoffkosten werden die beim Strompreisgenehmigungsverfahren prognostizierten Kosten von LCP-Programmen in die Tarife eingerechnet; bei Überschreitung des Ansatzes erfolgt automatisch ein Zuschlag, der als solcher auf den Stromrechnungen aller Kunden erscheint (*surcharge*). Bei einer Unterschreitung erfolgt in gleicher Weise eine Gutschrift (*bonus*).
   Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, daß dem EVU zuverlässig und umgehend die Kosten für die genehmigten LCP-Programme erstattet werden und ihm dadurch eine entsprechende Sicherheit geboten wird. Allerdings könnte das getrennte Erscheinen der LCP-Kosten auf den Stromrechnungen der Verbraucher eine negative Wirkung auf die Akzeptanz von LCP-Programmen (vor allem bei den Nicht-Teilnehmern der Programme) haben.

2. Einrichtung eines Ausgleichskontos *(Balancing Account)*

   Auch hier wird zunächst die Höhe der zukünftigen LCP-Ausgaben beim Strompreisgenehmigungsverfahren prognostiziert und in die Tarife eingerechnet. Darüber hinaus wird beim EVU ein Ausgleichskonto eingerichtet, das etwaige Unter- und Überschreitungen zu bestimmten Stichtagen festhält. Beim nächsten Genehmigungsverfahren wird der Saldo dieses Kontos zusammen mit dem Ansatz für die zukünftigen LCP-Ausgaben in die neuen Tarife eingerechnet. Etwas komplizierter wird diese Vorgehensweise dann, wenn auf Über- und Unterschreitungen des ursprünglichen LCP-Budgets Soll- und Habenzinsen berechnet werden. Dieses Verfahren vermeidet die Gefahr einer negativen *Publicity* für LCP-Programme, da die Kosten stets direkt in die Strompreise eingerechnet werden.

3. Nachträgliche Bewilligung der LCP-Ausgaben und Einrichtung von Bilanzkonten

   Dieses Verfahren lehnt sich stark an die Vorgehensweise bei im Bau befindlichen Anlagen der

---

[934] Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990, S.6ff.

Angebotsseite an (vgl. Kapitel 4.2.3.2.1). Sämtliche Ausgaben werden in einem Bilanzkonto (*Construction Work in Progress*) festgehalten und nach Genehmigung der Anlage seitens der Aufsicht in das betriebsnotwendige Vermögen (*rate base*) eingestellt, das dann mit einer "angemessenen" Rate verzinst wird. Üblicherweise werden zusätzlich die Zinsansprüche, die durch die Vorfinanzierung der Anlage entstehen (Fremd- und Eigenkapitalverzinsung), in ein Konto der Gewinn- und Verlustrechnung eingestellt ("Allowance for Funds Used During Construction") und nach Genehmigung der Anlage ebenfalls dem betriebsnotwendigen Vermögen zugeschlagen. Die Vorfinanzierung von LCP-Programmen könnte in gleicher Weise vorgenommen werden.

Bei diesem Verfahren werden Angebots- und nachfrageseitige Optionen gleich behandelt. Eine nachträgliche Bewilligung der Kosten von LCP-Programmen könnte mit einer Überprüfung der tatsächlich erreichten Einsparungen verknüpft werden. Dies könnte dann allerdings eine größere Zurückhaltung der EVU bei der Durchführung von LCP-Programmen bewirken.

Grundsätzlich ist bei allen drei Möglichkeiten, die eine zuverlässige Erstattung sinnvoller LCP-Kosten gewährleisten, noch zu entscheiden, ob beim jeweiligen Strompreisgenehmigungsverfahren die genehmigten Kosten sofort in voller Höhe als Betriebskosten in die neuen Tarife einfließen (*expensing*) oder durch die Einstellung in das betriebsnotwendige Vermögen über einen Zeitraum hinweg abgeschrieben und verzinst werden sollen (*ratebasing*). Eine Studie der *Alliance to Save Energy* kam Ende 1988 zu dem Ergebnis, daß der Unterschied zwischen diesen beiden Verfahren unter dem Strich sehr gering ist (Kapitalisierung ist für das EVU unter steuerlichen Gesichtspunkten etwas vorteilhafter), daß aber *ratebasing* aus mehreren Gründen dem *expensing* vorzuziehen sei:[935]

- Es ist im Hinblick auf die Verteilung der Kosten zwischen den (Kunden-) Generationen gerechter.
- Es gibt den EVU das Gefühl, daß Optionen der Angebots- und der Nachfrageseite gleich behandelt werden. Dies erscheint insbesondere für die Einsparmaßnahmen angebracht, die zu gut nachvollziehbaren Kapazitätseinsparungen beim EVU führen.[936]
- Es ist für umfangreiche LCP-Programme angemessener, da es große Preissprünge vermeidet.
- Es bietet den EVU in der derzeitigen Situation, in der sie kaum noch neue Kraftwerke bauen können, eine Möglichkeit, den Umfang ihres betriebsnotwendigen Vermögens zu stabilisieren.

Die EVU reagierten auf diese Methode lange Zeit eher zurückhaltend, da ihnen die Kostenerstattung für LCP-Programme insgesamt zu unsicher erschien, sie zudem befürchteten, daß ihnen die Aufsichtsbehörden dann noch umfangreichere LCP-Aktivitäten vorschreiben würden und sie die Reaktion der Kapitalmärkte auf eine veränderte Zusammensetzung ihres betriebsnotwendigen Vermögens noch nicht einschätzen konnten.[937] Heute jedoch spielen zumindest in den aktivsten LCP-Bundesstaaten diese

---

[935] Vgl. Reid (Ratebasing), 1988, S.30 u. S.40ff.

[936] Vgl. dazu DeCotis (Incentive Ratemaking), 1989, S.18.

[937] Vgl. Reid (Ratebasing), 1988, S.33ff. Einsparinvestitionen gehören physisch den Kunden und stellen trotz Kapitalisierung beim EVU keine veräußerbaren Objekte dar.

Probleme offensichtlich keine Rolle mehr bzw. beim derzeitigen Umfang an LCP-Ausgaben noch keine Rolle, und die EVU akzeptieren das *ratebasing* als eine mögliche Form der Kostenerstattung.[938]
Die beschriebenen Ansätze wurden bislang u.a. in folgender Form in der Praxis angewendet:[939]

- In New York wurde den EVU *Orange & Rockland* und *Niagara Mohawk* 1989 erlaubt, die LCP-Kosten in die Brennstoffkosten-Anpassungsklausel einzubeziehen und auf diese Weise auf die Strompreise umzulegen.

- In Illinois richtete das EVU *Commonwealth Edison* auf Anordnung der Aufsichtsbehörde eine eigene Anpassungsklausel für die LCP-Kosten ein, die den Verbraucher monatlich mit den entstandenen Kosten belastet.

- In Wisconsin werden die prognostizierten Kosten für LCP-Programme stets vorab bei der Strompreisfestsetzung in die Tarife eingerechnet; Über- und Unterschreitungen des genehmigten Betrages werden in einem Ausgleichskonto festgehalten und bei der nächsten Strompreisfestsetzung, die im jährlichen Turnus erfolgt, als Betriebsausgaben verrechnet (*expensing*).

- Es gibt in Wisconsin auch einzelne Einsparprogramme, die nicht vorab in die Tarife eingerechnet werden, sondern erst nach ihrer Durchführung. Die Kosten dieser Programme werden in einem Bilanzierungskonto ("CWIP") kumuliert und jährlich in das betriebsnotwendige Vermögen eingestellt (*ratebasing*).

- In Vermont werden die LCP-Kosten ähnlich behandelt wie in Wisconsin: Ein Teil wird vorab in den Tarifen weitergegeben, und Abweichungen werden in einem Ausgleichskonto festgehalten, ein anderer Teil wird in einem Bilanzierungskonto kumuliert und dann in das Vermögen eingestellt. Im Unterschied zu Wisconsin gibt es in Vermont kein jährliches Strompreisgenehmigungsverfahren; daher wurde über das Bilanzierungskonto hinaus ein Konto der entgangenen Verzinsung durch Vorfinanzierung der LCP-Programme eingerichtet ("AFUDC"), das dann ebenfalls bei der Festsetzung neuer Tarife berücksichtigt wird. Diejenigen LCP-Programme allerdings, der zunächst nicht in die Tarife eingerechnet werden, werden einer *nachträglichen* Kosteneffektivitätskontrolle unterzogen. Befindet die Aufsicht, daß die Programme bestimmten Anforderungskriterien nicht genügen, werden die Kosten nicht erstattet.[940]

---

[938] Vgl. EW, April 1989, S.38, wo insgesamt 11 Bundesstaaten aufgezählt werden, in denen ratebasing von Einsparkosten bereits in die Praxis umgesetzt wurde.

[939] Die folgenden Beispiele wurden, falls nicht anders vermerkt, von Kihm übernommen. Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990.

[940] So untersagte die Aufsicht in Vermont dem EVU Central Vermont Public Service 1990 rund 4,1 Mio. US$, da diese Ausgaben nicht den aufgestellten Anforderungskriterien genügten. Vgl. EUW, July 2, 1990, S.14f.

In den übrigen angesprochenen Bundesstaaten hängt die Erstattung der LCP-Kosten davon ab, ob *vor* der Durchführung der Maßnahmen ihre Kosteneffektivität demonstriert werden kann. Ist dies der Fall, ändert auch ein anderes Ergebnis nachträglich nicht mehr die Entscheidung.

Tabelle 6.1 faßt die unterschiedlichen Ansätze der Erstattung von LCP-Kosten noch einmal zusammen. Darüber hinaus kann die Erstattung bei jeder der Möglichkeiten durch *expensing* oder durch *ratebasing* erfolgen.

Tab.6.1: Erstattung der Kosten von LCP-Programmen

	Überprüfung der Kosteneffektivität	
	vorher	**nachher**
Anpassungsklausel * nur für Einsparung * für Brennstoffkosten	 Illinois New York	
Ausgleichskonto bei vorheriger Genehmigung	California Massachusetts Vermont Wisconsin	
Bilanzkonto bei nachträglicher Genehmigung	Wisconsin	Vermont

6.2.2 Entkopplung von Stromabsatz und Erlösen

Wie in Abschnitt 6.1 gezeigt wurde, ist Stromeinsparung für das EVU immer dann finanziell von Nachteil, wenn ihm ein relativer Verlust in Höhe des Fixkosten- und Gewinnanteils am Grenzerlös der nicht verkauften kWh entsteht ("lost revenue"). Dies ist stets der Fall, wenn dem EVU unterausgelastete Kapazitäten zur Verfügung stehen, es auf vermehrten Strombezug zurückgreifen kann oder die Aufsicht für den Bau neuer Kapazitäten grünes Licht signalisiert. Es handelt sich also um einen Regelfall.
Im folgenden werden drei praktische Ansätze vorgestellt, die den Stromabsatz von den Erlösen entkoppeln.

6.2.2.1 Electric Revenue Adjustment Mechanism/ERAM in Kalifornien

Im Jahr 1982 führte Kalifornien als erster Bundesstaat eine Anpassungsklausel in seine Regulierungspraxis ein, die die Höhe der Erlöse von der Höhe des Stromabsatzes entkoppelte (*Electric Revenue Adjustment Mechanism*). Die Notwendigkeit einer solchen Entkopplung wurde u.a. mit folgenden Punkten begründet:

- Die kalifornischen EVU waren Anfang der 80er Jahre stark verschuldet. Vor dem Hintergrund eines drohenden Scheiterns des kalifornischen Atomprogramms (*Diablo Canyon, San Onofre*) waren die Kapitalmarktkonditionen für die EVU noch ungünstiger als ohnehin schon,[941] und der Kauf von EVU-Aktien wurde allgemein als riskant angesehen. Um dieses tatsächliche und vermeintliche Risiko in den Augen der Anleger und Kapitalgeber zu reduzieren und dadurch die Kapitalkosten für das EVU zu senken, wurde mit ERAM ein stabilisierendes Element eingeführt.

- Die kalifornischen EVU, die bereits Ende der 70er Jahre mit der umfangreichen Durchführung von Einsparprogrammen begonnen hatten, sollten dafür in Zukunft nicht mehr mit niedrigeren Erlösen "bestraft" werden. ERAM sollte bewirken, daß die EVU gegenüber der Höhe des Stromabsatzes indifferent werden.

---

[941] Vgl. Marnay/Comnes (ERAM), 1990, S.15.

- Die traditionelle Regulierungspraxis verleitete die EVU stets dazu, ihre Absatzprognosen im Strompreisgenehmigungsverfahren möglichst gering zu veranschlagen (*gaming*), da jede Unterschätzung unter dem Strich gleichbedeutend mit einem Zusatzgewinn war. Mit ERAM wird die Versuchung zum *gaming* quasi ausgeschaltet.

- Durch die Einführung von ERAM können langwierige Auseinandersetzungen zwischen den EVU und der *Public Utilities Commission* vermieden und die Strompreisgenehmigungsverfahren verkürzt und effektiviert werden.

ERAM ist vergleichbar mit der üblichen Brennstoffkosten-Anpassungsklausel. Anstatt auf die Brennstoffkosten bezieht sich der Anpassungsmechanismus bei ERAM jedoch auf die nicht-brennstoffbezogenen Kosten des EVU (Abschreibungen, Zinsen, Steuern, Personal- und andere Ausgaben) (*base rate*).[942] Wenn durch den Stromabsatz die von der Aufsicht genehmigten "notwendigen Erlöse" (*revenue requirements*), denen eine jährliche Absatzprognose zugrunde liegt, über- oder unterschritten werden, wird die Differenz in einem Ausgleichskonto festgehalten und monatlich auf die Verbraucher umgelegt (Zuschlag oder Gutschrift auf die Rechnung). Je nach Kontostand fallen Soll- oder Habenzinsen an, die ebenfalls berechnet und umgelegt werden. ERAM wird für jede Verbrauchergruppe getrennt berechnet.[943]

Während ERAM also *ceteris paribus* sämtliche Absatzschwankungen ausgleicht, die durch Einsparprogramme, Wetterkonditionen oder Konjunkturschwankungen der Wirtschaft bedingt sind, wird in Kalifornien die Entwicklung der Höhe der nicht-brennstoffbezogenen Kosten durch eine "Abnutzungs-Anpassungsklausel" (*Attrition Revenue Adjustment/ARA*) angepaßt. Diese berücksichtigt sowohl Inflationseffekte, Verschleiß als auch beispielsweise den Zuzug neuer Kunden. Die Verwendung von ERAM setzt stets eine Anpassungsklausel voraus, die die Höhe der notwendigen Erlöse den Veränderungen anpaßt.[944]

Ein wichtiger Gesichtspunkt des kalifornischen ERAM liegt darin, daß mit seiner Anwendung nicht bereits die Höhe des Gewinns des EVU festgelegt ist, sondern daß er einen gewissen Anreiz zur Kostenminimierung der nicht-brennstoffbezogenen Kosten (z.B. Personalkosten, Zinsen etc.) aufrechterhält. Da die Höhe der notwendigen Erlöse vorher auf Grund von Kosten*prognosen* festgelegt und durch ARA automatisch angepaßt wird, hat das EVU stets einen Anreiz, die einmal festgelegten Kostenansätze zu unterschreiten.

Kritiker von ERAM sehen die wesentlichen Nachteile in folgenden Punkten:

- Die Abschirmung von Absatzrisiken könnte die EVU zu einem sorglosen Umgang mit den

---

[942] Ebenda, S.7ff.

[943] Dies setzt eine Kostenträgerrechnung (embedded costs analysis) beim EVU voraus, die von der Aufsicht akzeptiert wird.

[944] Vgl. Marnay/Comnes (ERAM), 1990, S.10.

Versorgungswünschen der Kunden verleiten. So bräuchte man beispielsweise nicht um Industriekunden zu "kämpfen", die selber Strom erzeugen (*bypass*) oder wegen hoher Strompreise einen Teil der Produktion verlagern wollen; bei einer wetterbedingten Unterbrechung der Versorgung würde die Geschwindigkeit, mit der das EVU die Schäden behebt, die Erlöse nicht beeinträchtigen etc.[945]

- Es sind zumindest theoretisch Situationen vorstellbar, in denen eine Ausweitung des Absatzes sinnvoll und im Interesse der Verbraucher liegen kann. Dies trifft dann zu, wenn das EVU Überkapazitäten besitzt, und die Ausweitung des Absatzes weder langfristige Kapazitätseffekte hat noch die Umweltkosten der Ausweitung den zusätzlichen Nutzen übertreffen. In diesen Situationen bremst ERAM eine offensive Absatzstrategie der EVU, da sie dadurch keine zusätzlichen Erlöse erzielen können.

- Bei einer Ausrichtung der Strompreise an den Grenzkosten der Bereitstellung reduzieren sich die entgangenen Deckungsbeiträge ("lost revenues") auf ein Minimum und machen eine Anpassungklausel überflüssig.[946]

Insbesondere der erste Teil des zweiten Arguments (Überkapazitäten) führte in Kalifornien im Jahr 1986 zu starken Bestrebungen seitens der *Public Utilities Commission*, ERAM wieder abzuschaffen.[947] Durch die Inbetriebnahme der Atomkraftwerke *Diablo Canyon I* und *San Onofre* in den Jahren 1985/86 sowie durch das unerwartet hohe Angebot unabhängiger Stromerzeuger[948] waren den EVU Überkapazitäten zugewachsen, die es nun abzubauen galt. Zudem war die Eigenkapitalausstattung der EVU verbessert worden, das Zinsniveau war gesunken und die Verschuldung zurückgegangen. Nach einer mehr als dreijährigen Diskussion, in deren Verlauf bereits die Abschaffung von ERAM für Industriekunden beschlossen worden war, wurden 1989 sämtliche Abschaffungspläne wieder ad acta gelegt. Die Abschaffung nur für eine Kundengruppe erwies sich als unpraktikabel, und der Widerstand der EVU sowie der Umweltschützer[949] gegen eine Suspendierung von ERAM war - aus jeweils unterschiedlichen Interessen heraus - so stark, daß die Diskussion letztlich im Sande verlief.[950]

6.2.2.2 Regulatory Decoupling Mechanism/RDM in New York

Die *Public Service Commission* des Bundesstaates New York hat Ende August 1990 für das New Yorker

---

[945] Vgl. NYPSC (Issues Paper), 1990, S.11.

[946] Vgl. dazu z.B. die Position von Niagara Mohwak in: NYPSC (89-29: DSM Rate Incentives), 1989, S.53f.

[947] Vgl. Ziering (3R-Report), 1986.

[948] Vgl. dazu Summerton/Bradshaw (Dispersed System), 1991, S.24-34.

[949] Vgl. v.a. Cavanagh (Power Marketing), 1988, S.340ff.

[950] Vgl. Marnay/Comnes (ERAM), 1990, S.16ff.

EVU *Orange & Rockland* ein Bündel von Anpassungsmechanismen gebilligt, die unter den Oberbegriff "Regulatory Decoupling Mechanism" gestellt wurden und zunächst bis Ende 1993 in Kraft sein werden.[951]

Unter diesen Anpassungsmechanismen befindet sich auch ein ERAM, der dem in Kalifornien sehr ähnelt. Erlösunterschiede, die durch ein Auseinanderklaffen von prognostizierten und tatsächlichen Absatzzahlen entstehen, werden - egal wodurch sie verursacht wurden - in einem Ausgleichskonto erfaßt und jährlich verrechnet. Liegen die Unterschiede unter 1%, wird die Verrechnung um ein Jahr, maximal bis zum nächsten Strompreisgenehmigungsverfahren, verschoben.[952]

Im Unterschied zu Kalifornien werden die Auswirkungen durch neu hinzukommende Kunden nicht durch eine Abnutzungs-Anpassungsklausel (ARA) berücksichtigt, sondern die EVU können 50% der hinzugekommenen Nettoerlöse (Erlöse minus Brennstoffkosten minus erfolgsabhängige Steuern) einbehalten und für den zusätzlichen Aufwand (Anschluß, Erfassung etc.) verwenden.[953]

---

[951] Vgl. NYPSC (90-24: Decoupling), 1990.

[952] Ebenda, Appendix B, S.22.

[953] Ebenda, Appendix B, S.8.

Um der Befürchtung zu begegnen, daß durch einen Entkopplungsmechanismus wie ERAM die Qualität des Kundenservice leiden könnte (s.o.), wurde ein zusätzliches Anreizprogramm eingeführt. Das mit "Customer Service Incentives" bezeichnete Programm ermöglicht es dem EVU, eine zusätzliche Verzinsung seines Eigenkapitals um maximal 0,16% zu erreichen, wenn verschiedene Service-Standards, die mit Hilfe eines Punktsystems bewertet werden, erfüllt worden sind. Gelingt dies nicht befriedigend, kann dem EVU die Eigenkapitalverzinsung um bis zu 0,16% reduziert werden.[954]

6.2.2.3 Revenue Per Customer (RPC)-Ansatz in Oregon

Im April 1991 genehmigte die Washington *Utilities and Transportation Commission* dem EVU *Puget Sound Power & Light Company* eine Vorgehensweise, die ebenfalls zum Ziel hat, die Erlöse des Unternehmens vom Absatz zu entkoppeln: den *Revenue Per Customer*-Ansatz.
RPC wird als Experiment angesehen und besteht aus zwei Komponenten:[955]

- Das EVU erhebt pro Kunde eine Basis-Komponente (*base component*), die die Nicht-Brennstoffkosten enthält (Investitionskosten für Kraftwerke und Netze, Personalkosten, Gebäude etc.). Diese Komponente wird beim Strompreisgenehmigungsverfahren ermittelt, indem die Basiskosten durch die Anzahl der Kunden geteilt wird. Die Höhe dieser Komponente *pro Kunde* bleibt zwischen den Genehmigungsverfahren konstant. Jährliche Anpassungen jedoch gleichen die Differenz zwischen den von der Aufsicht *insgesamt* genehmigten Erlösen und dem Produkt aus den genehmigten Erlösen pro Kunde und der (durchschnittlichen) Anzahl der Kunden aus. Falls sich also die Anzahl der Kunden verringert, kann das EVU im nächsten Jahr einen Zuschlag (*surcharge*) erheben, im anderen Fall muß es eine Rückvergütung (*refund*) geben.

- Die sogenannte "Ressourcen-Komponente" (*resource component*) enthält die Brennstoff-, laufenden Unterhaltungs- und Strombezugskosten sowie die Kosten für LCP-Programme. Jährliche Anpassungen sorgen dafür, daß das EVU *sämtliche* anfallenden Kosten erstattet bekommt.

Der Hauptvorteil des Verfahrens wird darin gesehen, daß das EVU einen Anreiz erhält, die Basiskomponente pro Kunde durch Erhöhung der Ressourcenkomponente zu reduzieren, da es auf diese Weise einen Extraprofit erwirtschaftet. Zudem führen Einsparaktivitäten in keinem Fall zu Erlösausfällen, da die genehmigten Erlöse pro Kunde konstant gehalten werden. Auch führt eine steigende Anzahl von Kunden zu Extraprofiten, da die jährliche Anpassung der Differenz in den Erlösen aus den Basiskosten von der *durchschnittlichen* Kundenzahl in diesem Zeitraum ausgeht.
Wie die konkrete Tarifgestaltung von *Puget* aussehen wird, ist noch nicht dokumentiert. Fest steht nur, daß man weiterhin Preise für Kilowattstunden in Rechnung stellen will.[956] Seit Oktober 1991 kann *Puget*

---

[954] Ebenda, S.21.

[955] Vgl. Eachus (Energy Efficiency), 1991, S.227-229.

[956] Vgl. Harrison (Tail Fin), 1991, S.12.

pro Kunde einen jährlichen Festbetrag in Höhe von 589 US$ beim Strompreisgenehmigungsverfahren geltend machen, der alle beim EVU entstandenen Kosten für Stromerzeugung, -verteilung, -einsparung, Personalkosten, Gebäude etc. abdeckt.[957]

6.2.2.4 Weitere Ansätze

In Vermont können entgangene Deckungsbeiträge in einem Ausgleichskonto (*Account Correcting for Efficiency*) gesammelt und beim nächsten Strompreisgenehmigungsverfahren geltend gemacht werden.[958] Ihr Umfang wird an einem "runden Tisch"[959] von den EVU und den Interessengruppen des Bundesstaates festgelegt. Er darf nur aus der Durchführung von Einsparprogrammen resultieren, und die Ermittlung des Umfanges sollte auf der Grundlage tatsächlicher (statt geschätzter) Einsparungen erfolgen.
In Colorado hat die *Public Utilities Commission* im Dezember 1990 eine Verordnung verabschiedet, in der die Einführung eines ERAM vorgeschlagen wird. Die betroffenen Parteien können dazu in einem festgelegten Zeitraum Stellung beziehen, bevor eine solche Regelung endgültig verabschiedet wird.[960]

6.2.2.5 Bewertung und Ausblick

Die Einführung eines ERAM ist stringent im Sinne des Energiedienstleistungs-Ansatzes: Der Erlös und damit der Gewinn eines Energiedienstleistungsunternehmens sollte nicht von seinem Kilowattstundenabsatz abhängig sein. Der Kundenservice der EVU kann zwar durch ERAM beeinträchtigt werden; geeignete zusätzliche Anreizprogramme (vgl *Customer Incentive Program* in New York) oder Sanktionsmaßnahmen seitens der Aufsicht können hier jedoch ein Gegengewicht schaffen. Der Ansatz der Grenzkostentarifierung, der als Alternative zu ERAM vorgeschlagen wird, ist stets auf die langfristigen Grenzkosten zu beziehen und wäre dadurch keinesfalls leichter handhabbar: Neben der überaus schwierigen Bestimmung geeigneter Grenzkosten müßte ein Verfahren gefunden werden, wie mit der Über- und Unterdeckung der EVU-Kosten umgegangen werden soll.
Ein Anpassungsmechanismus wie in Vermont, der sich nur auf die Auswirkungen von Einsparprogrammen bezieht, ist im Vergleich zum kalifornischen und New Yorker ERAM problematisch. *Moskovitz* bemerkt, daß es sich hier keinesfalls um eine Entkopplung von Stromabsatz und Erlösen handele. Vielmehr steigere dieser Ansatz lediglich die Attraktivität von Einsparprogrammen für EVU, aber er unterbinde *nicht gleichzeitig* den Anreiz für EVU, den Absatz auszuweiten. Daher wirke er ausschließlich zugunsten der EVU, während es beim ERAM den Verbrauchern zugute komme, wenn der tatsächliche Absatz über der Prognose liegt.[961]

---

[957] Vgl. EUW, April 8, 1991, S.1 und 4; vgl. auch Northwest Energy News, May/June 1991, S.11f.

[958] Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990, S.17f.

[959] S. dazu auch Kapitel 4.3.4.

[960] Vgl. EUW, December 17, 1990, S.15.

[961] Vgl. Moskovitz (Profits), 1989, S.13 und Fußnote 40.

In mehreren aktiven Least-Cost Planning-Bundesstaaten wird die Einführung eines ERAM kalifornischer Prägung bereits praktiziert oder zunehmend stärker in Erwägung gezogen. Aber offenbar stellen die entgangenen Deckungsbeiträge nicht für alle EVU ein Problem dar: So sahen weder die EVU in Wisconsin noch die in Illinois die Notwendigkeit für die Einführung eines ERAM,[962] und auch die New Yorker EVU *Consolidated Edison*, *Niagara Mohawk* und *Orange & Rockland* hatten zunächst erhebliche Vorbehalte gegen seine Einführung in New York.[963]

Die Gründe dafür waren vielfältiger Natur und meist nur aus der spezifischen Regulierungspraxis des jeweiligen Bundesstaates heraus zu verstehen. So findet in Wisconsin beispielsweise ein jährliches Strompreisgenehmigungsverfahren für alle EVU statt, und darüber hinaus bestehen positive finanzielle Anreize für die EVU, LCP-Programme durchzuführen (s.u.). Zudem ist die Aufsicht in Wisconsin auch bekannt für eine konsequent einsparorientierte Haltung, was die Politik der EVU ganz wesentlich beeinflußt. Generell befürchten die EVU eine Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung seitens der Aufsicht, da sich mit ERAM das Unternehmensrisiko verringert und dadurch die Interessenvertreter der Verbraucher auf eine solche Reduzierung drängen könnten.

6.2.3 Positive Anreizprogramme

Sowohl die verläßliche und zügige Erstattung der Einsparkosten als auch die Entkopplung von Stromabsatz und Erlösen dient letztlich nur dazu, die wichtigsten finanziellen Negativanreize für die Durchführung von LCP-Programmen seitens der EVU aufzuheben. Aber darüber hinaus gibt es - wie bereits angedeutet - noch weitere Punkte, die die Zurückhaltung der EVU gegenüber solchen Programmen begründen (vgl. Abschnitt 6.1).

Daher gingen und gehen immer mehr Bundesstaaten dazu über, den EVU positive Anreize und zusätzliche Profitmöglichkeiten einzuräumen, um die bestehende Zurückhaltung gegenüber Einsparprogrammen und damit gegenüber LCP zu überwinden.

Im folgenden sollen die wichtigsten in den USA praktizierten Ansätze ("DSM Incentives") vorgestellt werden. Sie lassen sich grob drei Kategorien von positiven Anreizprogrammen zuordnen:

1. Gewährung einer zusätzlichen Verzinsung

   Innerhalb dieser Kategorie von Anreizprogrammen sind folgende Ansätze zu finden:

   * Zusätzliche Verzinsung der kapitalisierten Kosten von LCP-Programmen
   * Zusätzliche Verzinsung des Eigenkapitalanteils am betriebsnotwendigen Vermögen.

2. Shared-Savings-Programme

   Bei diesem Ansatz wird der sogenannte Nettonutzen, der bei der Durchführung von LCP-Programmen entsteht (*Net Resource Value*), zwischen den Stromkunden und dem EVU in einem bestimmten

---

[962] Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990, S.16 und 18.

[963] Vgl. Orange & Rockland (Comments), 1990; vgl. auch Niagara Mohawk Power Corporation (Comments), 1990.

Verhältnis aufgeteilt (s.u.).

3. Unkonventionelle Programme

Programme dieser Art lassen sich weder der Kategorie 1 noch der Kategorie 2 zuordnen.

6.2.3.1 Gewährung einer zusätzlichen Verzinsung als Anreizprogramm

Im Bundesstaat Washington wurde 1980 ein Gesetz verabschiedet, das den EVU für Investitionen in Einsparung, Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien eine Verzinsung ihres Eigenkapitals garantierte, die 2% über der beim Strompreisgenehmigungsverfahren festgelegten Verzinsung des Eigenkapitals liegt ("Equity Kicker"). Ziel des Programms war es u.a., die EVU zu höheren Ausgaben für LCP-Programme zu bewegen, wobei die tatsächlichen Einsparerfolge keine Rolle spielen sollten.
Insgesamt gesehen war dieses Programm nicht besonders effektiv,[964] da es

[964] Vgl. Blackmon (Conservation Incentives), 1991, S.24-27.

- das Problem der "lost revenues" nicht löste, das von der Größenordnung her die zusätzliche Verzinsung weit übertraf[965]

- die teuersten und ineffektivsten[966] Einsparmaßnahmen begünstigte ("gold plating")[967]

- LCP-Investitionen nicht sofort, sondern erst im Nachhinein - beim nächsten Strompreisgenehmigungsverfahren - "belohnte". Dieser Zeitraum kann in Washington u.U. einige Jahre umfassen, so daß die zusätzliche Verzinsung durch die Inflation wieder aufgezehrt wird.

Die *Wisconsin Electric Power Company (WEPCO)* wurde 1987 von der *Public Service Commission* in Wisconsin aufgefordert, in den nächsten Jahren insgesamt 73 Mio. US$ für Einsparmaßnahmen auszugeben, deren Kosten unter 200 US$/kW bzw. unter 2 cts./kWh liegen sollten.[968] Die Einsparausgaben sollten in das betriebsnotwendige Vermögen eingestellt, abgeschrieben und verzinst werden (*ratebasing*). Die Aufsicht stellte WEPCO eine zusätzliche Verzinsung auf die kapitalisierten Einsparinvestitionen in Aussicht, die nach den Einsparerfolgen zu bemessen und gestaffelt war: Bei Erreichen von 125 MW Einsparung bis zum April 1989 sollte WEPCO eine Verzinsung erhalten, die um 1% über der festgelegten Verzinsung für das gesamte betriebsnotwendige Vermögen liegt, bei Erreichen von 225 (250 MW) Einsparung bis Ende 1990 sollte die zusätzliche Verzinsung 1,5% (2%) betragen.
Die Einsparerfolge sollten bei diesem Programm über technische Angaben geschätzt werden (*engineering estimates*), da eine Messung der tatsächlich erreichten Einsparung als zu aufwendig und teuer empfunden wurde. *Moskovitz* weist darauf hin, daß es bei Anreizprogrammen, die auf vorher geschätzten Einsparungen beruhen, zu unerwünschten Effekten kommen kann: Eine von der Aufsicht nicht beanstandete Überschätzung der Einsparerfolge wird belohnt, eine Unterschätzung wird bestraft.[969] Das EVU hat also stets einen Anreiz, die durch Programme erreichbaren Einsparungen zu überschätzen und die Aufsicht von ihren Schätzungen zu überzeugen. Daher rät er davon ab, positive Anreizprogramme mit *geschätzten* Einsparerfolgen zu kombinieren.
Während WEPCO das erste Teilziel (125 MW) noch knapp erreichte, war im Frühjahr 1991 unklar, ob das zweite Teilziel (250 MW) ebenfalls erreicht wurde.
Insgesamt steht und fällt dieses Anreizprogramm mit der Verifizierung der erreichten Einsparungen. Bei

---

[965] Vgl. Moskovitz (Profits), 1989, S.25.

[966] Das Attribut "ineffektiv" bezieht sich hier nur auf die Maßnahmen, die bereits als kosteneffektiv anerkannt und daher genehmigt wurden. Kosteneffektvität liegt in Washington dann vor, wenn die Kosten der Einsparung unter den Durchschnittskosten von neuen nuklearen oder fossilen Kraftwerken liegen. Vgl. Reid (Ratebasing), 1988, S.10.

[967] Vgl. Wellinghoff (Cost Recovery), 1988, S.14.

[968] Vgl. Landgren (Wisconsin Experience), 1989, S.10. Die 200 US$/kW werden als "konservative" Schätzung der Kapazitätskosten einer Gasturbine angesehen, die 2 cts/kWh gelten als "konservative" Schätzung der Systemgrenzkosten.

[969] Vgl. Moskovitz (Profits), 1989, S.10.

Zugrundelegen von Schätzwerten tendiert das EVU stets zur Überschätzung seiner Einsparerfolge, wodurch die Aufsicht in besonderem Maße gefordert ist, zu einer eigenen Bewertung zu gelangen.

In New York wurde dem EVU *Orange & Rockland* im Rahmen des *Regulatory Decoupling Mechanism* in Aussicht gestellt, bei Erreichung vorgegebener Einsparziele eine höhere Verzinsung des Eigenkapitalanteils am betriebsnotwendigen Vermögen zu erreichen. Bei vollständiger Erreichung der vorher festgelegten Einsparziele konnte das EVU in den Jahren 1991/92 maximal 0,9% zusätzliche Verzinsung erreichen (1993: 1%), bei unbefriedigenden Einsparergebnissen konnte die Verzinsung um maximal 0,2% gekürzt werden.[970]
Die Einsparaktivitäten des EVU werden nach bestimmten Evaluierungskriterien am Ende jeden Jahres verifiziert; zusammen mit den vorher geschätzten Einsparungen pro Maßnahme werden dann die tatsächlichen Einsparungen festgelegt.

6.2.3.2 Shared-Savings-Programme

Wie bereits erwähnt wird bei diesem Ansatz der Nettonutzen, der bei der Durchführung von LCP-Programmen entsteht (*Net Resource Value*), zwischen den Stromkunden und dem EVU in einem bestimmten Verhältnis aufgeteilt. Der Nettonutzen ist definiert als Barwert der Nutzen-Kosten-Differenz des Programms, wobei als Diskontierungsfaktor der kalkulatorische Zinssatz des EVU angesetzt wird.
An Hand der folgenden Formel sollen die Schwierigkeiten illustriert werden, die mit der Festlegung des Nettonutzens der Einsparung verbunden sind:[971]

---

[970] Vgl. NYPSC (90-24: Decoupling), 1990, Appendix B, S.19ff.

[971] Ich verzichte hier aus Übersichtlichkeitsgründen auf die Abdiskontierung der Kosten, die über die Lebensdauer der Einsparmaßnahme anfallen. An der Argumentation ändert sich dadurch nichts. Vgl. dazu auch Kapitel 3.1.6.1 und 3.2.3.3.2.

NE = (EE*VEK + KE*VKK + EE*VUK) - PKE - TK

mit

NE	Nettonutzen der Einsparung
EE	eingesparte Energie <kWh>
VEK	vermiedene Arbeitskosten
KE	eingesparte Kapazität <kW>
VKK	vermiedene Leistungskosten
VUK	vermiedene Umweltkosten
PKE	Programmkosten des EVU
TK	zusätzliche Teilnehmerkosten

a) vermiedene Arbeits- und Leistungskosten

Das Problem der Bestimmung vermiedener Kosten (*avoided costs*) wurde im Hinblick auf die Festlegung der Einspeisevergütung für *Qualifying Facilities* im Sinne des PURPA ausführlich diskutiert.[972] Es müssen v.a. folgende Fragen geklärt werden:

* Welcher Zeithorizont wird der Berechnung zugrunde gelegt (kurzfristige vs. langfristige Grenzkosten)?
* Werden die Systemkosten des EVU ermittelt und herangezogen, oder behilft man sich mit den Kosten eines neuen Kraftwerks im entsprechenden Lastbereich (*Proxy Plant*)?
* Wie genau lassen sich die Lastauswirkungen der Einsparmaßnahmen ermitteln?
* Wird die Entwicklung der vermiedenen Kosten im Zeitablauf vorher prognostiziert und die Zahlungshöhe dann festgeschrieben, oder wird ihre Höhe in regelmäßigen Abständen neu kalkuliert und die Zahlung dementsprechend angepaßt? Wer trägt also das Risiko der Kostenentwicklung?

b) eingesparte Energie und Kapazität

Da die Anreizzahlungen für die EVU direkt mit der Höhe der Einsparerfolge verknüpft sind, gilt ihrer Bestimmung ein besonderes Augenmerk. Im wesentlichen lassen sich drei Herangehensweisen unterscheiden:

* vorherige Festlegung der Einsparung (Arbeit und Last über die gesamte Lebensdauer) für jede einzelne Maßnahme durch technische Schätzungen
* nachträgliche Ermittlung der Einsparung durch Messungen oder eine statistische Analyse der Stromrechnungen[973]

---

[972] Vgl. dazu Krause/Eto (Handbook), 1988, Kapitel V.

[973] Vgl. dazu Kihm (Mechanisms), 1990, Appendix B; vgl. auch Messenger (Idealized Process), 1989, Appendix A.

* vorherige Festlegung der Einsparung durch technische Schätzungen für einen Bruchteil der Lebensdauer (z.B. 1 Jahr), begleitende Meß- und Analyseprogramme und sukzessive Anpassung der Ausgangsschätzungen.

Eine Verifizierung des vom EVU ausgewiesenen Umfangs an Einsparmaßnahmen sowie der erzielten Teilnahmeraten kann dann zusätzlich durch die Aufsicht vorgenommen werden. Bei jeder der Varianten sind noch mögliche Verhaltensänderungs-Effekte zu berücksichtigen.[974]

c) Nettonutzendefinition

Der Nettonutzen der Einsparung läßt sich aus drei unterschiedlichen Sichtweisen heraus bestimmen (vgl. auch Kapitel 3.1.6.1):

* gesellschaftliche Sichtweise (*Societal Cost Test*)

  Diese Sichtweise entspricht der obigen Formel, wobei die Programmkosten des EVU keine Anreizzahlungen enthalten, da es sich volkswirtschaftlich gesehen dabei lediglich um Transferzahlungen zwischen Programmteilnehmern und Nicht-Teilnehmern handelt.

* volkswirtschaftliche Sichtweise (*Total Resource Cost Test/TRC*)

  Der Unterschied zum *Societal Cost Test* liegt allein darin, die vermiedenen Umweltkosten (VUK) nicht zu berücksichtigen.

* einzelwirtschaftliche Sichtweise (*Utility Cost Test*)

  Hier liegt der Unterschied zum TRC darin, daß der Teil der Einsparkosten, den die Teilnehmer selber zu tragen haben (TK), nicht berücksichtigt wird. Die obige Formel reduziert sich dann auf

$$NE = (EE*VEK + KE*VKK) - PKE$$

Die Anreizzahlungen der EVU sind bei dieser Sichtweise allerdings Bestandteil ihrer Programmkosten.

d) Teilnehmerkosten/vermiedene Umweltkosten

Während einige der Kosten, die die Teilnehmer an EVU-Einsparprogrammen über die Kosten des EVU hinaus selber tragen müssen, schwierig zu ermitteln sind (z.B. Informations- und Transaktionskosten), ergeben sich bei der Bestimmung der vermiedenen Umweltkosten *prinzipielle* Schwierigkeiten, die man allenfalls pragmatisch umgehen kann.[975]

Bei der Berechnung des Nettonutzens von *Shared-Savings*-Programmen wird ein wichtiger Aspekt deutlich: Die Einstellung der EVU zur Festlegung der Parameter verändert sich gegenüber der Berechnung der Kosteneffektivität von Einsparprogrammen. Da die EVU aus den aufgezeigten Gründen wenig Interesse an der Durchführung von LCP-Programmen hatten, versuchten sie häufig, den Nutzen

---

[974] Vgl. Kapitel 3.2.3.3.2.

[975] Zur Bestimmung vermiedener Umweltkosten vgl. Pace (Environmental Costs), 1990. Vgl. auch Kapitel 3.3.3.

dieser Programme herunterzuspielen. Die vermiedenen Kosten wurden unterschätzt, solange die Aufsicht dies nicht beanstandete, Mitnehmer-/Verhaltensänderungs-Effekte wurden überbewertet, und die vermiedenen Umweltkosten wurden völlig ausgeklammert. Bei *Shared-Savings*-Programmen jedoch liegt es im Interesse der EVU, die vermiedenen Kosten möglichst genau anzusetzen (was allerdings durch das Interesse, die vermiedenen Kosten für die Vergütung der *Qualifying Facilities* möglichst niedrig anzusetzen, überlagert werden kann), die vermiedenen Umweltkosten zu berücksichtigen und Mitnehmereffekte zu vernachlässigen.[976] Dadurch gewinnt der *Shared-Savings*-Ansatz in den Augen der Befürworter umfangreicher LCP-Programme erhebliche strategische Bedeutung.

Im Frühjahr 1991 hatten insgesamt 13 EVU einen *Shared-Savings*-Anreiz von der jeweiligen Aufsichtsbehörde genehmigt bekommen.[977] Im folgenden werden einige davon vorgestellt.

6.2.3.2.1 Die Programme von Orange & Rockland und Niagara Mohawk 1989

Im September 1989 bewilligte die New Yorker *Public Service Commission* den EVU *Orange & Rockland (O&R)* und *Niagara Mohawk (NIMO)* finanzielle Anreize für die Durchführung von Einsparprogrammen, die über die Kostenerstattung der Programme und die Erstattung der entgangenen Deckungsbeiträge hinausgingen. Es handelte sich in beiden Fällen um *Shared-Savings*-Anreize.[978]

O&R wurde ein finanzieller Anreiz in Höhe von 20% des Nettonutzens der durchgeführten Einsparprogramme zugesichert. Der Nettonutzen war dabei definiert als die Summe der vermiedenen Energie-, Kapazitäts- und Umweltkosten, bezogen auf das aktuelle Jahr,[979] minus der Einsparkosten des EVU (erweiterter *Utility Cost Test*). Die Umweltkosten pro eingesparte kWh wurden in einem ersten Schritt pauschal mit 1,4 cts/kWh festgelegt,[980] wobei dieser Wert im Laufe der Zeit durch neue Schätzungen ersetzt werden kann. Die Einsparkosten, die der Verbraucher zusätzlich aufzubringen hat, wurden zugunsten von O&R nicht berücksichtigt.

Programmkosten, entgangene Deckungsbeiträge und Anreizzahlungen wurden über die Brennstoffkosten-Anpassungsklausel auf die Tarife umgelegt, wobei die Programmkosten über einen Zeitraum von 10 Jahren zu amortisieren sind. Als jährliche Obergrenze für die Anreizzahlungen wurde eine zusätzliche Verzinsung des Eigenkapitals um 0,75% festgelegt.

Als Basis für die Berechnung der Anreizzahlungen dienten die gemessenen bzw. durch Evaluierungen verifizierten Einsparungen, die sich den Einsparprogrammen zuordnen lassen. Diese sind jährlich zu

---

[976] Das EVU Orange & Rockland z.B. sieht vor dem Hintergrund seiner Shared-Savings-Anreize keine Anhaltspunkte dafür, daß das Free-rider-Problem mehr ist als "a minor, academic matter". Vgl. NYPSC (89-29: DSM Rate Incentives), 1989, S.44.

[977] Vgl. Chamberlin/Hanser (Regulatory Techniques), 1991, S.8-11.

[978] Vgl. NYPSC (89-29: DSM Rate Incentives), 1989, S.7ff.

[979] Vgl. Gallagher (DSM Incentives), 1991, S.221.

[980] Zur Herleitung dieses Wertes vgl. Putta (Environmental Externalities), 1989.

ermitteln und mit den vermiedenen Kosten des EVU, die ebenfalls jedes Jahr neu festgelegt werden, zu multiplizieren.

Das Anreizprogramm für *Niagara Mohawk* ähnelte dem von O&R, war aber weniger attraktiv für das EVU:

- NIMO erhält anstatt 20% nur 10% des Nettonutzens der durchgeführten Einsparprogramme, wobei sich dieser allerdings als Anteil des gleichmäßig über die Lebensdauer verteilten Nettonutzens berechnet.[981]
- In die Berechnung des Nettonutzens fließen keine vermiedenen Umweltkosten ein.
- Die Einsparkosten der Verbraucher, die zusätzlich anfallen, werden bei der Berechnung berücksichtigt (*Total Resource Cost Test*).

Allerdings sollte versucht werden, die durch die Programme des EVU möglicherweise erzielten Einsparungen beim Einsatz anderer Energieträger, die nicht vom EVU geliefert werden (z.B. Öl), zu berücksichtigen.

Wie beim O&R-Programm sind auch bei NIMO die Anreizzahlungen auf der Grundlage gemessener oder anderweitig verifizierter Einsparungen zu ermitteln. Die entgangenen Deckungsbeiträge sind im Unterschied zu O&R nur auf die Kundengruppe umzulegen, auf die das jeweilige Einsparprogramm zielt.

6.2.3.2.2 Das Programm von Pacific Gas & Electric 1990

In ihrer Entscheidung vom August 1990 billigte die *California Public Utilities Commission* u.a. ein *Shared-Savings*-Programm für PG&E, bei dem das Unternehmen einen Anteil von 15% des durch die Einsparprogramme erzielten Nettonutzens erhalten sollte.[982] Der Nettonutzen ist definiert als die Differenz zwischen vermiedenen Energie- und Kapazitätskosten (Erzeugung, Transport und Verteilung) und EVU-Programmkosten (*Utility Cost Test*-Kriterium). Um das grundsätzliche Manko der Nicht-berücksichtigung der Teilnehmerkosten abzumildern, sollten nur solche Einsparmaßnahmen zugelassen werden, die zusätzlich den *Total Resource Cost Test* bestehen.

Die Höhe der Einsparungen war vorher für jede einzelne Maßnahme abzuschätzen und festzulegen; nachträgliche Messungen sollten ausschließlich dazu dienen, die Schätzungen in Zukunft zu verbessern. Die Durchführung der Maßnahmen durch das EVU war von der Aufsicht zu überprüfen und vom Umfang her zu verifizieren.

Als Obergrenze für die tatsächlichen Anreizzahlungen wurde ein Wert festgelegt, der 130% der vor der Programmdurchführung erwarteten (geschätzten) Anreizzahlungen entsprach. Eine Strafe würde dann fällig, wenn bestimmte Mindestziele in Bezug auf den prognostizierten Nettonutzen der Programme nicht

---

[981] Vgl. Gallagher (DSM Incentives), 1991, S.222.

[982] Vgl. CPUC (90-08-068: Utilities Incentives), 1990, S.34.

erreicht werden (z.B. zu geringe Teilnahmeraten).[983] Sie beträgt 15% der Differenz zwischen Mindestziel und tatsächlich erreichtem Nettonutzen.

6.2.3.2.3 Das Programm von Consolidated Edison 1991

Dem größten New Yorker EVU wurde im April 1991 ein Anreizprogramm genehmigt, das als Weiterentwicklung des *Shared-Savings*-Ansatzes betrachtet werden kann.[984]

Die Anreizzahlungen sollen an die kumulierten Energieeinsparungen (in GWh) sowie den kumulierten Nettonutzen (in US$) geknüpft werden, die jährlich auf der Grundlage des genehmigten Einsparbudgets abzuschätzen sind. Der Nettonutzen ergibt sich dabei als Differenz zwischen dem Barwert der vermiedenen Kosten plus Umweltnutzen der Einsparung minus Einsparkosten des EVU, wobei die durchschnittliche Lebensdauer der Einsparinvestitionen mit 10 Jahren anzusetzen ist.

Die Anreizzahlungen wurden in Form einer Matrix ausgewiesen, wobei die Matrixwerte den Prozentsatz einer zusätzlichen Verzinsung des Eigenkapitals am betriebsnotwendigen Vermögen darstellen. Die folgende Tabelle 6.2 gibt einen Ausschnitt dieser Anreizmatrix wieder.

---

[983] Zur Auflistung der Mindestziele (Minimum Performance Standards) vgl. PG&E (Incentive Proposal), 1990, Appendix A, S.2ff.

[984] Vgl.NYPSC (90-E-0932: Incentive Plan), 1991.

Tab.6.2: Matrix der Anreizzahlungen für Consolidated Edison 1991-1992 (Angaben in %/100)

		Realisierung des vorher abge-schätzten kumulierten Einsparziels in %							
		110	100	80	60	50	40	20	0
Realisierung des vorher abgeschätzten kumulierten Nettonutzenziels in %	110	48	44	35	26	22	0	5	14
	100	44	40	32	24	20	0	6	15
	80	35	32	26	19	16	0	8	17
	60	26	24	19	14	12	0	10	19
	50	22	20	16	12	10	0	11	20
	40	18	16	13	10	8	0	12	21
	20	9	8	6	5	4	0	14	23
	0	0	0	0	0	0	0	16	25

Quelle: NYPSC (90-E-0932: Incentive Plan), 1991, S.9.

Die Zwischenwerte der Matrix werden durch Interpolation ermittelt. Konkret bedeutet diese Anreizstruktur, daß *Consolidated Edison* bei 100%iger Erreichung des kumulierten Einsparziels (1991: 164,6 GWh) und 100%iger Erreichung des kumulierten Nettonutzen-Ziels (1991: 159,6 Mio. US$) eine zusätzliche Verzinsung auf das Eigenkapital in Höhe von 0,4% erhält. Bei Erreichen von jeweils lediglich 20% der vorgegebenen Ziele wird das EVU durch eine Kürzung der Eigenkapitalverzinsung um 0,14% bestraft.

Die Einsparziele werden jedes Jahr neu abgeschätzt, wobei die tatsächlich erreichten Einsparungen in verstärktem Maße gemessen werden sollen.

6.2.3.2.4 Bewertung

Das theoretische Konzept der *Shared-Savings*-Programme zeichnet sich durch seine konzeptionelle Übereinstimmung mit dem Least-Cost Planning-Ansatz aus. Der durch LCP-Programme erreichbare gesellschaftliche Nutzen, dessen Nachweis als ursächlich für den LCP-Erfolg in den USA anzusehen ist, soll zwischen dem EVU und den Verbrauchern aufgeteilt werden.

Die praktische Anwendung von *Shared-Savings*-Anreizen wirft jedoch Probleme auf, deren Lösung einigen Aufwand erfordert und recht kompliziert sein kann:

- Die administrative Bestimmung der vermiedenen Kosten des EVU hat sich schon bei der Umsetzung der PURPA-Gesetzgebung als schwierig erwiesen.
- Die Ermittlung der tatsächlichen Einsparungen, die durch bestimmte Maßnahmen erreicht werden, ist umso aufwendiger, je genauer sie erfolgen soll. Technische Schätzungen von Einsparungen können zwar anfänglich weiterhelfen, haben aber den entscheidenden Nachteil, daß sie vor der Durchführung der Programme vorgenommen werden und die EVU zu Überschätzungen animieren.
- Die Ermittlung der Einsparkosten der Teilnehmer, die zusätzlich zu den EVU-Einsparkosten anfallen, kann in manchen Fällen aufwendig sein.

- Die Ermittlung der vermiedenen Umweltkosten beinhaltet viele prinzipielle und Datenprobleme. Die Forschung steht hier erst am Anfang.

Man wird daher anfänglich eine Reihe von Kompromissen eingehen müssen, um mit diesen Problemen umzugehen. Von Vorteil erscheint, daß beim *Shared-Savings*-Ansatz die Ermittlung der Parameter nicht mehr nur im Interesse der Aufsichtsbehörden liegt, sondern auch im Interesse der EVU. Dies könnte die Suche nach Lösungen wesentlich beschleunigen.

Insgesamt gesehen rückt beim *Shared-Savings*-Ansatz das Problem der Verifizierung von tatsächlichen Einsparungen noch stärker in den Mittelpunkt, da hier die unterschiedlichen Interessen von EVU und Aufsichtsbehörden aufeinanderstoßen. Es zeichnet sich bereits ab, daß im Rahmen der fortschreitenden Least-Cost Planning-Diskussion in den USA Meß- und Evaluierungsprogrammen von Einsparmaßnahmen in den nächsten Jahren ein hoher Stellenwert zugemessen wird.[985]

6.2.3.3 Unkonventionelle Programme

6.2.3.3.1 Competition Pilot der Madison Gas and Electric Company (MG&E)

Im Jahr 1988 schrieb die *Public Service Commission* von Wisconsin dem EVU *Madison Gas & Electric (MG&E)*, das bis dahin eher zurückhaltend in Bezug auf die Umsetzung von LCP agiert hatte, die Durchführung eines ungewöhnlichen Programms vor: MG&E sollte einen Einsparwettbewerb veranstalten, bei dem private *Energy Service Companies* gegen das EVU konkurrieren würden. Der Wettbewerb sollte sich auf drei abgegrenzte Kundenbereiche beziehen: Auf Haushaltskunden in Mehrfamilienhäusern, auf kleine Gewerbe-/Industriekunden (bis 100.000 kWh) sowie auf große Gewerbe-/Industriekunden. Sowohl die ESCOs als auch MG&E würden mit dem gleichen Startkapital (950.000 US$) ausgestattet werden, das auf die Strompreise der MG&E-Kunden umgelegt würde. Folgende Ausgabevorschriften waren einzuhalten:[986]

- Im Haushaltsbereich waren 65% der genehmigten Gelder für Gas- und 35% für Stromeinsparprogramme auszugeben.
- In den anderen beiden Sektoren waren jeweils 65% für Stromeinspar- und 35% für Gaseinsparprogramme auszugeben.
- Bis zu 75% des Gas- bzw. Stromspar-Budgets durften für ein einziges Anwendungsfeld (z.B. Beleuchtung, Kühlung etc.) ausgegeben werden.
- Höchstens 50% der Ausgaben in jedem Bereich durften für Maßnahmen verwendet werden, deren Kapitalrücklaufzeit weniger als 1 Jahr betrug.

Der Gewinner des Wettbewerbs im jeweiligen Kundenbereich sollte mit einer Anreizzahlung in Höhe von 10-30% seiner Gesamtausgaben belohnt werden.[987] Die Prämienobergrenze wurde mit 25.000 US$ für

---

[985] Vgl. Wiel (Achievements), 1990, S.6.218.

[986] Vgl. Vine/De Buen/Goldman (Competition Pilot), 1990, S.17.

[987] Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990, S.22.

jeden Haushalts- und kleinen Gewerbe-/Industriekunden sowie mit 50.000 US$ für jeden großen Gewerbe-/Industriekunden festgelegt. Der Umfang der Einsparung würde durch technische Schätzungen (*engineering estimates*) und nachträgliche Verifizierung der durchgeführten Maßnahmen ermittelt werden.

Es erfolgte eine nationale Ausschreibung an 300 Firmen (ESCOs), von denen sich rund 50 zurückmeldeten und Interesse bekundeten.[988] Ein Panel, bestehend aus einem Vertreter von MG&E, der *Public Service Commission* und einem unabhängigen Gutachter wählte die drei Wettbewerber für die unterschiedlichen Kundengruppen aus. In den darauf folgenden 12 Monaten wurden den betreffenden Kunden im Versorgungsgebiet von MG&E sowohl vom EVU selbst als auch von einem privaten Einsparunternehmen u.a. Informations-, Rabatt- und Installationsprogramme angeboten.

Die Ergebnisse, die im Laufe des Jahres 1989 ermittelt wurden, zeigten, daß MG&E in zwei von drei Bereichen gewonnen hatte; im Bereich großer Gewerbe-/Industriekunden wurde das Unternehmen von einer ESCO bezwungen.[989]

Insgesamt wurde auf diese Weise ein Einsparnutzen für die Verbraucher (*conservation value*[990]) von 13,6 Mio. US$ durch die Einsparung erreicht, denen Einsparkosten von lediglich rund 2 Mio. US$ gegenüberstanden.[991]

Die interne Bewertung des Programms seitens MG&E war gespalten: Als gut wurde die (erzwungene) Gelegenheit empfunden, alle technischen Möglichkeiten der Einsparung möglichst schnell zu testen. Zudem trat man bei den Programmen mit einem weiten Kundenspektrum in Kontakt. Als schlecht hingegen wurde angesehen, daß bei einem solchen Programm die Langfristperspektive verlorengehe. Der Tendenz zum *cream skimming*, also zur schnellen Erschließung der effizientesten Einsparmöglichkeiten, werde Vorschub geleistet. Zudem werde die Kundschaft von MG&E dadurch verwirrt, daß plötzlich im Versorgungsgebiet ein Konkurrent zu MG&E auftritt. Man verliere dadurch Vertrauen in der Kundschaft.[992]

Von seiten der *Public Service Commission* wird betont, daß zwar der finanzielle Anreiz für die Durchführung des Wettbewerbs für MG&E nicht sonderlich attraktiv gewesen war, daß aber der psychologische Effekt für das EVU, im eigenen Versorgungsgebiet gegen Konkurrenz bestehen zu wollen, den Ausschlag dafür gegeben habe, daß der Wettbewerb im Hinblick auf die erzielte Einsparung ein voller Erfolg gewesen sei.

6.2.3.3.2 Anreizzahlung für die Massachusetts Electric Company

---

[988] Pers. Mitteilung von Claire Fullenwider, Marketing-Direktor bei MG&E, am 20. September 1989.

[989] Vgl. EUW, July 16, 1990, S.15.

[990] Dieser Wert enthält neben den eingesparten Energiekosten auch die vermiedenen Kapazitätskosten.

[991] Vgl. EUW, July 16, 1990, S.15.

[992] Vgl. Vine/De Buen/Goldman (Competition Pilot), 1990, S.100f.

Das *Department of Public Utilities* von Massachusetts genehmigte im März 1990 ein Anreizsystem für die *Massachusetts Electric Company (MECO)*, in dem feste Preise für eingesparte Energie und Leistung gezahlt werden sollen, wenn eine bestimmte Einspar-Untergrenze überschritten würde.

Konkret bedeutete dies für MECO: Für sämtliche Kilowattstunden, die über eine Untergrenze von 1.465.741 kWh hinaus von MECO durch Programme im Jahr 1990 eingespart würden (die den Maßnahmen zurechenbaren Einsparungen werden über die geschätzte Lebensdauer der Maßnahme kumuliert), erhält das EVU eine Gutschrift in Höhe von 0,308 cts/kWh. Für sämtliche Kilowatt Leistung, die MECO über eine Untergrenze von 719.114 kW (pro Jahr) hinaus einspart, erhält das EVU 8,32 US$/kW.[993] Die Gutschriften werden fällig, wenn die Einsparungen durch eine nachträgliche Evaluierung und Überprüfung der Maßnahmen verifiziert werden können.

Falls MECO die angegebenen Untergrenzen jeweils um die Hälfte übertrifft, bedeutet die erlangte Gutschrift in etwa eine um 1% höhere Verzinsung des Eigenkapitals.[994] Es wurde keine Obergrenze für die Gutschrift festgelegt.

Die Anreizzahlungen für das EVU sind leicht zu errechnen und basieren auf tatsächlichen Einsparungen. Offen bleibt, ob sie ausreichen, die "lost revenues" auszugleichen. Offen bleibt auch, ob die tatsächlichen Einsparungen einvernehmlich bestimmt werden können.

---

[993] Vgl. MDPU (D.P.U. 89-194/195: Conservation), 1990, S.180f.

[994] Ebenda, S.181.

6.2.3.3.3 Anreizsystem für die Narragansett Electric Company

Im Jahr 1989 konzipierte die *Public Utilities Commission* von Rhode Island ein Anreizsystem für die *Narragansett Electric Company*, das ebenfalls Einsparungen oberhalb einer bestimmten Untergrenze "entlohnen" sollte, andererseits dem EVU aber auch einen Anreiz bieten sollte, seine eigenen Programmkosten zu minimieren.

Das Ergebnis war eine zweiteilige Anreizformel:[995]

- Maximierungsanreiz (Maximizing Incentive)

  Das EVU erhält 5% der Differenz zwischen dem tatsächlich erreichten Nettonutzen und dem erwarteten Nettonutzen der durchgeführten Einsparprogramme. Der Nettonutzen ist dabei definiert als die Summe von eingesparten Energie- und vermiedenen Kapazitätskosten minus Evaluierungs- und Kundenkosten. Es handelt sich hierbei also um den Wert, der dem *Total Resource Cost Test* zugrunde liegt.

- Effizienzanreiz (Efficiency Incentive)

  Das EVU erhält 10% vom erreichten Nettonutzen minus erwartetem Nettonutzen, Einsparkosten und Maximierungsanreiz. Je geringer also die Einsparkosten für das EVU sind, desto höher ist die Gutschrift durch den Effizienzanreiz.

Der Gesamtanreiz ist dann die Summe aus Maximierungs- und Effizienzanreiz. Die Ermittlung des Nettonutzens basiert auf der Messung von Einsparungen nach Durchführung der Maßnahmen.

Das Programm stellt im Grunde einen modifizierten *Shared-Savings*-Ansatz mit eingebautem Kostenminimierungsanreiz dar. Es bleibt wiederum offen, ob es die "lost revenues" überkompensieren kann und ob die Ermittlung der tatsächlichen Einsparungen einvernehmlich erfolgt.

6.2.3.4 Zur Kritik an den positiven Anreizprogrammen

Wie bei jedem neuen Regulierungsansatz gibt es bei der Durchführung von Anreizprogrammen für EVU-Einsparaktivitäten neben programmbezogenen auch eine Reihe von allgemeinen Kritikpunkten, die Beachtung verdienen.

Die häufigste Kritik bezieht sich darauf, daß die finanziellen Anreize für die EVU erheblich zu hoch seien; bei *Shared-Savings*-Programmen betrugen sie 1991 zwischen 10% (Nevada, Ohio) und 25% (Iowa) des Nettonutzens.[996] Für PG&E beispielsweise, das einen Anteil von 15% am Nettonutzen ausgehandelt hat, bedeutet dies im Einzelfall, daß die Höhe der Anreizzahlung einen Wert erreichen kann, der zwei Dritteln der verausgabten Einsparkosten entspricht (damit werden rein rechnerisch 166% der Einsparkosten erstattet).[997] Die Höhe des EVU-Anteils am Nettonutzen der Einsparung hängt hier fast

---

[995] Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990, S.23ff.

[996] Vgl. NARUC (Incentives), 1992, S.85 und S.136.

[997] Vgl. CPUC (90-08-068: Utilities Incentives), 1990, S.34.

ausschließlich von der Verhandlungsstärke der EVU ab, die dann umso höher ist, je entspannter die Kapazitätssituation im Versorgungsgebiet ist und je konkurrenzfähiger die Strompreise im Vergleich zu unabhängigen Stromerzeugern und benachbarten EVU sind.[998] Mittelfristig erhofft man sich in einigen Bundesstaaten eine stärkere Konkurrenz zu den Einsparprogrammen der EVU durch *Energy Service Companies* und Ausschreibungsverfahren für Einsparressourcen (*DSM Bidding*; vgl. Kapitel 4.1.4.1), wodurch die Höhe der Anreizzahlungen für EVU-Einsparaktivitäten unter Druck geraten könnte.

Kihm weist darauf hin, daß die Durchführung von LCP-Programmen seitens der EVU durchaus im Interesse der Aktionäre liegen kann, so daß zusätzliche finanzielle Anreize in diesen Fällen überflüssig wären.[999] Dies trifft vor allem auf die EVU zu, die in absehbarer Zeit neue Kapazitäten zur Sicherung der Versorgung benötigen und dabei Schwierigkeiten erwarten (ungünstige Finanzierungsmöglichkeiten, Standort- und Akzeptanzprobleme, kompetente und gut ausgestattete Aufsichtsbehörden etc.).

Schultz und *Eto* schließlich bemerken, daß es eine Reihe von LCP-Programmen gibt, auf die insbesondere *Shared-Savings*-Anreize nicht anwendbar sind.[1000] Dies bezieht sich zum einen auf Programme, deren Einsparerfolge nicht oder nur sehr schwierig nachweisbar sind, wie z.B. Informations- und Beratungsprogramme. Zum anderen gibt es LCP-Programme, die nicht direkt auf Energieeinsparung zielen wie Datenerhebungsprogramme, Meß- und Evaluierungsprogramme, Fortbildungsprogramme etc. Schließlich gibt es Programme, die ausschließlich für sozial schwache Haushalte angeboten werden (*Low-Income*-Programme). Hier ist die Anwendung von *Shared-Savings*-Anreizen schwierig, da diese Programme oftmals nicht kosteneffektiv sind und daher keinen Nettonutzen im Sinne des *Total Resource Cost Test* erbringen, der geteilt werden könnte. Vielmehr leisten diese Programme einen Beitrag zur sozialen Gerechtigkeit und tragen dazu bei, die Anzahl der Nichtteilnehmer an Einsparprogrammen zu verringern.

---

[998] Wellinghoff bemerkt, daß es auch Fälle geben kann, in denen ein Nettonutzen in Höhe von 50% noch nicht ausreichend ist. Daher sollte er stets so bemessen werden, daß der Anreiz ausreicht, um das EVU zur Durchführung von LCP-Programmen zu bewegen. Vgl. Wellinghoff (Cost Recovery), 1988, Fußnote 33.

[999] Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990, Appendix A.

[1000] Vgl. Schultz/Eto (Carrots and Sticks), 1990, S.38f.

6.2.4 Sanktionsprogramme

Es gibt nur wenige Fälle, in denen ein EVU von der Aufsicht auf Grund unzureichender Einsparaktivitäten *explizit* bestraft wurde, was aber nicht ausschließt, daß die Androhung von Sanktionen im Rahmen von Preisgenehmigungsverfahren durchaus als übliches Mittel zur Durchsetzung von Least-Cost Planning angewandt wird.
Die wenigen Fälle, die bekannt wurden, verwenden ausschließlich das Mittel der Reduzierung von Verzinsungsansprüchen des EVU:

- Im Jahr 1986 legte das Massachusetts *Department of Public Utilities* die Eigenkapitalverzinsung der *Boston Edison Company (BECO)* für die kommende Periode auf einen Wert fest, der ausdrücklich dem niedrigsten Wert in einer als angemessen bezeichneten Spanne von Zinssätzen entsprach. Als Grund dafür gab das DPU an, daß BECO sich nicht ausreichend um die Umsetzung einer Least-Cost Planning-Strategie bemüht und beispielsweise Planungskriterien festgelegt habe, die eine Erschließung kosteneffektiver Einsparprogramme verhindere.[1001]

- Im Juli 1990 kürzte die *Public Service Commission* des District of Columbia die Eigenkapitalverzinsung der *Potomac Electric Power Company* um 0,15% mit der Begründung, daß dem EVU "ungeheuerliche Versäumnisse bei der Durchführung von Einsparprogrammen" anzulasten seien.[1002]

- Mit einer ähnlichen Begründung kürzte die Maine *Public Utilities Commission* dem EVU *Bangor-Hydro* im Jahr 1990 die Eigenkapitalverzinsung um 0,25%.[1003]

In den USA scheint jedoch mittlerweile Einvernehmen darüber zu bestehen, daß sich LCP nicht allein durch Druck und entsprechende Sanktionsprogramme durchsetzen läßt. Als zukünftiges Leitbild kann möglicherweise eine gute Mischung aus "carrots and sticks" gelten.[1004]

6.2.5 Ausblick

In den LCP-Staaten sind seit der NARUC-Resolution von 1988 eine Fülle von neuen Regulierungsansätzen entwickelt und implementiert worden, um das gesellschaftliche Interesse an LCP und das Rentabilitätsinteresse der EVU einander anzunähern und dadurch die Aufgeschlossenheit der EVU gegenüber LCP zu verbessern. Diese Ansätze sind dabei, die traditionelle Regulierungspraxis grundlegend zu verändern.

1001 Vgl. MDPU (D.P.U. 86-266-A/85-271-A: Boston Edison), 1986, S.10.

1002 Vgl. EUW, August 27, 1990, S.7.

1003 Vgl. Kihm (Mechanisms), 1990, S.28.

1004 Vgl. Schultz/Eto (Carrots and Sticks), 1990.

Aus der Fülle der Ansätze scheint die folgende Mischung zum Haupttrend zu werden:[1005]

- Die prognostizierten Kosten der LCP-Programme werden vorab beim Strompreisgenehmigungsverfahren (*rate case*) berücksichtigt; Mehr- oder Minderausgaben werden in einem Ausgleichskonto festgehalten und beim nächsten *rate case* verzinst verrechnet. Bei der Anerkennung der Kosten wird lediglich erwartet, daß die Programme kosteneffektiv sind; der Umfang der Einsparaktivitäten seitens des EVU hingegen wird im Nachhinein durch Evaluierung verifiziert. Eine nachträgliche Messung der tatsächlichen Einsparung dient dazu, ineffiziente Programme zu identifizieren und auszusondern. Das Ziel dieser Art der Kostenerstattung ist es, den EVU Verläßlichkeit zu signalisieren und ihre Vorbehalte gegen die Durchführung von LCP-Programmen abzuschwächen.

- Entgangene Deckungsbeiträge werden mit Hilfe eines ERAM erstattet, der Absatzschwankungen auf Grund von Einsparprogrammen, Wetterkonditionen und Konjunkturschwankungen ausgleicht. Dadurch wird zum einen die Bedeutung der Absatzprognosen beim Strompreisgenehmigungsverfahren erheblich reduziert, zum anderen wird der Einfluß der Absatz- auf die Erlösentwicklung der EVU neutralisiert.

- Zusätzlich werden den EVU positive finanzielle Anreize für die Durchführung von LCP-Programmen angeboten. Der konzeptionell reizvollste Ansatz ist dabei der *Shared-Savings*-Ansatz, bei dem der Nettonutzen, der bei der Durchführung von LCP-Programmen für die Gesellschaft entsteht, zwischen den Stromkunden und dem EVU aufgeteilt wird. Der dem EVU zugebilligte Anteil am Nettonutzen hängt von der Verhandlungsposition des EVU ab. Bei Verfehlung von bestimmten Mindestzielen der Einsparung werden entsprechende Sanktionen verhängt.

Der Gesamtanreiz für das EVU, LCP-Programme durchzuführen, muß allerdings nicht unbedingt dieser Dreiteilung - Kostenerstattung, ERAM und positiver Anreiz - folgen. Es sind u.a. folgende Mischformen denkbar und z.T. auch schon praktiziert worden:

- Eine höhere Verzinsung des *betriebsnotwendigen Vermögens* bei der Durchführung von LCP-Programmen kompensiert sowohl die Einsparkosten als auch den entgangenen Deckungsbeitrag und gewährt darüber hinaus einen Zusatzprofit.

[1005] Vgl. auch NARUC (Incentives), 1992.

- Eine höhere Verzinsung des *Eigenkapitals* ermöglicht die Kompensation der entgangenen Deckungsbeiträge und einen Zusatzprofit.[1006] Die Programmkosten werden extra erstattet.

- Der EVU-Anteil am Nettonutzen der Einsparprogramme ermöglicht die Kompensation der entgangenen Deckungsbeiträge und einen Zusatzprofit. Die Programmkosten werden extra erstattet.

- Die Kosten der LCP-Programme werden zuzüglich eines Aufschlages erstattet; die entgangenen Deckungsbeiträge werden getrennt berücksichtigt.

Entscheidend ist lediglich, daß alle drei angesprochenen Komponenten des Anreizsystems möglichst adäquat berücksichtigt werden.
Die beschriebenen Ansätze zur Unterstützung einer einsparorientierten EVU-Geschäftspolitik haben erheblichen Anteil daran, daß der Umfang der EVU-Investitionen in Energieeinsparung sich in den USA mittlerweile "from a million-dollar business to a billion-dollar one" entwickelt hat, wie das *Wall Street Journal* unlängst feststellte.[1007]

6.3 Umfassendere theoretische Regulierungskonzepte im Einklang mit dem LCP-Konzept

Je nach Ausgestaltung des jeweiligen Anreizprogramms kann insbesondere das Effizienz-/Kostenminimierungsziel der Regulierung unter Umständen beeinträchtigt oder verletzt werden. Einige der Möglichkeiten wurden bereits genannt:

- Eine Abwälzung der Kosten von Einsparprogrammen auf die Tarife ohne Überprüfung der Kosteneffektivität könnte zu überhöhten Kosten auf der Nachfrageseite führen.
- Ein isolierter *Shared-Savings*-Ansatz könnte dazu führen, daß die EVU lediglich die kosteneffektivsten Einsparmaßnahmen durchführen und die Programme nicht breit genug anlegen ("cream skimming").
- Eine erhöhte Verzinsung der Kosten von LCP-Programmen als Anreizprogramm könnte dazu führen, daß vor allem die teuersten und ineffektivsten Investitionen durchgeführt werden ("gold plating").
- Eine Anreizzahlung auf geschätzte Einsparungen könnte dazu führen, daß das EVU für niedrigere Einsparungen belohnt und für höhere Einsparungen bestraft wird.
- Die Einführung eines ERAM könnte dazu führen, daß der Druck zur Minimierung der administrativen

---

[1006] Die Minnesota Public Utilities Commission gewährte im März 1991 einem EVU beispielsweise eine zusätzliche Verzinsung der Einsparinvestitionen in Höhe von 5%, wodurch sowohl die "lost revenues" abgedeckt sein sollen als auch ein positiver Anreiz für Einsparaktivitäten beinhaltet sein soll. Vgl. EUW, April 15, 1991, S.17f.

[1007] Vgl. Stipp (Profit), 1990.

Kosten, der vorher durch den "regulatory lag" ermöglicht wurde,[1008] verlorengeht.

- Anreizprogramme, bei denen die Extraprofite der EVU von der korrekten Bestimmung der vermiedenen Kosten, der exakten Messung der tatsächlichen Einsparung und/oder der möglichst guten Festlegung von Einsparzielen vor der Durchführung der Programme abhängen, sind u.U. mit hohem regulatorischem Aufwand verbunden.

Ein Regulierungssystem, das diese Probleme löst, aber dennoch den Zielen des Least-Cost Planning gerecht wird, müßte allgemein folgende drei Anforderungen erfüllen:

- Das System müßte den EVU einen Anreiz bieten, die heutigen und zukünftigen Strombereitstellungkosten (Kraftwerks- und Netzkosten, Kraftwerks- und Netzeffizienz, Brennstoffkosten) zu minimieren.
- Das System müßte dem EVU einen Anreiz bieten, die heutigen und zukünftigen administrativen Kosten zu minimieren.
- Das System müßte dem EVU einen Anreiz bieten, die heutigen und zukünftigen Kosten für LCP-Programme zu minimieren.

Und schließlich müßte das System einfach zu implementieren und zu kontrollieren sein, um den administrativen Aufwand seitens der Aufsichtsbehörden zu begrenzen und dem EVU einen breiten Spielraum für eigenständiges unternehmerisches Handeln zu belassen.

6.3.1 Der Stromrechnungsindex von Moskovitz

Konkrete Überlegungen zur Ausgestaltung eines solchen Systems wurden von *Moskovitz* angestellt.[1009] Sein Vorschlag zielt darauf ab, das gesamte Regulierungssystem dahingehend umzustellen, daß die Höhe der Eigenkapitalverzinsung auf das betriebsnotwendige Kapital (*return on equity*) direkt von der (durchschnittlichen) Höhe der Stromrechnungen der im Versorgungsgebiet belieferten Kundengruppen abhängt. Diese Abhängigkeit wird durch einen *externen* Index hergestellt, der durch einen Vergleich der Höhe der durchschnittlichen Strom*rechnungen* der jeweiligen Kundengruppe im betreffenden Versorgungsgebiet mit der in vergleichbaren anderen Versorgungsgebieten ermittelt wird ("External Bill Index").[1010] Ausgenommen von diesem Vorschlag soll die Gruppe der Industriekunden bleiben, deren Zusammensetzung zu heterogen sei und sich daher nicht mit der in anderen Versorgungsgebieten vergleichen lasse.[1011]

Der *Moskovitz*-Vorschlag ist sicherlich der zur Zeit weitestgehende Vorschlag zur Umgestaltung des

---

[1008] Vgl. dazu Kapitel 4.2.3.2.3.

[1009] Vgl. Moskovitz (Profits), 1989, S.26ff.

[1010] Vgl. Braithwait/Caves (Incentive Options), 1991, S.158. Dieser Index muß sich nicht unbedingt auf den Kundenhaushalt beziehen, sondern kann z.B. auch auf die Anzahl der Beschäftigten (Gewerbebetrieb) oder die beheizte Wohnfläche (Haushaltskunde) angewendet werden, um zu große Differenzen in der Kundenstruktur zwischen den EVU auszugleichen.

[1011] Vgl. Moskovitz/Parker (Focus), 1988, S.46.

Regulierungssystems im Hinblick auf eine Übereinstimmung mit den Zielen des Least-Cost Planning. Sein größter Reiz liegt darin, daß die Nettoeffekte der LCP-Programme nicht länger gemessen oder anderweitig verifiziert werden müßten, sondern über einen Index akkurater und billiger erfaßt werden könnten. Darüber hinaus würden auf diese Weise alle Anstrengungen des EVU, seine Kosten zu minimieren, mitberücksichtigt und honoriert.
Die Kritik daran läßt sich in vier Punkten zusammenfassen:[1012]

- Die Festlegung eines Index, der auf die Existenz vergleichbarer Versorgungsgebiete angewiesen ist, dürfte sich in der Praxis als relativ schwierig erweisen. Selbst wenn es einigermaßen vergleichbare Versorgungsgebiete gäbe, müßte der Index einer Reihe von Anpassungsmechanismen unterworfen werden (Wetter, demographische Unterschiede, Alter und Struktur des Kraftwerksparks etc.).

- Die Höhe der Stromrechnungen sagt nicht in jedem Falle etwas über eine kosteneffektive Bereitstellung von Energiedienstleistungen aus. Zum Beispiel wäre die Stromrechnung eines Kunden zwar besonders niedrig, wenn er selber eine Fülle nicht kosteneffektiver Einsparmaßnahmen vornehmen würde, aber die Ermunterung zu einer solchen Handlungsweise läge nicht im gesellschaftlichen Interesse.

- Das EVU hätte bei diesem Vorschlag einen Anreiz, einen möglichst großen Teil der Einsparmaßnahmen durch die Verbraucher selbst vornehmen zu lassen. Dies ist zumindest dann nicht wünschenswert, wenn die Einsparkosten des Verbrauchers über den Grenzkosten des EVU liegen.

- Letztendlich löst der Vorschlag nicht das Problem der entgangenen Deckungsbeiträge des EVU. Falls nämlich die vergleichbaren EVU, die der Festlegung des Index zugrunde liegen, in gleicher Weise LCP-Programme durchführen wie das betrachtete EVU, verändern sich die Stromrechnungen in ihren Versorgungsgebieten genauso, und es kommt zu keiner indexbedingten Erlöskorrektur. Wenn alle vergleichbaren EVU sparen, stehen sich letztlich auch alle bei einer Einsparstrategie schlechter im Vergleich zu einer Absatzstrategie.

Ein modifizierter Vorschlag zielt darauf ab, statt eines *externen* einen *internen* Vergleichsindex zu bilden, der die Einspareffekte der an den Programmen teilnehmenden Verbraucher ins Verhältnis zu einer Kontrollgruppe im gleichen Versorgungsgebiet setzt, die aus den nicht teilnehmenden Verbraucher besteht.[1013]
Neben den oben bereits aufgeführten Kritikpunkten müßten hier folgende Schwierigkeiten überwunden werden:

- Die Hauptschwierigkeit liegt sicherlich in der Absicherung der Repräsentativität der Kontrollgruppe.

[1012] Vgl. Raskin/Rosen (Conservation), 1987.

[1013] Vgl. NYPSC (89-29: DSM Rate Incentives), 1989, S.58ff.

Hier ist u.a. auf Faktoren wie Geräteausstattung, Haushaltsgröße, Wohnungsgröße etc. zu achten.

- Die EVU, in deren Versorgungsgebiet bereits viele LCP-Programme durchgeführt wurden, könnten dann benachteiligt werden, wenn sich die früheren Teilnehmer in der Kontrollgruppe befinden und dadurch die tatsächlichen Einspareffekte verzerren.

Letztlich ist es zu früh, um ein abschließendes Urteil über den Index-Vorschlag zu fällen. Eine erste Studie dazu, die von der New Yorker *Public Service Commission* in Auftrag gegeben wurde, kommt u.a. zu dem Ergebnis, daß der *External Bill Index* dem EVU zu schwache Anreize zur Erreichung von Produktivitätszuwächsen biete und damit das Effizienzziel der Regulierung konterkariere.[1014]

6.3.2 Weitere Konzepte

Auch andere Vorschläge sehen vor, die Eigenkapitalverzinsung des EVU und damit seinen Profit an einen oder mehrere Indices zu koppeln:

- *Cummings* schlägt einen Durchschnittsindex für die effektiven Kosten des EVU vor, in den sowohl die Angebots- als auch die Einsparkosten des EVU eingehen.[1015] Die Kosten werden dann auf die Summe von verkauften und *virtuellen*, also durch LCP-Programme eingesparten Kilowattstunden umgelegt und auf den Durchschnittswert vergleichbarer anderer EVU bezogen. Die jährlichen *relativen* Veränderungen dieses Durchschnittsindex geben dann den Ausschlag für die Veränderung der Eigenkapitalverzinsung. Das Hauptproblem dieses Ansatzes liegt in der Ermittlung "vergleichbarer" EVU und der virtuellen Kilowattstunden.

- Während die Vorschläge von *Moskovitz* und *Cummings* davon ausgehen, daß es auch weiterhin regelmäßige Kostenkontrollen in Strompreisgenehmigungsverfahren geben sollte, verbindet sich mit dem "Price Cap"-Vorschlag die weitergehende Vorstellung, alle Kosten an einen Index zu binden und dadurch regelmäßige Kostenkontrollen überflüssig zu machen (s. dazu auch Kapitel 4.2.3.4). Durch diesen Index erhalten die EVU eine Kostenobergrenze, die sie nicht überschreiten dürfen, egal wie sich ihre eigenen Kosten entwickeln ("Cap"). Ziel des Vorschlages, der im Telekommunikationsbereich breit diskutiert wurde, ist es, Kosten und Strompreise zu entkoppeln und den EVU dadurch einen starken Anreiz zur Kostenminimierung zu geben.[1016] Wie bei allen Index-Vorschlägen ist allerdings auch hier die Hauptschwierigkeit darin zu sehen, einen geeigneten Index zu finden, der die Interessen von Aktionären und Stromverbrauchern ausbalanciert. Unklar ist auch, wie die Nachfrageseite in dieses Regulierungsschema integriert werden könnte, da es zunächst einmal

---

[1014] Vgl. Braithwait/Caves (Incentive Options), 1991, S.158.

[1015] Vgl. Cummings (Virtual Kilowatts), 1988, S.453-460.

[1016] Vgl. NYPSC (Issues Paper), 1990, S.36ff.; Lowry (Price Caps), 1991, S.34f.

keinerlei Anreiz für die Durchführung von Einsparaktivitäten vorsieht.[1017]

Insgesamt gesehen befindet sich die Diskussion über eine wie auch immer ausgestaltete "Index-Regulierung" für die Elektrizitätswirtschaft in der Offensive, da sie mit dem Versprechen antritt, die immer komplizierter und aufwendiger werdende Rentabilitätsregulierung drastisch zu vereinfachen und den regulierten Unternehmen starke Kostenminimierungsanreize zu bieten. Inwieweit die theoretischen Konzepte jedoch praktikabel und zielführend sind, wird sich erst noch erweisen müssen.

[1017] Vgl. Braithwait/Caves (Incentive Options), 1991, S.159.

7 Integration des LCP-Konzeptes in das deutsche Regulierungssystem: Übertragbarkeit, Anreizprobleme und Umsetzungsschritte

In diesem letzten Kapitel werden auf der Grundlage der empirischen Analyse des bundesdeutschen Regulierungssystems (Kapitel 5), der konzeptionellen Fundierung von Regulierung (Kapitel 2) und der theoretisch-praktischen Integrationsanforderungen von LCP an ein Regulierungssystem (Kapitel 6) pragmatische Umsetzungsschritte einer LCP-orientierten Regulierung in der Bundesrepublik entwickelt.
Im ersten Abschnitt erfolgt zunächst eine Gegenüberstellung des amerikanischen und des bundesdeutschen Regulierungssystems mit dem Ziel, die wichtigsten Unterschiede aufzuzeigen und Konsequenzen für die Übertragbarkeit des LCP-Konzeptes herauszuarbeiten. Vor diesem Hintergrund werden im zweiten Abschnitt dann die Probleme einer Umsetzung des LCP-Konzeptes bei unveränderter Regulierungspraxis in der Bundesrepublik diskutiert, wobei im Mittelpunkt die Divergenzen zwischen volks- und betriebswirtschaftlicher Sichtweise stehen. Im dritten Abschnitt werden neben konkreten Elementen einer "Anreizregulierung" im Rahmen der Strompreisaufsicht noch Risiko- und Wettbewerbselemente einer LCP-orientierten Regulierung sowie institutionelle Arrangements zur Flankierung des Umsetzungsprozesses entwickelt und vorgeschlagen. Der letzte Abschnitt schließlich gibt einen kurzen Ausblick auf den weiteren Umsetzungsprozeß von LCP im Hinblick auf seine gesetzliche Absicherung, seine Perspektive unter EG-Gesichtspunkten und seine Vereinfachungsmöglichkeiten.

7.1 Gegenüberstellung des amerikanischen und des bundesdeutschen Regulierungssystems

Für die Entwicklung von Vorschlägen, die eine Integration des LCP-Konzeptes in das deutsche Regulierungssystem erlauben, ist zunächst eine Gegenüberstellung der wichtigsten Charakteristika der beiden Regulierungssysteme hilfreich. Tabelle 7.1 gibt einen synoptischen Überblick.

Tab.7.1: Gegenüberstellung der wichtigsten Charakteristika des amerikanischen und des bundesdeutschen Regulierungssystems

Regulierungs-charakteristika	**USA**	**Bundesrepublik**
	Gemeinsamkeiten	
geschlossene Versorgungsgebiete	ja	ja
Hauptregulierungsebene	Bundesstaaten	Bundesländer
letzte Entscheidungsinstanz	Supreme Court	Verwaltungsgericht
Ermessensspielraum der Aufsicht	"weit"	"weit"
Stromdurchleitungsverpflichtung	nein	nein
Standortgenehmigungsverfahren	Extra-Behörde	Extra-Behörde
	institutionelle Unterschiede	
Status der Regulierungsbehörden	unabhängige Kommissionen	Referate in den zuständ. Ministerien
Finanzierung	Energieverbraucher	Steuerzahler
zuständige Behörden pro Bundesstaat/-land	eine	drei (Fach-, Preis- u. Kartellbehörde)
zusätzliche Bundesbehörde vorhanden?	ja (FERC)	nein <1>
	Unterschiede in den Zielgruppen	
Regulierte Sparten	Strom und Gas	Strom
Regulierte EVU	nur private	alle
Betroffene Kundengruppen	sämtliche	Tarifkunden (Preisaufsicht) SV-Kunden (Kartellaufsicht)

Fortsetzung Tabelle 7.1:

	Unterschiede im Regulierungsverfahren (formal und Ausstattung betreffend)	
Regulierungsdichte	Einzelüberprüfung aller EVU	i.d.R. Erstrek-kungsgenehmig. <2>
Öffentlichkeitsbe-teiligung	i.d.R. öffentliche Anhörungsverfahren	interne Verwal-tungsakte
personelle Aus-stattung	hoch; bis zu 300 MitarbeiterInnen	gering; max. 10 MitarbeiterInnen
sonstige Ausstat-tung	gut (Computer-Hard-ware und Software, Räumlichkeiten)	unzureichend
	Unterschiede im Regulierungsverfahren (inhaltlich)	
Regulierungskon-zept	Rentabilitätsregu-lierung	Kosten-/Erlös-kontrolle (Preisaufsicht) Vergleichs-marktkonzept (Kartellaufsicht)
Eingriffstiefe in EVU-Investitions-entscheidungen	Investitionsgebote möglich	nur Untersagungen möglich
Untersagungs-kriterien	"used and useful"/ "Prudent Invest-ment"-Standard	"Gemeinwohl-Standard"
Investitionsrisiko	vorhanden; in der Vergangenheit viele "disallowances"	keines; faktische-Überwälzungs-garantie
Anerkennung der Kosten im Bau be-findlicher Anlagen	erst nach Bau-beendigung <3>	i.d.R. mit Bau-beginn

Anmerkungen Tabelle 7.1:

<1> Das Bundeskartellamt spielt bei der bundesdeutschen EVU-Regulierung keine der FERC vergleichbare Rolle.
<2> Ausnahmen: Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen
<3> Generell gilt dies allerdings nur für 12 Bundesstaaten; 30 erkennen die Kosten während der Bauzeit mit gewissen Einschränkungen an, 8 tun dies uneingeschränkt.

Als wichtigste Unterschiede der beiden Regulierungssysteme seien noch einmal folgende Merkmale hervorgehoben:[1018]

- Der amerikanischen Strompreisaufsicht unterliegen ausschließlich *private* EVU, auf die knapp 80 Prozent der Stromerzeugung und -verteilung entfallen. In der Bundesrepublik müssen grundsätzlich alle EVU ihre Stromtarife durch die öffentliche Aufsicht genehmigen lassen.

- In den USA erstreckt sich die Strompreisgenehmigung auf *alle* Kundengruppen. In der Bundesrepublik sind die Strompreise für Sondervertragskunden von einer Kostenkontrolle

[1018] Vgl. dazu insbesondere Arzt (Strompreisaufsicht), 1991.

ausgenommen; sie unterliegen als "Wettbewerbspreise" lediglich der Kartellaufsicht ("Vergleichsmarktkonzept").

- Während in den Vereinigten Staaten Investitions*vorschriften* (z.B. bezüglich Energieeinsparung, Bau von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung etc.) gegenüber den EVU möglich und üblich sind, läßt das Energiewirtschaftsgesetz in der Bundesrepublik lediglich Investitions*untersagungen* aus Gründen des "Gemeinwohls" zu.

- In den USA stehen mit dem "Prudency Test" und dem "Used and Useful Test" rechtlich abgesicherte Verfahren zur Verfügung, mit denen die Abwälzung von Fehlinvestitionen und sprunghaft gestiegenen Kosten auf die Strompreise untersagt werden kann. In der Bundesrepublik fehlt ein solches Verfahren. Im Gegensatz zur amerikanischen Praxis, bei der EVU ein regulatorisches Risiko tragen, ist hier kein einziger Fall bekannt, bei dem die Kosten offensichtlicher Fehlinvestitionen zumindest zum Teil von den Aktionären der EVU getragen werden mußten.

- Sämtliche (formalen) Verfahren, die in den USA mit der Beaufsichtigung und Kontrolle von EVU zu tun haben (Strompreisfestsetzungen, Investitionsgenehmigungen etc.) sind grundsätzlich öffentlich, während dies in der Bundesrepublik interne Verwaltungsakte sind, die hinter geschlossenen Türen vollzogen werden.

- Die Anzahl der MitarbeiterInnen in den amerikanischen Regulierungsbehörden und deren finanzielle und sonstige Ausstattung übertrifft die der entsprechenden bundesdeutschen Behörden um mehrere Größenordnungen.

Insgesamt kann festgestellt werden, daß die EVU zwar in beiden Staaten reguliert werden, daß aber Eingriffstiefe und Intensität der amerikanischen Regulierungspraxis weit über die bundesdeutsche Praxis hinausgehen.
Hinsichtlich der Übertragbarkeit des LCP-Konzepts und seiner Integration in das bundesdeutsche Regulierungssystem läßt sich mit Blick auf diese Gegenüberstellung das folgende vorläufige Fazit ziehen:

- Das LCP-Konzept erscheint *grundsätzlich* auf die Bundesrepublik übertragbar, da auch hier ein Regulierungssystem besteht, das Kunden vor monopolistischem Mißbrauch in geschlossenen Versorgungsgebieten schützen soll. Die bestehenden Unterschiede zum amerikanischen Regulierungssystem schließen die Verwendung von LCP als Regulierungskonzept nicht aus.[1019]

- Die Zielgruppen einer LCP-orientierten Regulierung unterscheiden sich dahingehend, daß in den USA *alle* Stromabnehmer der *privaten* EVU davon betroffen sind, während in der Bundesrepublik nur die Preise der Tarifkunden (Haushalte, Gewerbe und Kleinverbraucher) einer entsprechenden Regulierung

---

[1019] So schon Öko-Institut (Least-Cost Planning), 1989, S.67f; Schulte Janson (Least-Cost Planning), 1991; vgl. aktuell auch Schmitt/Ellwanger (Least-Cost Planning), 1993, S.310.

unterliegen, allerdings auch die der öffentlichen EVU. Regulatorisch unterstützte LCP-Programme in der Bundesrepublik betreffen daher insbesondere nicht den Industriekundenbereich, der rund die Hälfte des Stromverbrauchs auf sich vereinigt, es sei denn, die Strompreisaufsicht würde auf diesen Bereich ausgedehnt.

- Das faktische Fehlen eines regulatorischen Risikoelements bei EVU-Investitionen in der Bundesrepublik, das insbesondere aus der Trennung von Investitions- und Strompreisaufsicht und der Anerkennung der Kosten von im Bau befindlichen Anlagen resultiert, schwächt die Anreizwirkung einer LCP-orientierten Regulierung für Erzeuger-EVU. Die Erfolgsaussichten für die Umsetzung des LCP-Konzeptes sind ohne eine entsprechende Weiterentwicklung der bundesdeutschen Regulierungspraxis bei dieser Zielgruppe erheblich schlechter als in den USA.

- Schließlich ist zu beachten, daß die ungleich schlechtere Ausstattung der bundesdeutschen Regulierungsbehörden im Vergleich zu den amerikanischen die Umsetzung eines vergleichsweise anspruchsvollen Regulierungskonzepts erheblich erschwert. Es ist daher verstärkt nach vereinfachten Verfahren und stufenweisen Umsetzungsschritten zu suchen, die diesem Umstand Rechnung tragen.

7.2 Probleme einer Umsetzung des LCP-Konzeptes in der Bundesrepublik bei unveränderter Regulierungspraxis

7.2.1 Bisherige Dienstleistungsaktivitäten bundesdeutscher EVU

Während die deutsche Elektrizitätswirtschaft Ende der 80er Jahre noch argumentierte, bei LCP handle es sich "um einen uralten Hut"[1020] bzw. LCP entspreche der "elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung" und sei daher für die EVU in der Bundesrepublik nichts Neues,[1021] setzt sich in der Öffentlichkeit immer stärker die Erkenntnis durch, daß die LCP-Aktivitäten in den USA vom Umfang und von der Ausgestaltung her weit über entsprechende Aktivitäten bundesdeutscher EVU hinausgehen.
Obwohl sich die EVU in ihrer Mehrzahl mittlerweile als "Energiedienstleistungsunternehmen" bzw. als "Dienstleistungspartner" verstehen,[1022] ergab eine Untersuchung des *Energiewirtschaftlichen Instituts* über den Stand der Dienstleistungsaktivitäten deutscher EVU Anfang 1992 ein enttäuschendes Bild:[1023]

- Lediglich 30 der über 600 letztverteilenden Unternehmen in den alten Bundesländern bieten Programme an, die über die traditionellen Beratungen und Marketingstrategien hinausgehen.

- Bei den wenigen EVU mit festem Einsparbudget betragen die Ausgaben im Verhältnis zum Umsatz durchschnittlich weit weniger als 1%.

- Die aktuellen Ansätze in der Versorgungswirtschaft sind weniger einer integrierten Optimierung der Angebots- und Nachfrageseite als vielmehr dem *Public Relations* oder in Einzelfällen der Marktforschung zuzuordnen.

Eine Umfrage zu finanziellen Förderprogrammen bei *kommunalen* Versorgungsunternehmen kam darüber hinaus zu dem Ergebnis, daß der Förderschwerpunkt bislang eindeutig auf wärmetechnischen Maßnahmen lag und daß gerade 1% aller geförderten Einzelmaßnahmen auf die Einsparung elektrischer Energie zielte.[1024]
Es stellt sich daher für die Bundesrepublik verstärkt die Frage, warum die Elektrizitätswirtschaft trotz gegenteiliger Beteuerungen so gut wie keine Anstrengungen unternimmt, den LCP-Gedanken in die Praxis umzusetzen.[1025]

[1020] Vgl. Rittstieg (Least-Cost Planning), 1989, S.1487. Rittstieg war lange Jahre Generalbevollmächtigter des RWE.

[1021] Vgl. Grawe/Schulz (Least-Cost Planning), 1989, S.204. Grawe ist Hauptgeschäftsführer, Schulz Mitarbeiter der VDEW.

[1022] Vgl. z.B. Bechtold (Dienstleistungspartner), 1989; Winje (Zielvorstellungen), 1992.

[1023] Vgl. Becker/Herppich (Energiesparaktivitäten), 1992, S.43.

[1024] Vgl. ASEW (Umfrage), 1991, S.16ff., Tabelle 1.1.

[1025] Zu den wenigen Ausnahmen vor allem im Stadtwerke-Bereich vgl. Öko-Institut (Vorstudie Hannover), 1991, S.II-199f.

7.2.2 Stromeinspar- und -substitutionsprogramme aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht[1026]

Es läßt sich zeigen, daß die EVU als potentielle LCP-Akteure aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht in den meisten Fällen "unvernünftig" handelten, wenn sie Einspar- und Substitutionsprogramme in größerem Umfang durchführen würden.[1027]

Der Hauptgrund für das Auseinanderklaffen von betriebs- und volkswirtschaftlicher Rationalität liegt in der Praxis von Strompreis-, Energiefach- und Kartellaufsicht, die im allgemeinen von einer "marktwirtschaftlichen Aufgabenteilung"[1028] ausgeht, wonach die EVU für die Versorgung, die Verbraucher für die Einsparung zuständig sein sollten.

Im folgenden werden der Einfachheit halber zwei "reine" EVU-Typen unterschieden: Das Erzeuger-EVU als Großkraftwerksbetreiber sowie das kleinere Stadtwerk als reiner Weiterverteiler. Für gemischte EVU wäre die Argumentation etwas differenzierter, an den Aussagen jedoch würde sich nichts Grundsätzliches ändern.

Da die Aufsichtspraxis in den einzelnen Bundesländern z.T. stark voneinander abweicht, wird im folgenden implizit die Praxis Nordrhein-Westfalens zugrundegelegt, die vergleichsweise differenziert ist. Für die anderen Bundesländer gelten die Schlußfolgerungen jedoch in gleicher Weise.

7.2.2.1 Erzeuger-EVU

a) Situation bei Überkapazitäten

In einer Situation, die durch Überkapazitäten gekennzeichnet ist, sind LCP-Programme *einzelwirtschaftlich* gesehen stets sinnvoll, wenn die Kosten der Einsparung bzw. Substitution (technische plus Umsetzungskosten) - auf die kWh umgelegt - unter den variablen Kosten der Strombereitstellung liegen (kurzfristige Grenzkosten). Unter Zugrundelegung eines längeren Planungshorizonts sind sie darüber hinaus *einzelwirtschaftlich* sinnvoll, wenn die heutige Nichterschließung dieser Potentiale mittel- und langfristig zu Neu- bzw. Ersatzinvestitionen bei Kraftwerken und Netzen führen würde (Kapazitätseffekt), deren Kosten höher sind als die der entsprechenden LCP-Programme. Dieses Problem stellt sich insbesondere dann, wenn die Einspar- und Substitutionspotentiale zu dem Zeitpunkt, in dem die Überkapazitäten abgebaut sind, nicht mehr erschließbar sind ("lost opportunity resources"). *Volkswirtschaftlich* gesehen sind LCP-Programme stets sinnvoll, wenn ihre Kosten incl. der zusätzlichen

---

[1026] Dieser Abschnitt beruht auf einem vom Autor bereits veröffentlichten Artikel (Leprich (Least-Cost Planning), 1991), der überarbeitet und gestrafft wurde.

[1027] Für entsprechende Programme in kleinerem Umfang (verbesserte Energieberatung, Erstellung von Gerätelisten, Verleih von Strommeßgeräten, Linearisierung der Tarife etc.) trifft diese Aussage allerdings so nicht zu, da der Zwang zur Wahrnehmung umweltpolitischer Verantwortung und der zunehmende politische Druck den EVU kaum eine andere Wahl lassen, wenn sie nicht weiter an gesellschaftspolitischer Akzeptanz verlieren wollen.

[1028] Grawe/Schulz (Least-Cost Planning), 1989, S.119.

Teilnehmerkosten unter den langfristigen Systemgrenzkosten der Strombereitstellung liegen (vgl. Kapitel 3.1.6.1).

Für das EVU jedoch sind LCP-Programme aus *betriebswirtschaftlicher* Sicht in den meisten Fällen unattraktiv:

- Im Tarifkundenbereich werden den EVU die variablen Kosten der Stromerzeugung i.d.R. in voller Höhe von der Strompreisaufsicht anerkannt und auf die Strompreise umgelegt; für die Kosten von LCP-Programmen ist dies zur Zeit noch sehr unsicher.

- Selbst wenn die Kosten für LCP-Programme von der Preisaufsicht genauso behandelt würden wie die variablen Stromerzeugungskosten, bedeutet jede mit Hilfe der Programme eingesparte Kilowattstunde einen entgangenen Beitrag zur Abdeckung der Fixkosten des EVU ("entgangener Deckungsbeitrag"[1029]) bzw. einen entgangenen zusätzlichen Gewinn.

- Erfolgreiche Einspar- und Substitutionsprogramme führen zu einem Rückgang des Absatzes gegenüber dem Trend (nicht in jedem Fall zu einem absoluten Absatzrückgang!) und damit - bei zunächst konstanten Fixkosten - zu einem *relativen* Anstieg der Strompreise, da die zugestandenen Erlöse (Kosten plus Ertragsmarge auf das betriebsnotwendige Kapital) auf relativ weniger verkaufte kWh verteilt werden müssen.[1030] Die EVU schrecken vor allem im Sondervertragsbereich vor Strompreiserhöhungen zurück, da sie ihre relative Position gegenüber den Preisen anderer EVU nicht verschlechtern wollen und zudem die industrielle Eigenstromerzeugung bei hohen Strompreisen attraktiver würde.

- Erfolgreiche Einspar- und Substitutionsprogramme mindern mittel- und langfristig gesehen das betriebsnotwendige Kapital des EVU (Wegsparen von Neu- oder Ersatzinvestitionen) und damit die absolute Höhe des kalkulatorischen Gewinns.

- Im Bereich der Investitionsaufsicht findet i.d.R. keine Bedarfsprüfung statt, d.h. die dem Bau von Kraftwerken zugrundeliegende Absatzprognose des EVU wird von der Aufsicht so gut wie nie infragegestellt. Dies begünstigt den Bau von Kraftwerken gegenüber LCP-Programmen, zumal die Preisaufsicht im Gegensatz zur Praxis in den USA die Einstellung von im Bau befindlichen Anlagen in das betriebsnotwendige Vermögen zuläßt.[1031]

Abgesehen von den aufgezählten Punkten betreten die EVU mit der gezielten Erschließung von Einspar- und Substitutionspotentialen technisches und organisatorisches Neuland; sie müßten neues qualifiziertes

---

[1029] S. dazu ausführlich den Exkurs nach Abschnitt 7.2.2.2.

[1030] Ein relativer Anstieg der Strompreise kann beispielsweise auch bedeuten, daß sie gegenüber einer Referenzentwicklung ohne LCP-Programme weniger stark sinken.

[1031] Vgl. dazu Fn 60.

Personal einstellen bzw. Schulungsprogramme für vorhandenes Personal entwickeln und anbieten; sie müßten die Datengrundlagen für die erfolgreiche Durchführung dieser Programme schaffen, und sie müßten Erfahrungen mit Hilfe von Pilotprogrammen sammeln, um die mit der Erschließung von Einsparpotentialen verbundenen Unsicherheiten (Umsetzungskosten, Teilnahmeraten etc.) einschätzen und bewältigen zu können. Viele EVU scheuen diesen Aufwand, weil ihnen bislang keine eindeutige Perspektive im LCP-Bereich geboten wird.

Gezielte Einspar- und Substitutionsprogramme, die über das übliche Beratungsangebot hinausgehen, werden daher augenblicklich in der Bundesrepublik nur dann von den EVU durchgeführt werden, wenn

- durch die Einsparung der Lastverlauf des EVU günstig beeinflußt wird
- insbesondere öffentliche EVU das Ziel des Umweltschutzes über ihre reinen Geschäftsinteressen stellen
- die (Preis-)Aufsicht das Ziel eines sparsamen und rationellen Umgangs mit Energie aus politischen Gründen verbal unterstützt und die EVU das Verhältnis zur Aufsicht nicht verschlechtern wollen
- dem schlechten Image in der Öffentlichkeit entgegengewirkt werden soll.

b) Situation bei ausgelasteten Kapazitäten

In dieser Situation sind alle Einspar- und Substitutionsprogramme *einzelwirtschaftlich* sinnvoll, deren durchschnittliche Kosten beim EVU unter den (finanzmathematischen) Durchschnittskosten eines neuen Kraftwerkes und/oder einer neuen Stromleitung liegen. Bei *volkswirtschaftlicher* Betrachtung besteht kein Unterschied zur Situation mit Überkapazitäten.

Unter den gegebenen Bedingungen - insbesondere auf Grund der Praxis von Investitions- und Preisaufsicht - ist es für das EVU hingegen *betriebswirtschaftlich* rational, den in Zukunft durch die bestehenden Anlagen nicht mehr abdeckbaren Bedarf durch den Bau eines möglichst kapitalintensiven Kraftwerks zu sichern, da auf diese Weise die Höhe des betriebsnotwendigen Kapitals maximiert wird. Das EVU wird seine Investitionsentscheidung i.d.R. also zugunsten des kostengünstigsten Großkraftwerks treffen[1032] und sich unter Bezug auf die "Versorgungssicherheit" am oberen Rand einer Bedarfsprognose orientieren. LCP-Programme und/oder eine Vielzahl kleinerer Erzeugungsanlagen (z.B. Heiz- und Blockheizkraftwerke) werden als Beschaffungsalternativen nicht in Erwägung gezogen.

Als Fazit läßt sich festhalten, daß die Erzeuger-EVU in der derzeitigen Situation, in der Überkapazitäten bestehen, aber auch bei ausgelasteten Kapazitäten nur in Ausnahmefällen ein betriebswirtschaftlich begründbares Interesse an Einspar- und Substitutionsprogrammen haben. Die Ankurbelung des Absatzes zum Abbau der Überkapazitäten und zum Hineinwachsen in neuen Bedarf ist aus ihrer Sichtweise rational. Einzel- bzw. volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Interessen klaffen weit aus-

---

[1032] Voraussetzung dafür ist allerdings eine Standortgenehmigung, die zunehmend schwieriger zu bekommen ist und mit vielen Auflagen insbesondere im Hinblick auf den Umwelt-, Natur- und Landschaftsschutz verknüpft ist.

einander.[1033]

7.2.2.2 Weiterverteiler

Einspar- und Substitutionsprogramme machen *einzelwirtschaftlich* gesehen für Weiterverteiler dann Sinn, wenn ihre Kosten pro kWh unter den durchschnittlichen Bezugskosten bzw. unter den Grenzbezugskosten (falls die Einsparinvestition keine Leistungseinsparung erbringt) liegen.
Betriebswirtschaftlich gesehen sind Einspar- und Substitutionsprogramme der Weiterverteiler bei der augenblicklichen Praxis der Aufsichtsbehörden i.d.R. ebenfalls unattraktiv:

- Das faktische Vertikal-/Horizontalprinzip der Preisaufsicht[1034] bzw. die Praxis der Erstreckungsgenehmigungen macht es für Weiterverteiler schwierig, die Preise für *Tarifkunden* über die des Vorlieferanten (bzw. des benachbarten EVU) anzuheben. Hinzu kommt, daß im Tarifkundenbereich die bei Einsparung entfallenden Deckungsbeiträge bzw. die entfallenden zusätzliche Gewinne (s. dazu den anschließenden Exkurs) umso höher sind, je linearer die Stromtarife und je degressiver die Bezugskonditionen sind. Dieses "Preisstrukturhemmnis" führt dazu, daß die Weiterverteiler im Verhältnis zu den Vorlieferanten (Erzeugern) noch stärker für das Einsparen "bestraft" werden.[1035]

- Das praktizierte Vertikal-/Horizontalprinzip der Kartellaufsicht[1036] macht es für Weiterverteiler schwierig, die Preise für *Sondervertragskunden* über die des Vorlieferanten (bzw. des benachbarten EVU) hinaus anzuheben.[1037] Die Durchführung von umfangreichen Einspar- und Substitutionsprogrammen im Sondervertragskundenbereich würde also i.d.R. zulasten der

---

[1033] Vgl. dazu Leprich (Least-Cost Planning), 1991, S.60-63, wo diese Aussage an Hand von einfachen Zahlenbeispielen verdeutlicht wird.

[1034] Nach §1 BTOElt ist die Preisaufsicht gehalten, die Pflichttarife von anderen EVU bei vergleichbaren Versorgungsverhältnissen zu berücksichtigen. In NRW beispielsweise wird dieses "Vertikal-/Horizontalprinzip der Preisaufsicht" im Prinzip streng gehandhabt: Die Durchschnittserlöse der Weiterverteiler im Tarifkundenbereich dürfen die Durchschnittserlöse der Vorlieferanten in diesem Bereich - unabhängig von ihrer jeweiligen Kosten- und Erlöslage - nur unwesentlich übersteigen. An Stelle dieses Prinzips wird in den meisten Bundesländern das Prinzip der Erstreckungsgenehmigungen angewandt, nach dem die Weiterverteiler maximal die gleichen Tarifpreise anbieten dürfen wie der Vorlieferant, ohne daß eine Einzelprüfung stattfindet. Dieses Prinzip hat die gleiche Wirkung wie das oben beschriebene Vertikal-/Horizontalprinzip.

[1035] Vgl. MWMT (Klimabericht NRW), 1992, S.120.

[1036] S. dazu Kapitel 5.2.3.

[1037] Allerdings greifen die Kartellbehörden i.d.R. erst dann ein, wenn Preisunterschiede von mehr als 5% zum Vorlieferanten bestehen. Darüber hinaus gibt es nach §103 Abs.5 GWB zusätzliche Preisabweichungsspielräume, wenn das EVU nachweist, daß die Abweichungen auf Umständen beruhen, die strukturell bedingt sind.

Deckungsbeiträge bzw. zulasten zusätzlicher Gewinne gehen.[1038] Das Vertikal-/Horizontalprinzip der Kartellaufsicht ist demnach, wenn es rigide praktiziert wird, ein extrem negativer Anreiz für Weiterverteiler, LCP-Strategien im Sondervertragskundenbereich zu verfolgen. Es bietet im Gegenteil einen starken Anreiz, möglichst viel Strom abzusetzen.

- Preiserhöhungen bei Tarif- und Sondervertragskunden sind (kommunal- und wirtschafts-) politisch sensibel. Dies gilt dann umso mehr, wenn das benachbarte EVU bereits günstigere Strompreise anbietet bzw. sie auf Grund fehlender LCP-Aktivitäten nicht anheben muß.[1039]

- Die meisten kleineren Weiterverteiler haben bisher nur wenige Berührungspunkte zur Aufsicht und werden de facto kaum kontrolliert. Diese "Unabhängigkeit" geht beim Geltendmachen von Kosten für Einspar- und Substitutionsprogramme verloren.

- Die Durchführung von Einspar- und Substitutionsprogrammen ist für die meisten Weiterverteiler unternehmenspolitisches Neuland, das zu betreten sie sich scheuen. Es fehlen sowohl qualifiziertes Personal, belastbare Datengrundlagen als auch Erfahrungen mit dieser Art der "Strombeschaffung".

Hinzu kommt, daß die Kommunen vom Stromverkauf durch die Konzessionsabgabe profitieren. Jede Einsparstrategie führt auch nach der neuen Konzessionsabgaben-Verordnung zu einem Rückgang der Konzessionsabgabe gegenüber der herkömmlichen Geschäftspolitik.[1040]
Auch im Falle der Weiterverteiler ist also das Fazit zu ziehen, daß es für sie unter den heutigen aufsichtlichen und sonstigen Rahmenbedingungen keine überzeugende betriebswirtschaftliche oder unternehmensstrategische Begründung dafür gibt, einzel- bzw. volkswirtschaftlich sinnvolle Einspar- und Substitutionsprogramme in großem Umfang durchzuführen.[1041] Im Gegenteil bietet vor allem das praktizierte Vertikal-/ Horizontalprinzip von Kartell- und Preisaufsicht gerade Weiterverteilern einen starken Anreiz, möglichst viel Strom abzusetzen. Dies gilt nur dann in dieser zugespitzten Form nicht, wenn der Weiterverteiler (z.B. ein Stadtwerk, das als kommunales Unternehmen nicht nur Geschäftsinteressen, sondern auch öffentliche Interessen verfolgt) aus eigener Verantwortung heraus betriebswirtschaftliche Nachteile zugunsten einer besseren Umwelt in Kauf nimmt.

[1038] Dies gilt nur dann nicht, wenn die Einsparung so stark lastwirksam ist, daß die eingesparten Leistungsbezugskosten die Summe aus Programmkosten und entgangenen Deckungsbeiträgen bzw. zusätzlichen Gewinnen überkompensiert.

[1039] Dies erklärt z.T. das in der Bundesrepublik zu beobachtende Phänomen, daß Preiserhöhungsspielräume des EVU zur Zeit nicht immer ausgenutzt werden.

[1040] Nach der am 8. November 1991 vom Bundeskabinett verabschiedeten neuen Konzessionsabgabenverordnung ist die Konzessionsabgabe als gestaffelter Festbetrag pro Kilowattstunde ausgestaltet. Die Staffelung reicht von 2,6 Pf/kWh in Gemeinden unter 25.000 Einwohner bis 4,69 Pf/kWh in Gemeinden über 500.000 Einwohner. Vgl. ARE (Tätigkeitsbericht 1990-91), 1992, S.164f. Es ist unmittelbar einleuchtend, daß diese Ausgestaltung bei einem Absatzrückgang zu einem Ausfall von Einnahmen bei der Gemeinde führt.

[1041] Vgl. dazu auch Bauerschmidt (Least-Cost Planning), 1990.

Exkurs: Zum Charakter und zur preisaufsichtlichen Behandlung von "entgangenen Deckungsbeiträgen" (Lost Revenues)

Einer der zentralen Gründe, warum EVU sich mehr oder weniger stark gegen *wirkungsvolle* Einspar- und Substitutionsprogramme sträuben, ist auf den ersten Blick plausibel: Je mehr Strom sie absetzen, desto höher sind die Einnahmen und desto höher ist auch der Gewinn. Diese unmittelbare Plausibilität bedarf jedoch einer näheren Analyse, da EVU keine normalen, im Wettbewerb stehenden Unternehmen sind, sondern ihre Preise staatlich kontrolliert und festgelegt werden.

Nach der preisaufsichtlichen Kosten- und Erlöslagenprüfung werden sämtliche als betriebsnotwendig anerkannten und im Sinne elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung gerechtfertigten Kosten auf den *prognostizierten* Absatz umgelegt, d.h. wenn die Höhe der Kosten korrekt ermittelt wurde und der Absatz sich in der prognostizierten Höhe einstellt, macht das EVU neben dem gewährten "angemessenen" keinen zusätzlichen Gewinn oder gar Verlust, sondern erhält seine Substanz.

Bei Abweichungen des Ist-Absatzes von der Prognose sind zwei Fälle zu unterscheiden:

a) Setzt das EVU mehr als den prognostizierten Absatz ab, macht es einen zusätzlichen Gewinn pro abgesetzte Kilowattstunde, der der Differenz zwischen Grenzerlösen (Arbeitspreise) und Grenzkosten (variable Kosten) entspricht. Es besteht hier also stets ein Anreiz zur Steigerung des Absatzes über die Prognose hinaus.

b) Setzt es hingegen weniger als den prognostizierten Absatz ab, entgehen ihm dadurch sowohl anteilige Fixkosten (incl. deren kalkulatorische Verzinsung) als auch anteilige brennstoffunabhängige Betriebskosten, soweit letztere sich nicht kurzfristig reduzieren lassen. Es entstehen sogenannte "Lost Revenues". In diesem Fall besteht ein noch größerer Anreiz zur Steigerung des Absatzes.

"Lost Revenues" sind definiert als Summe aus ungedeckten Fixkosten (incl. deren kalkulatorischer Verzinsung) und ungedeckten, kurzfristig nicht vermeidbaren Betriebskosten zwischen zwei Strompreisgenehmigungsverfahren.[1042] Sie beinhalten neben dem Kosten- auch einen (kalkulatorischen) Gewinnbestandteil, der den EVU entgeht.[1043]

"Lost Revenues" können mit "entgangene Deckungsbeiträge" übersetzt werden, wenn man folgende Definition zugrunde legt:

> "Unter dem Deckungsbeitrag versteht man die durch unternehmerische Maßnahmen ... ausgelöste Erfolgsänderung. Mißt man den Erfolg durch die Differenz zwischen Erlösen und Kosten, ... umfaßt [diese, U.L.] den Betrag, der zur Abdeckung der nichtvariablen (fixen) Kosten und zur Erzielung eines Gewinns, gegebenenfalls unter Berücksichtigung von nichtvariablen Erlösen, beiträgt."[1044]

[1042] Vgl. dazu auch Kapitel 6.1.

[1043] Im Unterschied zu den USA enthalten "Lost Revenues" in der Bundesrepublik zusätzlich die Konzessionsabgabe, die den Gemeinden entgeht.

[1044] Kloock (Deckungsbeitrag), 1990, S.253.

In grober Näherung entspricht der entgangene Deckungsbeitrag der Differenz zwischen Arbeitspreis und eingesparten Brennstoff- bzw. Strombezugskosten.
Würden entgangene Deckungsbeiträge (rückwirkend) als betriebsnotwendige Kosten preisaufsichtlich anerkannt, würde durch LCP-Programme die Substanz des EVU nicht beeinträchtigt. Das ungleich wichtigere Anreizproblem, das einen Mehrabsatz über die Absatzprognose hinaus stets belohnt, kann auf diese Weise allerdings nicht gelöst werden (vgl. dazu Abschnitt 7.3.1.2).
Exkursende

7.2.3 Die fehlende Öffentlichkeitsbeteiligung im Tarifgenehmigungsverfahren

Bei der Tarifgenehmigung handelt es sich um einen Verwaltungsakt im Sinne des §35 Verwaltungsverfahrensgesetz, der von Verwaltungsbeamten in den dafür zuständigen Ministerien wahrgenommen wird.[1045]
Die Öffentlichkeit bleibt bei diesem Akt in zweifacher Hinsicht ausgeschlossen:

- Verwaltungsakte stellen ihrem Charakter nach lediglich einen Vollzug von Gesetzen und Verordnungen dar. Dieser Vollzugscharakter schließt die institutionelle Öffentlichkeitsbeteiligung aus.

- Der einzelne Tarifkunde ist hinsichtlich der Tarifgenehmigung nicht klageberechtigt, d.h. er kann gegen einen in seinen Augen zu hohen Strompreis verwaltungsgerichtlich nicht vorgehen.[1046]

Vor dem Hintergrund des Bayrischen VGH-Urteils von 1989, in dem den Aufsichtsbehörden eine Reihe von Gestaltungsspielräumen eingeräumt wurden,[1047] und anknüpfend an die positiven amerikanischen Erfahrungen mit energiepolitischen "runden Tischen"[1048] stellt sich allerdings die Frage, inwieweit kontroverse Fragen im Zusammenhang mit Tarifgenehmigungen noch im Rahmen von Verwaltungsakten behandelt

---

[1045] Vgl. Knöchel (Preisaufsicht), 1989, S.158.

[1046] Vgl. Weigt in Obernolte/Danner (Energiewirtschaftsrecht), 1989, S.III 134u.

[1047] Vgl. Kapitel 5.2.2.3.

[1048] Vgl. Kapitel 4.3.4.

werden sollten, oder ob nicht vielmehr eine institutionalisierte Öffentlichkeitsbeteiligung eine Konsensfindung erleichtern würde.

Dies gilt umso mehr im Zusammenhang mit den neuen Fragen, die bei einer umfassenden Stromsparpolitik und bei Umsetzung des LCP-Konzeptes zu beantworten sind. Wie in Abschnitt 7.3.1.1 noch zu zeigen sein wird, sind im Rahmen einer LCP-orientierten "Anreizregulierung" eine Reihe von Parametern festzulegen. Diese Parameter beruhen einerseits auf Erfahrungswerten, andererseits müssen sie zwischen EVU und Preisaufsicht ausgehandelt werden, wobei hier die Interessen der EVU und die Verbraucherschutzinteressen der Aufsicht wie auch allgemeine Interessen an Ressourcen-, Umwelt- und Klimaschutz gegeneinander abgewogen werden müssen. Um zu tragfähigen Kompromissen bei der Festlegung dieser Parameter zu gelangen, ist eine möglichst breite Einbeziehung der Öffentlichkeit in Form von Interessengruppen unabdingbar. Die Erfahrungen aus den USA legen sogar den Schluß nahe, daß sich LCP als regulatorischer Prozeß niemals ohne die breite Einbeziehung der Öffentlichkeit hätte entfalten können (vgl. Kapitel 3.1.5.3).

7.2.4 Schlußfolgerungen

Traditionelle Kritikpunkte an der Funktionsfähigkeit und Effektivität der bundesdeutschen Aufsicht über EVU gingen vom herkömmlichen Verständnis von Aufsicht als Surrogat für den Wettbewerb im Strombereitstellungsbereich (Erzeugung, Transport, Verteilung) aus (s. dazu Kapitel 5.2.5).

Betrachtet man die Aufsichtspraxis jedoch im Lichte des LCP-Konzeptes und des dahinterstehenden Energiedienstleistungs-Ansatzes, so zeigen sich eine Reihe von Problemen, denen man bei einem herkömmlichen Verständnis von EVU-Aufsicht nicht oder nur teilweise begegnet. Eine auf Einsparung und Substitution elektrischer Energie gerichtete Geschäftspolitik eines EVU führt bei der heutigen Aufsichtspraxis in der Bundesrepublik in den allermeisten Fällen zu einer "Bestrafung" des EVU, eine Ankurbelung des Absatzes wird hingegen "belohnt". Auch wenn es sich dabei weniger um ein Substanzerhaltungs- als vielmehr um ein Anreizproblem handelt, kann festgestellt werden, daß die mit LCP verbundenen regulatorischen Probleme, wie sie für die USA analysiert wurden (vgl. Kapitel 6.1), im wesentlichen auf die Bundesrepublik übertragbar sind.[1049] Die Umsetzung von LCP erfordert daher auch für die Bundesrepublik zwingend ein neues bzw. zumindest modifiziertes Regulierungskonzept.[1050]

Der Hauptgrund dafür liegt in der Praxis des bestehenden Regulierungssystems, das von einer "marktwirtschaftlichen Aufgabenteilung" ausgeht, wonach die EVU für die Versorgung, die Verbraucher

---

[1049] Die Aussage der VDEW beispielsweise, LCP als "unternehmenswirtschaftliches" Konzept zu betrachten und zu praktizieren und die regulatorischen Konsequenzen dieses Konzepts zu ignorieren, deckt sich gut mit dem empirischen Befund des EWI (Abschnitt 7.2.1), wonach im Vergleich zu den USA dann folgerichtig so gut wie keine Einspar- und Substitutionsprogramme durchgeführt werden.

[1050] Diese Schlußfolgerung steht im Gegensatz zu der Auffassung einiger EVU-Vertreter in der Bundesrepublik, die LCP als Regulierungskonzept ablehnen, ohne dies allerdings überzeugend begründen zu können. Vgl. z.B. Winje (Zielvorstellungen), 1992, S.1064.

für die Einsparung zuständig sind. Reguliert wird das Produkt "Elektrizität", und als wichtigster zu kontrollierender Wettbewerbsparameter gilt der Strompreis. Aber so wenig der Verbraucher an Elektrizität als Kilowatt(stunde), sondern vielmehr an der durch Elektrizität erbrachten Energiedienstleistung interessiert ist, so wenig besteht sein Interesse letztlich in einem niedrigen Kilowattstundenpreis, sondern vielmehr in einer niedrigen Rechnung für die von ihm gewünschte Energiedienstleistung.
Nicht der Strompreis ist der wichtigste Wettbewerbsparameter auf dem Energiedienstleistungs-Markt, sondern die (durchschnittliche) Höhe der Stromrechnungen im Versorgungsgebiet des EVU.[1051]
Dieser fundamental neuen Sichtweise werden sich Strompreis- und Kartellaufsicht in der Bundesrepublik öffnen müssen, wenn sie den LCP-Ansatz erfolgreich anwenden und wenn sie das Dilemma auflösen wollen, nach dem sie sich einerseits für die Förderung der sparsamen und rationellen Energieverwendung auch und gerade im Strombereich stark machen, andererseits durch ihre Praxis genau diese Zielsetzung konterkarieren.
Zu überlegen wäre darüber hinaus, ob angesichts neuer komplexer Fragestellungen im Zusammenhang mit dem LCP-Konzept eine institutionalisierte Form der Öffentlichkeitsbeteiligung bei Strompreisgenehmigungsverfahren dazu beitragen könnte, eine Konsensfindung in Sachfragen zu beschleunigen und die Akzeptanz für eine solche Strategie bei den unterschiedlichen Interessengruppen zu erhöhen.

7.3 Umsetzungsschritte für eine LCP-orientierte Regulierung in der Bundesrepublik

Eine LCP-orientierte Regulierung zielt in der Bundesrepublik in erster Linie auf die Praxis der Strompreisaufsicht (Stromtarifkunden) sowie auf die Praxis der Energiefachaufsicht als Investitionsaufsicht. Kartellrechtlich relevante LCP-Aktivitäten im Sondervertragskundenbereich sollen im folgenden nicht berücksichtigt werden.[1052]

7.3.1 Elemente einer Anreizregulierung im Rahmen der Strompreisaufsicht

---

[1051] Dies folgerten als erste Moskovitz/Parker: "Observing that customers act to minimize bills in a least cost manner leads us to structure a regulatory system that focuses on electricity bills rather than electricity price." Moskowitz/Parker (Focus), 1988, S.44.

[1052] Die Durchführung von standardisierten Einspar- und Substitutionsprogrammen im Sondervertragskundenbereich würde bei Umlegung dieser Kosten auf die gesamte Kundengruppe ebenfalls zu höheren Strompreisen führen, was kartellrechtlich u.U. beanstandet werden könnte, wenn die spezifischen Preise benachbarter oder vergleichbarer EVU spürbar günstiger wären (Horizontal-/Vertikalprinzip; vgl. Kapitel 5.2.3) bzw. wenn einzelne Kunden an diesen Programmen nicht teilnehmen könnten (Vermutung des Mißbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung). Das Problem könnte theoretisch durch den Abschluß bilateraler Verträge zwischen EVU und Sondervertragskunden ("contracting") umgangen werden, die kartellrechtlich nicht zu beanstanden sind. Allerdings ist dieses Verfahren erheblich aufwendiger als ein standardisiertes Verfahren.

Der Begriff "Anreizregulierung" soll im Zusammenhang mit LCP definitorisch dahingehend festgelegt werden, daß er als Oberbegriff alle neuen Elemente einer Regulierungspraxis der Strompreisaufsicht umfaßt, die die Umsetzung des LCP-Konzepts durch EVU regulatorisch unterstützen. Konkret bedeutet Anreizregulierung vor allem

1. die regulatorische Absicherung der Erstattung derjenigen Kosten, die den EVU durch Aktivitäten im Rahmen des LCP entstehen

2. die regulatorische Absicherung der Erstattung derjenigen Fix- und kurzfristig nicht vermeidbaren Betriebskosten, die die EVU mit jeder eingesparten Kilowattstunde nicht mehr abdecken und mittelfristig nicht vermeiden können ("entgangene Deckungsbeiträge")

3. die Gewährung von finanziellen Anreizen zur Motivierung von LCP-Aktivitäten durch EVU.

Während die ersten beiden Elemente der Anreizregulierung die wichtigsten negativen Anreize, die die EVU heute von umfassenderen LCP-Aktivitäten abhalten, eliminieren sollen, gibt das dritte Element ein zusätzliches positives Signal.

Eine Anreizregulierung kann auf die Gruppe der Erzeuger-EVU unmittelbar angewendet werden, nicht jedoch auf die Gruppe der Weiterverteiler. Für letztere kann sie nur dort zum Zuge kommen, wo die Praxis der Erstreckungsgenehmigungen bzw. des preisaufsichtlichen Horizontal-/Vertikalprinzips bereits zugunsten einer individuellen Kosten- und Erlöslagenprüfung aufgegeben worden ist bzw. in Zukunft aufgegeben wird.[1053]

Die hier diskutierten Vorschläge einer Anreizregulierung im Rahmen der Strompreisaufsicht sollen sich zunächst ohne eine Veränderung des geltenden Rechtsrahmens - dies betrifft vor allem das Energiewirtschaftsgesetz und die Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) - in die bestehende Regulierungspraxis einfügen lassen. Voraussetzung dafür ist zum einen, daß sich die Ausgaben für LCP-Programme "im Rahmen" halten,[1054] was zumindest für die nächsten Jahre auch zu erwarten ist. Zum anderen sollte der zusätzliche Aufwand für die zuständigen Aufsichtsbehörden entsprechend ihrer geringen Ausstattung überschaubar bleiben und eine stufenweise Vorgehensweise ermöglichen. Im anschließenden Abschnitt 7.4 wird dann ein Ausblick auf Novellierungsbestrebungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Sinne von LCP gegeben.

7.3.1.1 Zur Anerkennung der Kosten von LCP-Programmen

Der erste Schritt bei der Umsetzung des LCP-Konzeptes durch die Strompreisaufsicht ist die

---

[1053] Dies ist derzeit in der Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Hessen der Fall; in Bayern deutet sich ebenfalls die Abschaffung der Erstreckung an.

[1054] Dazu das Bundeswirtschaftsministerium: "Aufwand für LCP-Maßnahmen kann im Einzelfall ... im Preisgenehmigungsverfahren berücksichtigt werden, wenn er sich im Rahmen der Größe und Leistungsfähigkeit des EVU hält." (Feuerborn (Least-Cost Planning), 1991, S.2).

Anerkennung der Kosten von LCP-Programmen.[1055] In diesem Zusammenhang sind vorher eine Reihe von Fragen zu klären:

a) Wie sind LCP-Programme definiert, und welche Kategorien lassen sich unterscheiden?
b) Nach welchen Kriterien sind die Kosten von LCP-Programmen anzuerkennen?
c) Wie könnte das Anerkennungsverfahren aussehen?
d) Welche Stufen können bei der Einführung des Anerkennungsverfahrens unterschieden werden?

zu a) "LCP-Programme"

LCP-Programme sollen im folgenden definiert werden als die Gesamtheit aller Maßnahmen, die direkt oder indirekt zu einer Stromverbrauchsreduzierung oder einer ökonomisch und ökologisch sinnvollen Stromsubstitution führen bzw. dazu beitragen, diese Maßnahmen zu identifizieren, zu bewerten oder ihre Umsetzung zu fördern. Tabelle 7.2 gibt einen Überblick über das Spektrum der Programme, deren Kosten im Rahmen des Least-Cost Planning prinzipiell anerkannt werden sollten.[1056]

Tab.7.2: Kategorien von LCP-Programmen

*	**Informationsprogramme**
*	**Beratungs- und Serviceprogramme**
	- Vor-Ort-Beratungen
	- Weiter- /Fortbildungsveranstaltungen
*	**Ressourcenprogramme**
	- Anreiz-/Prämienprogramme
	- Finanzierungsprogramme
	- kostenlose Dienstleistungsprogramme
*	**Demonstrationsprogramme**
*	**Datenerhebungsprogramme**
*	**Meß- und Evaluierungsprogramme**

Es werden sechs Programmkategorien unterschieden, wobei im Rahmen der Strompreisaufsicht den Ressourcenprogrammen von der Zielsetzung und vom Umfang her die größte Aufmerksamkeit beizumessen ist. Nicht enthalten sind Maßnahmen des Lastmanagements im Sinne von Lastverlagerung, da diese zum einen i.d.R. keine Stromverbrauchsreduzierung bewirken, zum anderen meist im Interesse

---

[1055] Die grundsätzliche Bereitschaft zur Anerkennung dieser Kosten im Rahmen der BTOElt ist in einigen Bundesländern bereits vorhanden (vgl. ZfK, Heft 8, 1992, S.1f.). Auch das Bundeswirtschaftsministerium denkt zur Zeit darüber nach, die tarifrechtliche Behandlung derartiger Programme bei einer Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes mit in die Ermächtigungsgrundlage für die BTOElt aufzunehmen (vgl. ZfK, Heft 11, 1992, S.7).

[1056] Vgl. dazu auch Tabelle 3.6 in Kapitel 3.

des EVU selbst liegen und daher keiner zusätzlichen regulatorischen Anreize bedürfen.[1057]

zu b) "Anerkennungskriterien"

Die Verbraucher haben grundsätzlich einen Anspruch darauf, daß die für LCP-Programme von der Strompreisaufsicht bewilligten Mittel effizient und zielgerichtet eingesetzt werden. Daher müssen vor allem für Ressourcenprogramme Kriterien festgelegt werden, die zu erfüllen sind, wenn die entsprechenden Kosten von der Aufsicht im Rahmen der BTOElt anerkannt werden sollen.

Die folgende Tabelle 7.3 gibt einen Überblick über wesentliche Kriterien, von deren Erfüllung die Anerkennungsfähigkeit von Ressourcenprogrammen sinnvollerweise abhängig gemacht werden sollte.

[1057] In diesem Punkt unterscheiden sich terminologisch die hier definierten LCP-Programme von den amerikanischen "Conservation and Load Management Programs". Vgl. Kapitel 3.2.3.2.

Tab.7.3: Kriterien für die Anerkennung von Ressourcenprogrammen durch die Strompreisaufsicht

Kriterium	**mögliche Operationalisierung**
Kosteneffektivität	* Total Resource Cost Test * Utility Cost Test
Minimierung von Verteilungswirkungen	* Teilnahmemöglichkeit * Programmstreuung
ökologische Effizienz	Prüfung mit Hilfe von Emissionsmodellen
Verifizierbarkeit der Einsparung/Substitution	* technische Schätzung * Messung
Standardisierbarkeit der Programme	Festlegung eines Mindestprozentsatzes von möglichen Programmteilnehmern aus der Grundgesamtheit
Zielgruppenorientierung	Plausibilitätsprüfung
Vermeidung "verpaßter Gelegenheiten"	Abschlag von der geforderten Kosteneffektivität für ausgewählte Programme
Rechtliche Zulässigkeit	Rechtsgutachten

Die Kriterien im einzelnen:

- Das Leitkriterium ist zweifelsohne das Kriterium der *Kosteneffektivität*. Dieses Kriterium ist einer der Schlüssel zum Verständnis von LCP[1058] und umfaßt nach amerikanischer Auffassung vor allem folgende Einzelkriterien:[1059]

  * Die Kosten der Einsparung bzw. Substitution (technische Kosten plus Programmkosten) dürfen nicht größer sein als die Systemkosten einer gleich sicheren und verfügbaren Erzeugungsalternative, d.h. das Nutzen-Kostenverhältnis des Ressourcenprogramms muß größer als 1 sein. Die Systemkosten beinhalten neben den Anlagenkosten auch die Verteilungs- und Übertragungskosten, Leitungsverluste, Brennstoffkosten und u.U. auch quantifizierbare Umweltkosten.
  * Die Technologie muß bereits kommerziell verfügbar (d.h. Prototypen finden hier keine Berücksichtigung) und verläßlich einsetzbar sein.
  * Der Einsatz der Technologie darf nicht durch gesetzliche, finanzielle oder institutionelle Barrieren beschränkt sein.

  Entscheidend für die Überprüfung der Kosteneffektivität sollte wie in den USA der volkswirtschaftliche Blickwinkel (*Total Resource Cost Test*) sein; allerdings sollte das jeweilige Programm auch aus einzelwirtschaftlicher Perspektive kosteneffektiv sein (*Utility Cost Test*) (vgl. Kapitel 3.1.6.1). Im Sinne des Least-Cost Planning wird hierdurch eine Obergrenze für die Kosten der Einsparung bzw. Substitution festgelegt, die nur in Ausnahmefällen überschritten werden darf. Diese

---

1058 Vgl. dazu ausführlich Kapitel 3.1.6.1.

1059 Vgl. NWPPC (Power Plan), 1986, Vol.I, S.3-4f.

Obergrenze ist entweder in Pf/kWh (Arbeit) oder DM/kW (Leistung) anzugeben.

Das Kriterium der Kosteneffektivität ist nur auf Ressourcen- und eventuell auf gezielte Beratungsprogramme anwendbar; die vier übrigen LCP-Programmkategorien (Informations-, Demonstrations-, Datenerhebungs- sowie Meß-/ Evaluierungsprogramme) eigen sich nicht für eine gezielte Erschließung von Einsparpotentialen bzw. haben andere Aufgabenstellungen.

Absolut gesehen ist für den Ausgabenumfang von Ressourcen- und gezielten Beratungsprogrammen keine Obergrenze vorzusehen; die relative Obergrenze ist durch den Kosteneffektivitäts-Maßstab gegeben. Für die übrigen Programmkategorien sollte zweckmäßigerweise eine absolute Kostenobergrenze festgelegt werden, die zeitlich gestaffelt ist (die Anfangsphase ist kostenintensiver) und einen bestimmten Prozentsatz der Ausgaben für Ressourcenprogramme nicht übersteigt.

- Ein weiteres wichtiges Kriterium für die Anerkennung von Stromeinspar- und -substitutionsprogrammen sollte in der *Minimierung von Verteilungswirkungen* der Programme liegen. Neben dem unmittelbaren Gerechtigkeitsempfinden liegt die Begründung dafür in der Frage der öffentlichen Akzeptanz von solchen Programmen. Zwei Voraussetzungen sollten erfüllt sein:

  * *Programmstreuung*

    Das Spektrum aller vom EVU angebotenen Einspar- und Substitutionsprogramme sollte so breit gefächert sein, daß alle Kunden der jeweiligen Kundengruppe grundsätzlich die Möglichkeit erhalten, an einem oder mehreren Programmen teilzunehmen. Jeder Kunde sollte in die Lage versetzt werden, durch eine Programmteilnahme seine Gesamtrechnung um mindestens soviel zu senken, wie sie durch höhere Preise als Folge der Umlagenfinanzierung aller Programme voraussichtlich steigen würde. Das gilt insbesondere auch für sozial schwache Haushalte mit geringer Geräteausstattung, für die gegebenenfalls Sonderprogramme konzipiert werden müssen ("low-income"-Programme; vgl. Kapitel 3.1.6.1).

  * *Teilnahmemöglichkeit an einzelnen Programmen*

    Jedes Ressourcenprogramm sollte so konzipiert werden, daß alle potentiellen Teilnehmer von dem Programm Kenntnis erhalten, es leicht verstehen und ohne großen Aufwand daran partizipieren können. Bei Prämienprogrammen ist beispielsweise darauf zu achten, daß Anzeigenserien geschaltet, leicht verständliche Informationsblätter zur Auslage beim Handel angefertigt werden sowie die Einlösung der Prämie dem Kunden verwaltungstechnisch keine Probleme bereitet. Außerdem sollte die Laufzeit der Programme ausreichen, allen Kunden eine Teilnahme zu ermöglichen.

- Insbesondere für Stromsubstitutionsprogramme ist neben der Kosteneffektivität noch die *ökologische Effizienz* des jeweiligen Programms nachzuweisen. Dabei können vorhandene Emissionsmodelle

verwendet werden.[1060]

- Die *Verifizierbarkeit* der durch das jeweilige Programm erzielten Einsparung ist eine wichtige Voraussetzung für die Abschätzung seiner Kosteneffektivität. Insbesondere die Programmteilnahme muß nachweisbar und von der Aufsicht nachvollziehbar sein. Mittelfristig müssen technische Ausgangsschätzungen der Einsparerfolge durch Meß- und Evaluierungsprogramme bewertet und gegebenenfalls angepaßt werden.

- Programmvorschläge sind auf ihre *Standardisierbarkeit* zu überprüfen, da nur Standardprogramme wegen der grundsätzlichen Offenheit für alle Kunden auftretende Verteilungswirkungen minimieren können.

- An Programme, die gezielt "verpaßte Gelegenheiten" (*lost opportunities*)[1061] vermeiden können, sollten die Anforderungen an die Kosteneffektivität reduziert werden. Vorstellbar ist hier, daß Nutzen-Kostenverhältnisse zwischen 0,7 und 1 für die Anerkennung der Programme ausreichen. Dies könnte im übrigen auch für Programme gelten, die auf sozial schwache Haushalte zielen.

- Programme, deren *rechtliche Zulässigkeit* umstritten ist,[1062] sollten per Rechtsgutachten abgesichert werden. Dies gilt insbesondere für Prämienprogramme aller Art, wenn sie das Stadium von Test- oder Pilotprogrammen verlassen und zu Vollprogrammen werden.

Exkurs: Beispiel für die Überprüfung des Nutzen-Kosten-Verhältnisses eines Ressourcenprogramms

Programmbeschreibung

Bei dem Beispiel handelt es sich um ein Prämienprogramm für Kühlschränke mit einer einjährigen Laufzeit, d.h. sämtliche Kosten fallen innerhalb dieses Jahres an.

Prämienprogramm für Kühlschränke	
Jährlicher Neukauf von Kühlschränken	ca.6.000

[1060] Das derzeit wohl ausgereifteste Modell dieser Art ist das GEMIS-Modell des Öko-Instituts, das alle Emissionsdaten entlang der Prozeßkette der jeweiligen Technologie berücksichtigt. Vgl. Öko-Institut/GhK Kassel (GEMIS), 1989.

[1061] Ein klassisches Beispiel für eine "verpaßte Gelegenheit" ist die unterlassene Wärmedämmung bei einer ohnehin stattfindenden Gebäudesanierung, da eine nachträgliche Durchführung dieser Maßnahme erheblich teurer wäre. Eine weiteres Beispiel speziell für den Strombereich ist die Auswechslung von Lampenfassungen ohne den gleichzeitigen Einbau von Reflektoren.

[1062] Bei geplanten Zuschußprogrammen für effiziente Haushaltsgeräte beispielsweise meinten einzelne Gerätehersteller, daß hier ein Verstoß gegen das Gesetz gegen unlauteren Wettbewerb (UWG) vorliegen könnte. Diese Vermutung wurde inzwischen jedoch gerichtlich widerlegt. Vgl. das Urteil des Landgerichts Düsseldorf vom 17. November 1992, dokumentiert in ET, Heft 4, 1993, S.274f.

Prämienhöhe für Bestgeräte (Vollprogramm)	50 DM
Prämieneinlösung (geschätzt)*	2.000
Mitnehmer*	20 %
Sonstige Effekte* (Verhaltensänderungseffekte)	0 %
jährliche Einsparung pro Gerät*	100 kWh
durchschnittl. Lebensdauer*	12,5 a
gesamte Einsparung pro Gerät	1.250 kWh
programminduzierte Einsparung (um Mitnehmer bereinigt)	2 Mio. kWh
Programmkosten EVU * Prämien * Infos, Werbung etc.	 100.000 DM 50.000 DM

Forts. der Annahmenübersicht

zusätzliche Teilnehmerkosten* (durchschnittl. Mehrkosten für Bestgeräte)	35 DM
vermiedene Kosten des EVU* (real konstant über 12,5 Jahre)	13,0 Pf/kWh
* Dieser Wert ist vor der Durchführung des Programms zwischen EVU und Preisaufsicht einvernehmlich festzulegen. Die Festlegung erfolgt über Schätz- bzw. Erfahrungswerte.	

Überprüfung der Kosteneffektivität

Bei der Überprüfung der Kosteneffektivität des Programms sind zwei Tests durchzuführen:

- volkswirtschaftlicher Nutzen-Kosten-Test (Total Resource Cost Test)

  Nutzen = vermiedene Kosten * programminduzierte Einsparung
  = 13 Pf/kWh * 2,0 Mio. kWh = 260.000 DM

  Kosten = transferunabhängige Programmkosten des EVU + zusätzliche Teilnehmerkosten (excl. Mitnehmeranteil)
  = 50.000 DM + 35 DM*1.600 = 106.000 DM

  Nutzen-Kosten-Verhältnis = 260.000 DM / 106.000 DM = 2,45

- einzelwirtschaftlicher Nutzen-Kosten-Test (Utility Cost Test)

  Nutzen = vermiedene Kosten * programminduzierte Einsparung
  = 13 Pf/kWh * 2,0 Mio. kWh = 260.000 DM

  Kosten = sämtliche Programmkosten des EVU
  = 100.000 DM + 50.000 DM = 150.000 DM

  Nutzen-Kosten-Verhältnis = 260.000 DM / 150.000 DM = 1,73

Der obige Nutzen müßte noch mit dem (kalkulatorischen) Zinssatz des EVU über die Nutzungsdauer des Kühlschranks abdiskontiert werden. Wenn man jedoch davon ausgeht, daß die jährliche Steigerungsrate der vermiedenen Kosten etwa dem (kalkulatorischen) EVU-Zinssatz entspricht, kann der Einfachheit halber darauf verzichtet werden.

Nach dem Kriterium der Kosteneffektivität müßte das obige Prämienprogramm demnach von der Strompreisaufsicht anerkannt werden. Zu überprüfen wäre lediglich, ob das Programm unter Verteilungsaspekten nicht über eine längere Laufzeit anzubieten wäre, um allen Haushalten im Versorgungsgebiet des EVU eine Teilnahme zu ermöglichen.

Festlegung der Parameter

Wie bei der Programmbeschreibung bereits angedeutet, müßten *vor* der Durchführung des Programms eine Reihe von Parametern abgeschätzt bzw. festgelegt werden. Im einzelnen handelt es sich um folgende Größen:

a) jährliche Einsparung pro Gerät
b) durchschnittliche Lebensdauer des Gerätes
c) zusätzliche Teilnehmerkosten
d) geschätzte Teilnahmerate am Programm
e) Prozentsatz der Mitnehmer
f) sonstige Verhaltensänderungseffekte
g) vermiedene Kosten des EVU

Während sich die Größen a) bis c) über Schätzungen bzw. empirisch relativ sicher ermitteln lassen, bedarf es zur Abschätzung der Größen d) bis f) konkreter Programmerfahrungen, um belastbare Werte zu gewinnen. Die schwierigste Aufgabe besteht in der Festlegung der vermiedenen Kosten des EVU, da es sich hier um die langfristig vermiedenen Systemgrenzkosten des EVU handeln soll. Während in den USA komplexe Computerprogramme heute in der Lage sind, diese Kosten einigermaßen belastbar abzuschätzen,[1063] stehen die EVU in der Bundesrepublik hier erst am Anfang. Zu überlegen wäre daher vorerst eine pragmatische Festlegung des Wertes, der auf den Erzeugungskosten eines neuen Kraftwerks basiert und prozentuale Aufschläge auf Grund vermiedener Transport-, Verteilungs- und Umweltkosten vorsieht.[1064] Dies wäre jedoch eine typische Fragestellung für einen "runden Tisch", an dem neben den EVU und der Preisaufsicht auch Interessenverbände und Wissenschaftler sitzen und Vorschläge unterbreiten könnten (vgl. Abschnitt 7.3.3).

Exkursende

zu c) "Anerkennungsverfahren"

Die Anerkennung der mit LCP-Aktivitäten verbundenen Kosten bedeutet grundsätzlich die aufsichtlich garantierte Abwälzbarkeit dieser Kosten auf die Stromtarife. Dadurch erfolgt eine Gleichstellung gegenüber den Kosten der Stromerzeugung und -verteilung. Ob das EVU diese Kosten *tatsächlich* auf die Strompreise abwälzt, hängt

---

[1063] Vgl. z.B. PG&E (Partnership Auction), 1991, Appendix E.

[1064] Vgl. die Praxis des Northwest Power Planning Councils in den USA, der die vermiedenen Kosten mit den spezifischen Kosten eines neuen Kohlekraftwerks plus einem Aufschlag von 10% ansetzte. Dieser Aufschlag sollte einerseits den eingesparten Transportverlusten, andererseits der umweltpolitischen Vorteilhaftigkeit von Einsparinvestitionen Rechnung tragen. Vgl. NWPPC (Power Plan), 1986, Vol.I., S.3-6.

dann in erster Linie von politischen oder unternehmensstrategischen Gesichtspunkten ab, die in diesem Zusammenhang nicht näher beleuchtet werden sollen.[1065]

Idealtypisch sind drei Wege für die Weitergabe der Kosten in die Tarife vorstellbar:

1. Berücksichtigung der *prognostizierten* Kosten in den neuen Tarifen; eine rückwirkende Korrektur unter Berücksichtigung der tatsächlichen Kosten findet nicht statt.

2. Rückwirkende Berücksichtigung der *tatsächlichen* Kosten in den Tarifen der nächsten Periode

3. Vorab-Genehmigung eines Pauschalbetrags in den Tarifen (z.B. 1 Pf/kWh); rückwirkende Prüfung der tatsächlich angefallenen Kosten mit der Androhung einer Rückerstattung bei Unterschreitung des Pauschalbetrags.

Beim aufsichtlichen Anerkennungsverfahren erscheint es sinnvoll, Ressourcen- von Nicht-Ressourcenprogrammen (Informations-, Datenerhebungs-, Meß- und Evaluierungsprogramme) zu unterscheiden:

- Die Kosten von Nicht-Ressourcenprogrammen sollten rückwirkend als tatsächliche Kosten in den neuen Tarifen berücksichtigt werden. Dafür spricht zum einen, daß anfallende Kosten in diesem Bereich schwer prognostizierbar sind und den konsequenten Aufbau einer Infrastruktur für die Erschließung von Einsparpotentialen unnötig hemmen könnten. Zum anderen kommt diese Infrastruktur insbesondere den Stromverbrauchern kommender Perioden zugute, so daß diese Vorgehensweise auch unter dem Aspekt der periodengerechten Kostenzurechnung geboten erscheint.

- Die Kosten von Ressourcenprogrammen lassen sich in teilnehmerunabhängige Kosten (z.B. allgemeine Programmkosten wie Werbung, Verwaltung etc.) und teilnehmerabhängige Kosten (z.B. Anreizzahlungen) unterscheiden. Während die teilnehmerunabhängigen Kosten unter dem Aspekt der Kostenminimierung als *prognostizierte* Kosten ohne eine rückwirkende Korrektur in die Tarife einfließen sollten, erscheint es ratsam, die teilnehmerabhängigen Kosten als tatsächliche Kosten in den Tarifen der nächsten Periode zu berücksichtigen. Dafür spricht zum einen die Unsicherheit über die Anzahl der Programmteilnehmer, zum anderen der Anreiz zur Überschätzung des Programmerfolgs durch das EVU und die damit verbundene Problematik des Prognosespielraums seitens der Aufsicht.

Unter verwaltungstechnischen Gesichtspunkten könnte die dritte Methode - Vorab-Genehmigung eines Pauschalbetrages - durchaus attraktiv sein (Modell "Stromsparfonds" Zürich[1066]). Sie setzt allerdings

---

[1065] So kann es für solche Stadtwerke, die bereits ein höheres Strompreisniveau als die benachbarten EVU haben, u.U. kommunalpolitisch schwierig sein, eine weitere Erhöhung der Strompreise vorzunehmen. Dies ist vermutlich ein wesentlicher Grund dafür, daß derzeit nicht sämtliche Preiserhöhungsspielräume von den EVU ausgenutzt werden.

[1066] Das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich ist dazu verpflichtet worden, jährlich etwa 10% des budgetierten Reingewinns in einen Fonds einzuzahlen, aus dem Stromsparmaßnahmen finanziert werden sollen. Vgl. Gubser (Energieberatung), 1991, S.89 und S.97.

eine rückwirkende Prüfung der tatsächlich angefallenen Kosten für jede Periode voraus, in der der Pauschalbetrag erhoben wird.

Die Erstattung der Kosten für Ressourcenprogramme sollte wie erwähnt unmittelbar an den Nachweis der Kosteneffektivität dieser Programme geknüpft werden. Dabei sind folgende beiden Möglichkeiten zu unterscheiden:

a) Prüfung der *erwarteten* Kosteneffektivität der Einsparmaßnahmen *vor* der Durchführung der Programme; bei positivem Ergebnis werden die entstandenen Kosten anerkannt.

b) Prüfung der *tatsächlichen* Kosteneffektivität der Einsparmaßnahmen *nach* ihrer Durchführung durch Verifizierung/Messung der Einsparresultate; bei negativem Ergebnis werden die entstandenen Kosten nicht anerkannt.

Unter Anreizgesichtspunkten erscheint die erste Methode vorzugswürdig, da sie für das EVU ein verläßliches Abwälzungsverfahren für die Kosten durchgeführter Ressourcenprogramme bietet. Unter Verbraucherschutzgesichtspunkten erscheint die zweite Methode zunächst vorteilhaft, da sie die Kostenabwälzung ineffektiver (nicht kosteneffektiver) Programme nicht zuläßt. Es stellt sich allerdings die Frage, ob die EVU bei dieser Methode überhaupt bereit sein werden, Ressourcenprogramme durchzuführen. Bei einer negativen Antwort ist auch unter Verbraucherschutzgesichtspunkten die erste Methode die bessere.

Beide Möglichkeiten lassen sich mit einer Überprüfung der relativen Effizienz der Umsetzungsprogramme dahingehend verknüpfen, daß aus einer Auswahl von (sich überschneidenden) Programmen jeweils nur die mit dem größten Nutzen-Kosten-Verhältnis genehmigt werden.[1067]

Schließlich ist beim Anerkennungsverfahren noch zu entscheiden, ob die genehmigten Kosten in voller Höhe als laufende Betriebskosten in die Tarife einfließen (*expensing*) oder durch die Einstellung in das betriebsnotwendige Vermögen über einen Zeitraum hinweg abgeschrieben und verzinst werden sollen (*ratebasing*).[1068] Wie in Kapitel 6.2.1 bereits ausgeführt, sprechen eine Reihe von Gründen für eine Aktivierung dieser Aufwendungen.[1069]

[1067] Eine andere Möglichkeit der Programmauswahl wird in Wisconsin praktiziert. Die Wisconsin Public Service Commission erließ am 10. Januar 1992 eine Anordnung, wonach EVU-Einsparprogramme nach der absoluten Höhe ihres Nettonutzens, nicht mehr nach ihrer Kosteneffektivität im Sinne des Total Resource Cost Test ausgewählt werden sollen. Es sei besser, Programme durchzuführen, die 1.000 US$ kosten und 1.500 US$ Nettonutzen erbringen als solche, die 500 US$ kosten und 900 US$ Nettonutzen erbringen. (EUW, January 20, 1992, S.16).

[1068] Letztere Vorgehensweise wird von der Strompreisaufsicht in Nordrhein-Westfalen in Aussicht gestellt: "Die Kosten für DSM [Demand-side Management, U.L.] können auf Wunsch des EVU aktiviert und abgeschrieben werden; sie gälten dann als betriebsnotwendiges Kapital und erhielten eine entsprechende Verzinsung zugerechnet." Schulte Janson (Least-Cost Planning), 1991, S.50.

[1069] Es handelt sich hierbei ausschließlich um eine kalkulatorische Aktivierung im Rahmen der Tarifgenehmigung, nicht um eine steuerliche Aktivierung der LCP-Aufwendungen. In der Terminologie der nordrhein-westfälischen Strompreisaufsicht handelt es sich hierbei um "Phantomkraftwerke". Vgl. ZfK, Heft 8, 1992, S.2.

Tabelle 7.4 faßt noch einmal die Vorschläge zur Anerkennung der Kosten von LCP-Programmen zusammen.

Tab.7.4: Vorschläge zur Anerkennung der Kosten von LCP-Programmen

LCP-Programmkosten	**Anerkennungs-modus**	**Prüfung der Kosteneffektivität**	**Expensing oder Ratebasing**
Ressourcenprogramme		vorher	
- teilnehmerabhängige Kosten	rückwirkende Anerkennung der tatsächlichen Kosten		Ratebasing
- teilnehmerunabhängige Kosten	Anerkennung der prognostizierten Kosten		Expensing
Nicht-Ressourcen-programme	rückwirkende Anerkennung der tatsächlichen Kosten	entfällt	EVU-Ermessen

Ab einem gewissen Umfang von LCP-Aktivitäten in der Bundesrepublik ist im Hinblick auf das Anerkennungsverfahren nicht zuletzt aus Gründen der Transparenz eine Ergänzung des derzeitigen K-Bogens um einen zusätzlichen Bogen für LCP-Programme vorzunehmen. In der augenblicklichen Situation jedoch könnten die Kosten für LCP-Programme entsprechend einem Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums im K-Bogen unter "Sonstige Kosten" als Forschungs- oder Werbemaßnahmen ausgewiesen werden.[1070]

[1070] Vgl. Feuerborn (Least-Cost Planning), 1991, S.13f.

zu d) "Stufenplan"

Im einzelnen sollen drei sukzessive Schritte einer Anerkennung von LCP-Programmkosten unterschieden werden, über deren Umsetzung nach Maßgabe der vorhandenen aufsichtlichen Kapazitäten zu befinden ist:

1. Großzügige Anerkennung aller LCP-Maßnahmen bei der Tarifgenehmigung ohne Effizienzprüfung
   Es werden alle *prognostizierten* Ausgaben für diese Maßnahmen bis zu einer festgelegten Obergrenze bei der Tarifgenehmigung als Kosten im Rahmen des K-Bogens anerkannt.[1071] Die Anerkennung bezieht sich sowohl auf die Ausgaben für den Aufbau einer "Einspar-Infrastruktur" (Datenerhebungs-, Meß-, Evaluierungs-, Schulung-/Weiterbildungs-, Informationskosten etc.) als auch auf die Ausgaben für gezielte Einspar- und Substitutionsprogramme ("Ressourcenprogramme"). Eine Überprüfung der Kosteneffektivität letzterer Programme findet nicht statt. Dieser Schritt dient der Motivierung der EVU und ist als regulatorische Hilfestellung für einen pragmatischer Einstieg in LCP-Programme anzusehen.

2. Ex Post-Prüfung der Kosteneffektivität von Ressourcenprogrammen ohne Konsequenzen und rückwirkende Erstattung der Kosten von Nicht-Ressourcenprogrammen
   Um ein Gefühl für die Wirksamkeit der vom EVU durchgeführten Ressourcenprogramme zu bekommen, werden bereits durchgeführte Ressourcenprogramme stichprobenartig evaluiert und nachkalkuliert. Dabei können Erfahrungswerte über sensible Parameter gewonnen werden (Mitnehmereffekte, Teilnahmeraten, Verhältnis von tatsächlicher zu geschätzter Einsparung etc.). Diese Ex Post-Prüfung, die das EVU vorzunehmen hat und die der Strompreisaufsicht vorzulegen ist, bleibt für das EVU ohne Konsequenzen, d.h. die Kosten der Programme, die sich im Nachhinein als nicht kosteneffektiv erweisen, stehen nicht zur Disposition. Durch die nunmehr rückwirkende Anerkennung der Kosten von Nicht-Ressourcenprogrammen soll verhindert werden, daß sich die Prognoseunsicherheit zuungunsten der Verbraucher auswirkt und daß das EVU durch eine etwaige Unterschätzung dieser Kosten zum Zeitpunkt des Tarifantrages in seinem Bemühen gebremst wird, möglichst zügig für die entsprechende Infrastruktur einer LCP-orientierten Unternehmensplanung zu sorgen.

3. Ex Ante-Prüfung der Kosteneffektivität von Ressourcenprogrammen und rückwirkende Anerkennung der teilnehmerabhängigen Programmkosten
   Um die Abwälzung von ineffizienten Ressourcenprogrammen auf die Tarife zu verhindern, wird auf dieser dritten Stufe grundsätzlich eine Ex Ante-Prüfung auf der Grundlage des volks- und des einzelwirtschaftlichen Nutzen-Kosten-Tests vorgenommen. Bei einem (prognostizierten) Nutzen-Kosten-Verhältnis kleiner als 1 wird die Anerkennung versagt, bei einem Verhältnis größer als 1

[1071] Alternativ dazu könnten Tarifkürzungen, die sich aus der Überprüfung der Kosten- und Erlöslage des EVU ergeben, von der Strompreisaufsicht mit der Auflage ausgesetzt werden, diese Mittel für die Durchführung von LCP-Programmen einzusetzen.

werden die Kosten anerkannt. Die entsprechenden Kalkulationen sind vom EVU im Rahmen des Antragsverfahrens vorzulegen und von der Strompreisaufsicht - gegebenenfalls gutachterlich - nachzuvollziehen. Die teilnehmerabhängigen Kosten der Programme (z.B. Prämienzahlungen, Vor-Ort-Beratungen) sind nach Maßgabe ihres tatsächlichen Anfallens rückwirkend zu erstatten, die teilnehmerunabhängigen Kosten hingegen weiterhin als prognostizierte Kosten.

7.3.1.2 Die Entkopplung von Stromabsatz und Erlösen

Wie in Kapitel 5.2.2.5 und in Abschnitt 7.2.2 analysiert wurde, haben die EVU bei der derzeitigen Praxis der Strompreisaufsicht in der Bundesrepublik einen äußerst starken Anreiz zur Ausweitung des Absatzes. Jede über die Absatzprognose hinausgehende zusätzlich verkaufte Kilowattstunde steigert den Gewinn, jede eingesparte Kilowattstunde schmälert ihn.

Die Erfahrungen in den USA haben gezeigt, daß eine LCP-Strategie, die diesen Automatismus nicht durchbricht, nicht erfolgreich sein kann. In Übereinstimmung mit *Moskovitz/Swofford* läßt sich auch für die Bundesrepublik feststellen, daß die Entkopplung von Stromabsatz und Erlösen im Rahmen der Strompreisaufsicht das wichtigste Reformelement einer LCP-orientierten Strompreisaufsicht ist.[1072]

Im folgenden werden drei Vorschläge im Hinblick auf die Entkopplung von Absatz und Erlösen diskutiert, die sich auch als sukzessive Schritte eines Stufenverfahrens auffassen lassen:

a) Explizite Berücksichtigung von geplanten LCP-Programmen in der Absatzprognose

   Um dem EVU die Abdeckung der Fix- und Betriebskosten auch bei verringertem Absatz zu ermöglichen, wird der Effekt von geplanten LCP-Programmen antizipiert und in der Absatzprognose beim Tarifgenehmigungsverfahren explizit berücksichtigt ("bereinigte Prognose").

   Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, daß es unmittelbar ohne regulatorischen Mehraufwand umgesetzt werden kann und geeignet ist, etwaige Bedenken des EVU in Bezug auf Substanzeinbußen ("entgangene Deckungsbeiträge") durch LCP-Programme zu zerstreuen. Dies könnte u.U. in der Öffentlichkeit den Druck auf die EVU erhöhen, LCP-Aktivitäten zu entfalten. Der gravierende Nachteil des Verfahrens liegt allerdings darin, daß es die Erlöse des EVU gerade nicht vom Absatz entkoppelt, sondern den Anreiz zum Mehrabsatz in unverändert starker Form beibehält und die EVU z.B. dazu verleiten könnte, die geplanten Einspar- und substitutionsprogramme besonders ineffizient durchzuführen. Darüber hinaus könnte ein solches Verfahren einer strategischen Unterschätzung des Absatzes ("gaming") und der Anerkennungsbereitschaft dieser strategischen Absatzprognose durch die Aufsicht weiteren Vorschub leisten.

b) Rückwirkende Anerkennung von "entgangenen Deckungsbeiträgen" im Sinne von ungedeckten Fix- und Betriebskosten als programmspezifische Entkopplung

   Die im Zeitraum zwischen zwei Tarifgenehmigungen anfallenden, kurzfristig nicht vermeidbaren

---

[1072] "Breaking the linkage - decoupling - is the single most important reform regulators can make." Moskovitz/Swofford (Decoupling), 1991, S.46.

entgangenen Deckungsbeiträge bei der Durchführung von Einsparprogrammen (vgl. dazu den Exkurs nach Abschnitt 7.2.2) werden rückwirkend anerkannt.[1073] Programmspezifische entgangene Deckungsbeiträge ergeben sich als Differenz zwischen den Grenzerlösen des EVU (Arbeitspreise) und den Grenzkosten (variable Kosten), multipliziert mit den durch das Programm eingesparten Kilowattstunden. Die Ermittlung der eingesparten Kilowattstunden erfolgt durch technische Schätzungen oder nachträgliche Messungen. Im Verhältnis zu den Einsparkosten ist der Posten der entgangenen Deckungsbeiträge umso kleiner, je kürzer der Zeitraum zwischen zwei Tarifgenehmigungen ist.

Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, daß es den EVU den Anreiz nimmt, die geplanten Programme möglichst ineffizient, d.h. ohne große tatsächliche Einspareffekte, durchzuführen (s.o.). Vielmehr könnte eine großzügige Anerkennung entgangener Deckungsbeiträge die EVU veranlassen, möglichst wirkungsvolle Programme durchzuführen, dessen Einsparerfolg sich gut dokumentieren läßt. Gleichwohl hat auch dieses Verfahren einen gravierenden Nachteil: Das EVU hat weiterhin einen starken Anreiz, trotz der Durchführung von (wirkungsvollen) Einsparprogrammen den Absatz auszuweiten, d.h. es findet letztlich keine Entkopplung zwischen Erlösen und Absatz statt. Der inhärente Anreiz zum Mehrabsatz besteht auch hier fort.

[1073] Dies gilt allerdings nur, wenn der tatsächliche Absatz im Genehmigungszeitraum unter dem prognostizierten Absatz lag.

c) Einrichtung eines Ausgleichskontos zur grundsätzlichen Entkopplung von Absatz und Erlösen

Die grundsätzliche Entkopplung von Absatz und Erlösen, d.h. die Aufhebung des Anreizes zum Mehrabsatz, wird weder durch eine explizite Berücksichtigung von geplanten LCP-Programmen in der Absatzprognose noch durch die rückwirkende Anerkennung von entgangenen Deckungsbeiträgen erreicht.

Eine in den USA erprobte Lösungsmöglichkeit liegt in der Einrichtung eines Ausgleichskontos. In diesem Konto wird die Differenz zwischen tatsächlichem und prognostiziertem Absatz festgehalten und mit der Differenz aus Grenzerlösen und Grenzkosten multipliziert. Im Falle eines Minderabsatzes wird der aufdiskontierte Betrag des Ausgleichskontos bei der nächsten Tarifgenehmigung rückwirkend als zusätzlicher Kostenfaktor anerkannt, im Falle eines Mehrabsatzes wird er als sonstiger Ertrag veranschlagt.

Das Ausgleichskonto dient lediglich dazu, den Prognosespielraum beim Absatz zu neutralisieren; der Prognosespielraum bei den Kosten und damit der eingebaute Kostenminimierungsanreiz der bestehenden Regulierung ("regulatory lag") bleibt in vollem Umfang erhalten.

Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, daß den EVU weitestgehend der Anreiz für eine Absatzausweitung genommen wird, also eine grundsätzliche Entkopplung von Absatz und Erlösen erreicht wird. Das Ausgleichskonto kann somit als konstitutiv für eine LCP-orientierte Anreizregulierung angesehen werden. Der Hauptnachteil besteht darin, daß das Verfahren eine Nachkalkulation der variablen Kosten erforderlich macht und daher zu einem Mehraufwand bei der Aufsicht führt, der nicht ohne weiteres mit der bisherigen personellen Ausstattung geleistet werden kann. Dieser Mehraufwand ist jedoch vom Zeitraum zwischen zwei Tarifgenehmigungen abhängig und könnte z.B. bei einer entsprechenden Ausweitung dieses Zeitraums verringert werden.

Das bestehende K-Bogen-Verfahren der Preisaufsicht sieht zur Zeit nicht vor, eine Nachkalkulation vorzunehmen und Kosten rückwirkend zu erstatten. Daraus folgt, daß zwar das Substanzerhaltungsproblem grundsätzlich durch die Verfahren a) und b) lösbar erscheint, daß aber das in der heutigen Situation ungleich wichtigere Anreizproblem für Unternehmen, die mit der Entfaltung von umfassenden LCP-Aktivitäten unternehmerisches Neuland betreten wollen, dadurch nicht gelöst wird.

Letztlich berührt die Entscheidung für oder gegen ein Ausgleichskonto die Grundentscheidung der Strompreisaufsicht, ob eine Nachkalkulation generell für erforderlich gehalten wird oder nicht. Dazu *Klier* bereits 1983:

> "Wir [die bayrische Strompreisaufsicht, U.L.] sind daher der Auffassung, daß hieraus [aus der Soll-Ist-Datenabweichung, U.L.] erwachsende Überschüsse als Gewinnvortrag betrachtet werden müssen, demgemäß aber, wenn das Ergebnis wider Erwarten einmal schlechter ausfallen sollte, als Verlustvortrag. Denn es können derartige Fehler nicht einseitig nur zu Ungunsten der Kunden gemacht werden und das Ergebnis als zusätzlicher Erlös dem Unternehmen zufließen. Es muß also der vorkalkulatorischen Tarifbildung eine Nachkalkulation folgen, die dann zu entsprechenden Korrekturen in der Zukunft

führt."[1074]

Im Hinblick auf die Umsetzung des LCP-Konzepts gewinnt die damalige Forderung eine neue Aktualität, wenngleich sie sich in diesem Kontext nicht mehr auf die Nachkalkulation *aller* Kostenfaktoren, sondern nur noch auf die Nachkalkulation der Absatzschwankungen im Vergleich zur Prognose und auf die variablen Kosten des EVU bezieht. In der Frage des Ausgleichskontos wird sich in der Bundesrepublik vermutlich entscheiden, ob das Konzept des Least-Cost Planning im Elektrizitätsbereich eine größere Rolle spielen wird.

7.3.1.3 Positive Anreize für EVU

Während die vorherigen beiden Abschnitte Ansatzpunkte diskutierten, wie die negativen Anreize bei der Durchführung von LCP-Programmen beseitigt werden können, geht es in diesem Abschnitt um zusätzliche positive Anreize. Ihre Gewährung erscheint aus einer Reihe von Gründen gerade in einer Anfangsphase sinnvoll zu sein:

- Die Unsicherheiten für die EVU, die mit der regulatorischen Umsetzung von LCP verbunden sind, lassen sich mit positiven Anreizen sowohl materiell als auch psychologisch abschwächen.

- Der Aufbau eines neuen Geschäftsfeldes ist stets mit besonderen Schwierigkeiten und Risiken verbunden, so daß die Beseitigung von negativen Effekten als Motivation u.U. nicht als ausreichend empfunden wird.

- Vorreiter-EVU leisten mit der Durchführung von Einsparprogrammen einen gezielten Beitrag zur Umweltentlastung, der zur Zeit noch nicht selbstverständlich ist und daher honoriert werden sollte.

Als positive Anreizprogramme sind u.a. folgende Verfahren vorstellbar:

[1074] Klier (Rechtsfragen), 1983, S.40f.

a) Einstellung der Einsparinvestitionen in das betriebsnotwendige Vermögen (Ratebasing) und Extra-Verzinsung

Derjenige Teil der LCP-Programmkosten, der aktiviert und in das betriebsnotwendige Kapital des EVU eingestellt wird, wird mit einem höheren Zinssatz als das sonstige betriebsnotwendige Kapital verzinst ("LCP-Bonus"[1075]).

Der Vorteil des Verfahrens liegt in seiner einfachen Umsetzung. Zudem wird das betriebsnotwendige Kapital der EVU zumindest gegenüber der Preisaufsicht stabilisiert, auch wenn dies für den Kapitalmarkt keine größere Rolle spielt. Von Nachtteil erscheint ein möglicher Anreiz für EVU, möglichst teure und ineffiziente Einsparprogramme durchzuführen ("Averch-Johnson-Effekt" für die Nachfrageseite).

b) Bonus für jede eingesparte Kilowattstunde

Bei diesem Verfahren wird zunächst unterstellt, daß noch kein Ausgleichskonto eingerichtet wurde und nur eine programmspezifische Entkopplung stattfindet. Über entgangene Deckungsbeiträge hinaus wird als Anreiz ein zusätzlicher Bonus für jede eingesparte Kilowattstunde gewährt. Die Höhe des Bonus könnte sich z.B. an den durchschnittlichen Emissionsvermeidungskosten des jeweiligen Kraftwerksparks orientieren oder aber einfach pauschal festgelegt werden.

Der Vorteil dieses Verfahrens liegt in seinem geringen Mehraufwand gegenüber den ohnehin zu ermittelnden entgangenen Deckungsbeiträgen. Von Nachteil ist, daß die Abschätzung der durch die Programme tatsächlich erreichbaren Einsparung ein noch größeres Gewicht erhält, was insbesondere in einer Anfangsphase, wo entsprechende Programmerfahrungen nicht vorliegen, zu überhöhten bzw. zu nicht ausreichenden Anreizen führen kann.

c) Shared Savings-Ansatz

Bei diesem Ansatz wird der gesellschaftliche Nettonutzen, der bei der Durchführung von LCP-Programmen entsteht, zwischen den Stromkunden und dem EVU in einem bestimmten Verhältnis aufgeteilt. Der Nettonutzen ist definiert als Barwert der Nutzen-Kosten-Differenz des Programms, wobei als Diskontierungsfaktor der kalkulatorische Zinssatz des EVU angesetzt wird (vgl. dazu ausführlich Kapitel 6.2.3.2).

Vorteile des Verfahrens:

* Das Verfahren ist theoretisch bestechend und befindet sich im Einklang mit dem LCP-Ansatz.
* Der Anreiz zur Minimierung der Programmkosten des EVU ist ebenso wie der Anreiz zur Minimierung der Kosten beim Teilnehmer im Verfahren angelegt.
* Es besteht ein Anreiz für EVU, die langfristig vermiedenen Kosten möglichst genau abzuschätzen.

[1075] In Nordrhein-Westfalen beispielsweise soll in Zukunft ein Bonus in Höhe von 1-2% auf alle aktivierten LCP-Programmkosten gewährt werden (Pers. Auskunft vom Preisreferenten Dr. Schulte Janson am 2. Juni 1993).

Nachteile des Verfahrens:

* Die Anwendung des Verfahrens setzt eine vorherige intensive Diskussion über die einzelnen Testverfahren und die Festlegung der Parameter voraus.
* Die Akzeptanz für Prämienprogramme und Direktinvestitionen seitens des EVU könnte darunter leiden, daß diese Kosten nicht in die Ermittlung des Nettonutzens einfließen (nach *Total Resource Cost Test*).
* Die zusätzlichen Teilnehmerkosten lassen sich i.d.R. nur schwer ermitteln.

Von allen drei vorgestellten Anreizprogrammen belohnt der *Shared-Savings*-Anreiz effizient durchgeführte und erfolgreiche Einspar- und Substitutionsprogramme am stärksten. Nicht zuletzt aus diesem Grund findet er in den USA mehr und mehr Verbreitung (vgl. Kapitel 6.2.3.2). Allerdings wird er i.d.R. nur dort angewendet, wo schon vielfältige Erfahrungen mit LCP-Aktivitäten vorliegen und die Parameter einigermaßen belastbar abgeschätzt werden können. In der Bundesrepublik erscheint er deshalb zur Zeit noch nicht praktikabel.

7.3.1.4 Zur Wirkung einer Anreizregulierung

Sämtliche Elemente einer Anreizregulierung im Rahmen der Strompreisaufsicht führen zu einer Erhöhung der Stromtarife. Diese Erhöhung ist in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage des EVU unter Beachtung einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung zwar erforderlich und aus Verbrauchersicht sogar wünschenswert ("niedrige Rechnungen statt niedrige Preise"), stößt aber u.U. auf eine Reihe von Problemen, die einer tatsächlichen Inanspruchnahme der Anreizregulierung durch die EVU entgegenstehen:

- Die EVU sehen derzeit keine Veranlassung, den Kontakt zur Strompreisaufsicht über das bestehende Maß hinaus zu intensivieren, da ihre Gewinnsituation durchaus zufriedenstellend ist und sie sich von der Anreizregulierung keine Gewinnverbesserung erwarten.

- Erzeuger-EVU haben kein Interesse, ihr betriebsnotwendiges Kapital für die Stromversorgung mit Hilfe von Einspar- und Substitutionsprogrammen zurückzuschrumpfen, solange dieses Kapital über die betriebsübliche Lebensdauer sicher verzinst wird und daher eine entsprechende Sicherheit für die Aufnahme neuen Kapitals bietet.

- Verbund- und Regionale EVU werben mit niedrigen Strompreisen für die Übernahme neuer bzw. den Erhalt der vorhandenen Versorgungsgebiete. Sie befürchten, bei der Durchführung von LCP-Programmen in Verbindung mit einer Anreizregulierung ihre Wettbewerbschancen mittelfristig zu verschlechtern.

- Kommunale EVU orientieren sich in ihrer Tarifgestaltung häufig an den benachbarten regionalen EVU. Liegen deren Tarife bereits niedriger, ist eine zusätzliche Tarifanhebung kommunalpolitisch nur

schwer durchsetzbar und bedarf einer intensiven Überzeugungsarbeit.

- Kommunale EVU, deren Tarife bislang im Rahmen einer Erstreckungsgenehmigung festgelegt werden, haben de facto wenig Spielräume für eine Tariferhöhung, da sie die Durchführung einer dann folgenden individuellen Kosten- und Erlöslagenprüfung durch die Preisaufsicht fürchten müssen.

- Die EVU insgesamt sehen bei höheren Strompreisen die Gefahr einer verstärkten Eigenstromerzeugung durch Blockheizkraftwerke sowie kleine Wasserkraft- und Windkraftwerke.

Nicht zuletzt aus diesen Gründen sollte die Wirkung des Angebots einer Anreizregulierung in der Bundesrepublik nicht überschätzt werden. Sie bietet jedoch innerhalb eines bisher nur rudimentär entwickelten Regulierungssystems mit äußerst begrenzter personeller und sonstiger Ausstattung und eines "Kilowattstundenmarktes", in dem die Strompreise der dominierende Wettbewerbsparameter sind, umweltbewußten und einsparwilligen EVU immerhin die Möglichkeit, bei der Durchführung von LCP-Programmen ihr Unternehmensergebnis kurzfristig nicht zu verschlechtern und eventuell sogar zu verbessern. Ob diese Möglichkeit tatsächlich wahrgenommen wird, hängt letztlich vor allem von der Akzeptanz einer neuen EVU-Unternehmenspolitik in der Bevölkerung und der Politik ab.
Tabelle 7.5 faßt die Wirkung unterschiedlicher Regulierungs-Konstellationen auf das Absatz- sowie das Einsparinteresse der EVU zusammen.

Tab.7.5: Zur Wirkung einer Anreizregulierung

Regulierungs-Konstellationen	**Absatzinteresse des EVU positiv?**		**Einsparinteresse des EVU positiv?**	
	kurzfristig	**langfristig**	**kurzfristig**	**langfristig**
derzeitige Regulierungspraxis * ja: Anerkennung von LCP-Programmkosten * nein: grundsätzliche Entkopplung * nein: positive Anreize	ja	ja	nein	nein
Einführung eines Ausgleichskontos * ja: Anerkennung von LCP-Programmkosten * ja: grundsätzliche Entkopplung * nein: positive Anreize	nein	ja	nein	nein
Anreizregulierung * ja: Anerkennung von LCP-Programmkosten * ja: grundsätzliche Entkopplung * ja: positive Anreize	nein	ja	ja	nein

Mittel- und langfristig wird die Anreizregulierung nur dann die gewünschte Wirkung entfalten können, wenn

- sie Bestandteil eines schlagkräftigen und in sich schlüssigen Regulierungssystems im Elektrizitätsbereich ist

- *Risikoelemente* innerhalb des Regulierungssystems die EVU zwingen, ihre Unternehmensplanung im Sinne einer integrierten Ressourcenplanung zu verändern und weiterzuentwickeln

- *wettbewerbliche Elemente* in Bezug auf die Angebots- und die Nachfrageseite die EVU zwingen, ihre Leistungen konkurrenzfähig zu machen und sie stärker an den Bedürfnissen der Kunden zu orientieren.

Letztlich wird wohl nur eine langfristig höhere Gewinnerwartung durch LCP in Verbindung mit einem wettbewerblichen Umfeld die EVU dazu veranlassen können, das Konzept des Least-Cost Planning uneingeschränkt umzusetzen.

7.3.2 Risiko- und Wettbewerbselemente im Rahmen einer LCP-orientierten Energiefach- und Strompreisaufsicht

Eine LCP-orientierte Regulierung in der Bundesrepublik muß neben der Strompreisaufsicht insbesondere die Investitionskontrolle im Rahmen der Energiefachaufsicht neuen Maßstäben unterwerfen. Wie in Kapitel 2.3.4.1 ausgeführt wurde, hat die Trennung der beiden Aufsichten vor allem historische Gründe. Inhaltlich lassen sie sich jedenfalls bei der Umsetzung des LCP-Konzepts nicht voneinander trennen, und es wäre zu überlegen, ob der notwendigerweise enge Abstimmungsbedarf nicht durch eine Zusammenfassung der beiden Aufsichtsfunktionen in einer Behörde erleichtert werden würde.[1076]
Um die Wirkung der in Abschnitt 7.3.1 entwickelten Vorschläge einer Anreizregulierung zu verstärken und ihnen auch langfristig Geltung zu verschaffen, werden im folgenden zwei Vorschläge unterbreitet, die die Praxis der bestehenden Energiefachaufsicht verändern und geeignet erscheinen, eine LCP-orientierte Strompreisaufsicht zu unterstützen.

a) Einführung von Untersagungen

Wie die Praxis in den USA gezeigt hat (vgl. Kapitel 4.2.3.3), können begründete und gut dosierte Untersagungen von Investitionskosten beim Strompreisgenehmigungsverfahren ein wirksames Mittel sein, die Investitionsplanungen der EVU qualitativ und unter Risikoaspekten zu verbessern und der Energieeinsparung als kostengünstige, umweltfreundliche und modular abrufbare Beschaffungsoption einen entsprechenden Stellenwert zu verschaffen. Die Durchführung von Untersagungen ist an drei Voraussetzungen geknüpft:

- Die Investitions- und Finanzierungskosten von im Bau befindlichen Anlagen sind nicht Bestandteil des betriebsnotwendigen Kapitals, sondern sie können erst zum Zeitpunkt der Fertigstellung der Anlage nach einer positiv ausgefallenen Kosten- und Bedarfsprüfung aktiviert werden.

- Die Aufsicht ist in der Lage, einen umfassenden Kostenvergleich in Bezug auf alle in Frage kommenden Beschaffungsalternativen durchzuführen.

- Die Aufsicht ist in der Lage, eine Bedarfsprüfung zum Zeitpunkt der Baufertigstellung durchzuführen und festzustellen, ob die betreffende Anlage überhaupt bzw. in der entsprechenden Größe betriebsnotwendig ist.

In der Bundesrepublik sind alle drei Voraussetzungen zur Zeit nicht gegeben:

- Zumindest die Finanzierungskosten von im Bau befindlichen Anlagen werden in der Bundesrepublik

---

[1076] So auch Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.270, der eine Abschaffung der Investitionsaufsicht zugunsten einer strikten Preisaufsicht vorschlägt.

üblicherweise bei der Tariffestsetzung berücksichtigt.[1077]

- Kostendaten über alternative Beschaffungsmöglichkeiten stehen der Aufsicht im Hinblick auf die Nachfrageseite nahezu überhaupt nicht, im Hinblick auf die Angebotsseite nur unvollständig zur Verfügung. Daten der Nachfrageseite können nur dann im notwendigen Umfang verfügbar sein, wenn genügend Erfahrungen mit Einsparprogrammen gesammelt und diese Erfahrungen systematisch ausgewertet und datenmäßig festgehalten werden. Dazu kann die Anreizregulierung einen wichtigen Beitrag leisten. Die Kosten der Angebotsseite sind häufig von Standortfaktoren abhängig und daher nur schwer aus Durchschnittsdaten ableitbar.

- Eine Bedarfsprüfung durch die Investitionsaufsicht wurde in der Bundesrepublik erst einmal im umfassenden Sinne des LCP-Ansatzes durchgeführt, und diese Durchführung war rechtlich umstritten.[1078]

Im Vorgriff auf eine künftige Bedarfsprüfung wäre es in einem ersten Schritt daher sinnvoll, den EVU wie in den USA die regelmäßige Erstellung eines "Least-Cost Plans" vorzuschreiben, der ihre Investitionsplanung im Zeitablauf in Abhängigkeit von den prognostizierten Kosten ausweist, wobei kosteneffektive Einsparinvestitionen ausdrücklich zu berücksichtigen sind. Damit wäre die Aufsicht jederzeit über die laufende Investitionsplanung der EVU informiert und könnte frühzeitig signalisieren, wenn sie Bedenken gegen bestimmte Investitionsvorhaben hat. Mit Billigung des Least-Cost Plans durch die Energiefach- und die Strompreisaufsicht werden dann die Weichen für die zukünftigen Investitionen der EVU gestellt.

Arzt schlägt in einem zweiten Schritt vor, den Grundsatz, daß nur in Betrieb befindliche und betriebsnotwendige Anlagen im Anlagevermögen und bei der Kapitalverzinsung Berücksichtigung finden dürfen und die Kosten von Überkapazitäten und Fehlinvestitionen untersagt werden können, ausdrücklich im Energiepreisrecht zu verankern, um Rechtsklarheit herzustellen.[1079] Er folgt inhaltlich damit *Klaue*, der aus ordnungspolitischen Gründen eine einseitige Risikoverlagerung von Fehlinvestitionen zuungunsten der Verbraucher verhindert wissen will.[1080]

Bei der vorgeschlagenen Untersagungspraxis werden sich die EVU möglicherweise mit größeren Investitionen zurückhalten mit der Folge, daß die Versorgungssicherheit beeinträchtigt werden kann. Hier stellt sich dann einerseits die Frage, wie Untersagungen so feingesteuert werden können, daß sie die EVU

[1077] Dazu heißt es im K-Bogen unter Punkt 8.5: "In Abweichung von den LSP [Leitsätze für die Preisermittlung aufgrund von Selbstkosten, U.L.] können die im Bau befindlichen Anlagen und Anzahlungen auf Anlagen dem betriebsnotwendigen Vermögen zugerechnet werden." (Ebisch/Gottschalk (Preisprüfungen), 1987, S.813).

[1078] Vgl. HMUE (Borken), 1986. Rechtliche Bedenken gegen dieses Verfahren äußerten u.a. Hoffmann (Aufsicht), 1987, S.161; Ossenbühl (Investitionskontrolle), 1988, S.129-133.

[1079] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.268f.

[1080] Vgl. Klaue (Marktwirtschaft), 1983, S.27.

in ihrem Investitionsverhalten nicht vollkommen verunsichern, andererseits hängt viel davon ab, welche Autorität und welche Mittel den Aufsichtsbehörden zur Verfügung stehen, um die Versorgungssicherheit von den EVU trotz möglicher Untersagungen einzufordern. Die Praxis in den USA hat für beide Fragestellungen bereits wertvolle Hinweise geliefert (vgl. Kapitel 4.2.3.3).

Untersagungen als regulatorisches Risikoelement und LCP-unterstützende Maßnahme sollten allerdings nur zum Zeitpunkt der Aufnahme von Investitionen in das betriebsnotwendige Kapital vorgenommen werden können. Untersagungen zu einem späteren Zeitpunkt - etwa als Folge der Unterauslastung von "betriebsnotwendigen" Kapazitäten - würden zum einen das Investitionsrisiko voll auf die EVU abwälzen und dadurch u.U. die Versorgungssicherheit gefährden, zum anderen wären sie aus LCP-Sicht extrem kontraproduktiv, da die EVU in diesem Falle einen starken Anreiz zur Auslastung der Kapazitäten und damit zur Ankurbelung des Absatzes hätten.

b) Einführung von obligatorischen Ausschreibungsverfahren

Das für die Energiefachaufsicht entscheidende Kriterium für die Anerkennung von Erzeugungsinvestitionen nach dem Energiewirtschaftsgesetz ist, daß eine "möglichst billige" Energieversorgung gewährleistet werden soll (vgl. Präambel des EnWG).

> "Dieses Kriterium wurde und wird von Kraftwerks-Betreibern in der Bundesrepublik in der Regel so interpretiert, daß es nur auf den 'Nachweis' ankommt, daß ein der Energieaufsicht angezeigter Kraftwerksneubau Strom kostengünstiger produzieren kann als jede andere vom gleichen Betreiber im Rahmen seiner Kraftwerksplanung für möglich gehaltene Stromerzeugungsalternative."[1081]

Wie in Kapitel 2.2.2 analysiert wurde, besteht im Bereich der Strom*erzeugung* kein natürliches Monopol. Unter Wettbewerbsgesichtspunkten könnte daher erwogen werden, daß jeder vom EVU im Rahmen seiner Investitionsplanung identifizierte fehlende Leistungsbedarf ausgeschrieben werden müßte und dann diejenigen Anbieter zum Zuge kämen, die diesen Leistungsbedarf am kostengünstigsten anbieten. Das könnte, müßte aber nicht das ausschreibende EVU sein.

Ein solches Ausschreibungsverfahren hätte für die Energiefachaufsicht den Vorteil, daß die angesprochene Kostenprüfung für alternative Investitionsmöglichkeiten entfallen könnte und die kostengünstigste Möglichkeit nicht administrativ, sondern wettbewerblich ermittelt würde. Im Hinblick auf die Umsetzung des LCP-Konzeptes hätten Ausschreibungsverfahren folgende Vorteile:

- Das Interesse der EVU an LCP-Aktivitäten könnte dadurch gestärkt werden, daß sie bei den Erzeugungsinvestitionen nicht in jedem Falle mehr zum Zuge kämen und daher möglicherweise alternativen Investitionsmöglichkeiten aufgeschlossener gegenüberstünden. Zumindest bei der Ermittlung des auszuschreibenden Leistungsbedarfs besteht dann für die EVU ein gewisser Anreiz, diesen Bedarf durch eigene LCP-Aktivitäten zu reduzieren, um nicht Gefahr zu laufen, bei den Ausschreibungen einen zu großen Teil des eigenen Geschäftes an Dritte zu verlieren.

[1081] Hennicke (Kommunalisierung), 1987, S.101 (Hervorhebung U.L.).

- Ausschreibungen für zusätzlichen Leistungsbedarf könnten auch als integrierte Ausschreibungen durchgeführt werden, d.h. Erzeugungs- und Einsparinvestitionen könnten direkt gegeneinander konkurrieren ("Integrated Bidding"; vgl. Kapitel 4.1.4.1).

Ausschreibungsverfahren hätten allerdings erst dann vollständig wettbewerblichen Charakter, wenn den Anbietern ein grundsätzliches Durchleitungsrecht für das Transport- und Verteilungsnetz eingeräumt würde und die Anlagen damit nicht notwendigerweise im Versorgungsgebiet des ausschreibenden EVU errichtet werden müßten. Auf die Chancen, aber auch die Probleme eines allgemeinen Durchleitungsrechtes soll an dieser Stelle allerdings nicht weiter eingegangen werden.[1082]
Ausschreibungsverfahren für zusätzlichen Leistungsbedarf sind zur Zeit in der Bundesrepublik rechtlich nicht vorgesehen. Ihre gesetzliche Verankerung könnte als Einstieg in eine stärker wettbewerblich strukturierte Stromversorgung betrachtet werden und dazu beitragen, den Anreiz für die EVU zur Umsetzung des LCP-Konzepts zu erhöhen. *Cavanagh* als einer der führenden amerikanischen LCP-Theoretiker spricht in diesem Zusammenhang bereits von einer "Versöhnung" zwischen den Konzepten der Deregulierung und des Least-Cost Planning.[1083]

7.3.3 "Runde Tische" als administrative Innovationsbündnisse

In Kapitel 2 wurde EVU-Regulierung als ein mehrdimensionaler Such-, Lern- und Informationsprozeß charakterisiert, der in einer Art "Entdeckungsverfahren" gesellschaftlich akzeptable Kompromisse im Hinblick auf die Zielerreichung anstrebt. Als Ziel für den Prozeß selber wurde u.a. seine Überschaubarkeit und Offenheit postuliert (vgl. Kapitel 2.4.2).
Die Erfahrungen in den USA haben gezeigt, daß neben einem öffentlich zugänglichen administrativen Regulierungsprozeß neue institutionelle Arrangements ("collaborative processes") bei der Umsetzung von LCP eine wesentliche Rolle spielen können (vgl. Kapitel 4.3.4). Dies gilt insbesondere im Hinblick auf eine rasche Konsensbildung über den Umfang von LCP-Aktivitäten, entsprechende Anreize für die EVU sowie die Abschätzung der konkreten Programmparameter wie z.B. geschätzte Einsparerfolge.
In der Bundesrepublik sah der erste Entwurf für eine Bundestarifordnung Elektrizität im Jahr 1971 noch die Einrichtung eines Ausschusses für Strompreise vor, dem Verbraucherverbände und Interessenverbände der Elektrizitätswirtschaft angehören sollten.[1084] Dieser Vorschlag wurde jedoch fallengelassen mit dem Ergebnis, daß die Öffentlichkeit bei Tarifgenehmigungen heute vollständig außen vor bleibt (vgl. Abschnitt 7.2.3).
Als weiterer wesentlicher Umsetzungsschritt einer LCP-orientierten Regulierung soll daher eine Öffnung des Tarifgenehmigungsverfahrens dahingehend vorgeschlagen werden, daß in jedem Bundesland "runde Tische" eingerichtet werden, die jede größere Tarifgenehmigung begleiten. Dies gilt insbesondere für die

---

[1082] Vgl. dazu beispielsweise Pick (Durchleitung), 1991.

[1083] Vgl. Cavanagh (Reconciling), 1991.

[1084] Vgl. Arzt (Strompreisaufsicht), 1991, S.271.

Tarifgenehmigungen der Verbund- und der Regional-EVU.

Der Status des "runden Tisches" wäre bei bestehender Gesetzeslage der eines Beratungsgremiums des jeweiligen Preisreferenten. Allerdings ließe sich der konkrete Einfluß des "runden Tisches" auf die Ergebnisse des Verfahrens dadurch erhöhen, daß man ihn als "administratives Innovationsbündnis" organisiert, bei dem die politische Führung des Ministeriums, in dem die Preisaufsicht angesiedelt ist, direkt beteiligt ist.[1085]

Weitere wesentliche Teilnehmer des "runden Tisches" wären neben dem Preisreferenten und dem betroffenen EVU vor allem

- Verbraucherschutzverbände als Interessenvertreter der Stromtarifkunden
- Gewerkschaften als Interessenvertreter der Arbeitnehmer des betroffenen EVU
- Umweltschutzverbände
- wissenschaftliche Institute als externe Beratungshelfer.

Bei Bedarf kann das EVU seinen jeweiligen Interessenverband zur Beratung hinzuziehen.

Der Schlüssel zum Erfolg des "runden Tisches" läge im wesentlichen bei der politischen Führung, die es in der Hand hätte,

- für eine ausreichende Kommunikation zwischen den Beteiligten zu sorgen
- die EVU zur Kooperation mit den Beteiligten zu veranlassen
- die eigene Fachebene zur Umsetzung der Verhandlungsergebnisse zu veranlassen.[1086]

Die Einrichtung von "runden Tischen" in der Bundesrepublik erscheint angesichts des nur rudimentär entwickelten Regulierungssystems, seiner unzureichenden personellen und sonstigen Ausstattung, der komplexen Materie des LCP-Konzeptes, seiner generellen Überzeugungsbedürftigkeit sowie seiner pragmatischen und daher konsensbedürftigen ersten Umsetzungsschritte als integraler Bestandteil jedes konkreten Ansatzes, eine LCP-orientierte Regulierung in der Bundesrepublik zu praktizieren.

7.4 Ausblick

Während die Vorschläge für eine Anreizregulierung im Rahmen der Strompreisaufsicht weitgehend ohne eine Veränderung des geltenden Rechtsrahmens realisierbar erscheinen, solange die entsprechenden LCP-Programme eine bestimmte Größenordnung nicht überschreiten, trifft dies auf die Einführung von Risiko- und Wettbewerbselementen nicht mehr ohne weiteres zu. Im Interesse von Rechtssicherheit und einer klaren politischen Weichenstellung erscheint es daher notwendig, den geltenden Rechtsrahmen im Sinne von LCP weiterzuentwickeln. Dies betrifft in erster Linie das Energiewirtschaftsgesetz und die damit

---

[1085] Zum administrativen Innovationsbündnis vgl. Böhret (Nachweltschutz), 1991, S.107-110.

[1086] Kommunikation, Kooperation und Transfer werden als die wesentlichen Aufgaben administrativer Innovationsbündnisse angesehen. Ebenda, S.109.

verbundene Bundestarifordnung Elektrizität.[1087]

Entsprechende Vorstöße in diese Richtung unternahmen letztmalig im Jahr 1990 die SPD und die GRÜNEN, deren Gesetzentwürfe jedoch seinerzeit keine Mehrheit im Bundestag fanden.[1088]

Die aktuelle Diskussion (Frühjahr 1993) über die Novellierung des EnWG ist geprägt von wettbewerblichen Überlegungen. Bei genauerem Hinsehen jedoch zielt bislang keiner der relevanten Vorschläge auf die Abschaffung geschlossener Versorgungsgebiete für Tarifkunden und damit auf die Abschaffung der Tarifaufsicht.[1089]

In dem von der Umweltministerkonferenz am 5./6. Mai 1993 zur Kenntnis genommenen Bericht des Arbeitskreises "Energie und Umwelt" über Möglichkeiten zur nationalen Umsetzung des EG-Richtlinienvorschlages zum Elektrizitätsbinnenmarkt und dessen Umweltauswirkungen beispielsweise heißt es:

> "Im Interesse einer sparsamen, rationellen und ressourcenschonenden Energieversorgung durch regionale und lokale Verteiler-EVU ist sicherzustellen, daß ... eine Aufsicht über Preise und Tarife die kostengerechte und wirtschaftliche Versorgung der vom Verteilungsunternehmen versorgten Verbrauchergruppen gewährleistet, dabei aber auch das Ziel des ressourcenschonenden Umgangs mit Energie ... berücksichtigt."[1090]

Daher erscheint die Forderung nach der gesetzlichen Verankerung einer LCP-, wettbewerbs- und risikoorientierten Regulierung zumindest für den Bereich der Tarifkunden keinesfalls unrealistisch, sondern sie ist als komplementäre Forderung zu den Bestrebungen zu sehen, im Bereich der Strom*erzeugung* und der Versorgung von Großkunden zu wettbewerblicheren Strukturen zu kommen.

Unterstützung scheint dieser Gedanke auch auf EG-Ebene zu finden, wo im Rahmen eines Förderprogramms über fünf Jahre hinweg LCP-Programme in den Mitgliedsstaaten mit insgesamt 70 Mio. DM gefördert werden und wo an einer LCP-Richtlinie gearbeitet wird.[1091]

Ein Indiz für die politische Durchsetzbarkeit dieser Linie mag auch die Position des französischen Staatskonzerns EDF sein, der zu den größten Stromversorgern in Europa gehört. Ihrer Abteilung Methodenfragen zumindest erscheint "der Gedanke eines marktgesteuerten Wettbewerbs auf Erzeugungsebene, der keine Regulierung erfordert, ... als Illusion".[1092] Sie sieht vielmehr die Notwendigkeit,

> "Leistungs- und Innovationsanreize durch Einführung oder Verstärkung eines regulierten Wettbewerbs ... wie auch durch Verbesserung der Anreizqualität der Regulierungen und

---

[1087] So auch Bauerschmidt (Least-Cost Planning), 1991, S.224.

[1088] Zum LCP-Charakter dieser Gesetzentwürfe vgl. Leprich (Least-Cost Planning), 1991, S.72-74.

[1089] Vgl. Cronenberg (Energierechtsreform), 1991; AG Energie und Umwelt (Elektrizitätsbinnenmarkt), 1993.

[1090] AG Energie und Umwelt (Elektrizitätsbinnenmarkt), 1993, S.39/40.

[1091] Vgl. Colling (Förderprogramme), 1993, S.8.

[1092] Lederer/Bouttes (Elektrizitätsmonopol), 1991, S.228.

der Überwachungsqualität durch öffentliche Stellen zu schaffen."[1093]

Die Diskrepanz zwischen der gesetzlichen Einführung einer LCP-orientierten Regulierung und der bescheidenen Ausstattung der bundesdeutschen Aufsichtsbehörden läßt sich indes nicht von heute auf morgen beseitigen. Folgende Überlegungen könnten jedoch zu einer Vereinfachung des Regulierungsverfahrens führen:

- Indexregulierung

  Wie in Kapitel 4.2.3.4 kurz aufgezeigt wurde, findet die Idee der *Price Cap*-Regulierung zunehmende Beachtung. Die Verlängerung des Zeitraums zwischen zwei Strompreisgenehmigungsverfahren und die zwischenzeitliche Dynamisierung der Endverbraucherpreise mit Hilfe eines Index könnte den Arbeitsanfall der Aufsichtsbehörden erheblich reduzieren. Bei einer LCP-orientierten Regulierung

[1093] Ebenda, S.230 (Hervorhebung U.L.).

jedoch dürfte sich ein solcher Index keinesfalls auf die (spezifischen) *Preise* beziehen, sondern auf die *Gesamtkosten*, die dem EVU bei der Befriedigung des Bedarfs an Energiedienstleistungen aller Verbraucher im Versorgungsgebiet entstehen. Vorstellbar wäre beispielsweise ein Index, der die dem EVU zu erstattenden betriebsnotwendigen Kosten *pro Kunde* über einen Zeitraum von 3-5 Jahren dynamisiert, wobei das Abwälzungsprocedere dieser Kosten auf die Kunden gesondert zu regeln ist. Voraussetzung dafür wäre jedoch die vorherige Festlegung eines Kostenbetrages pro Kunde sowie eine Einschätzung darüber, wie sich beispielsweise die Bevölkerungszahl im Versorgungsgebiet und die Geräteausstattung der einzelnen Kunden entwickelt. Überlegungen über die konkrete Ausgestaltung eines solchen Index und seiner Bemessungsgrundlage können an dieser Stelle jedoch nicht weiter vertieft werden (s. dazu auch Kapitel 6.3).

- Verkleinerung des Adressatenkreises

  Es wäre zu überlegen, inwieweit rein kommunale EVU (Eigenbetriebe bzw. Eigengesellschaften), deren Geschäftspolitik im Prinzip von den Kommunalparlamenten kontrolliert werden kann und deren Satzungen von demokratischen Mehrheiten gestaltbar sind, mittelfristig von der staatlichen Strompreis- und Kartellaufsicht ausgenommen bzw. einem vereinfachten Rechenschaftsprocedere unterworfen werden können. In den USA jedenfalls, wo Stadtwerke nur in Ausnahmefällen der Regulierung unterliegen (vgl. Kapitel 4.2.2.3), hat diese Regelung offensichtlich bislang zu keinen größeren Beanstandungen seitens der Verbraucher geführt.

Letztendlich jedoch wird an einer erheblichen Aufstockung der personellen und finanziellen Ausstattung der Aufsichtsbehörden kein Weg vorbeiführen, wenn das elektrizitätswirtschaftliche Wettbewerbskonzept des Least-Cost Planning in der Bundesrepublik umfassend praktiziert werden soll. Die Kosten, die der Gesellschaft durch den Aufbau eines entsprechenden Regulierungssystems entstehen, sind jedoch denjenigen Kosten gegenüberzustellen, die entstehen, wenn der Bereich der Elektrizitätsversorgung weiterhin nur sehr rudimentär reguliert wird und sich weitgehend selbst überlassen bleibt. Angesichts der enormen Fehlinvestitionen in der Vergangenheit, der bestehenden erheblichen "Effizienzlücke" und der drohenden Gefahr einer weltweiten Klimakatastrophe dürfte sich der Aufbau eines solchen Regulierungssystems als eine äußerst kosteneffektive Investition herausstellen.

8 Zusammenfassung

(1) Der Reformdruck in der Elektrizitätswirtschaft ist in den letzten Jahren sowohl international als auch national ständig gewachsen, was auf die zunehmenden Umwelt- und Sicherheitsprobleme, auf gravierende Effizienzprobleme der Branche sowie auf Legitimationsprobleme in grundsätzlich wettbewerbsorientierten Wirtschaftssystemen zurückzuführen ist. Ausdruck dafür sind eine Vielzahl von Reformkonzepten und -ansätzen, die die ordnungspolitischen und rechtlichen Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft zum Teil radikal in Frage stellen und weitreichende Veränderungen nahelegen. Die in der vorliegenden Untersuchung konzipierten Reformvorschläge zielen demgegenüber in erster Linie darauf ab, das bestehende elektrizitätswirtschaftliche Regulierungssystem in der Bundesrepublik ohne das Erfordernis grundlegender und zeitraubender ordnungspolitischer Strukturreformen dahingehend weiterzuentwickeln, daß es die wirtschaftpolitische Zielsetzung der Energieeinsparung im Bereich elektrischer Energie integriert und mit den Interessen der beteiligten Akteure harmonisiert. Sie stellt in diesem Sinne einen Beitrag zur Re-Regulierungsdiskussion dar.

(2) Die Notwendigkeit und Aufrechterhaltung einer Regulierung von Energieversorgungsunternehmen (EVU) läßt sich theoretisch auf zweifache Weise begründen: Die neoklassische normative Regulierungstheorie geht davon aus, daß in den Bereichen des Stromtransports und der -verteilung ein "natürliches Monopol" vorliegt, das unter dem Gesichtspunkt einer optimalen Allokationseffizienz der Ressourcen geschlossene Versorgungsgebiete für EVU in ihrer Funktion als Stromverteiler ökonomisch ratsam erscheinen läßt und der Regulierung die Aufgabe eines Wettbewerbsersatzes zuweist. Eine institutionalistisch fundierte Regulierungstheorie sieht in der EVU-Regulierung ein Instrumentarium zur Überwindung impliziten Regelungsversagens, das im Bereich der Strombereitstellung im Hinblick auf die Realisierung eines breiten wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Zielkatalogs theoretisch begründet, empirisch-historisch nachgewiesen oder zumindest mit hoher Wahrscheinlichkeit vermutet werden kann. Der Hauptgrund für ein solches Versagen ist darin zu sehen, daß die Tätigkeit der EVU das "Gemeinwohl" und damit die Gesellschaft als ganzes betrifft und daß die gesellschaftlichen Ziele im Regelfall nicht mit denen der EVU übereinstimmen.

(3) Nach institutionalistischem Verständnis ist Regulierung allerdings kein statischer Koordinationsmechanismus, der "optimale" regulatorische Eingriffe im Sinne einer Gebrauchsanleitung vorschreibt. Es handelt sich vielmehr um einen mehrdimensionalen Such-, Lern- und Informationsprozeß, der in einer Art "Entdeckungsverfahren" gesellschaftlich akzeptable Kompromisse im Hinblick auf die angestrebten Ziele verfolgt. Als solcher ist er ein evolutionärer Prozeß, der sich fortlaufend weiterentwickeln und an neue gesellschaftliche Zielsetzungen und Umstände anpassen muß.

(4) Es läßt sich zeigen, daß es nur wenige echte Alternativen zur EVU-Regulierung gibt. Lediglich die Verstaatlichung und die Kommunalisierung können theoretisch diesen Anspruch formulieren, wenngleich

es in der Praxis eine Reihe von Argumenten gibt, die auch in diesen Fällen eine separate EVU-Regulierung begründen können. Öffentliche Beteiligungen und die Einführung wettbewerblicher Elemente können eine separate EVU-Regulierung ebenfalls nicht ersetzen, ihre Schwerpunkte und ihre Intensität aber beeinflussen.

(5) Least-Cost Planning (LCP) ist ein in den USA entwickeltes und dort seit rund 10 Jahren praktiziertes Unternehmensplanungs- und Regulierungskonzept, das u.a. den Anspruch hat, die wirtschaftpolitische Zielsetzung der Energieeinsparung im Bereich elektrischer Energie zu operationalisieren und sie im Sinne einer integrierten Ressourcenplanung systematisch und gleichberechtigt gegenüber den Angebotsressourcen zu berücksichtigen. Makrotheoretisch läßt sich das dahinter stehende Prinzip über die (langfristigen) Grenzkostenkurven der Strombereitstellung und der Stromeinsparung fundieren, die im Optimum der Stromnutzung übereinstimmen müssen. Ein vorgebenenes gesellschaftliches Energiedienstleistungs-Niveau wird dann durch die Kombination einer optimal angepaßten und ausgelasteten Angebots-Konfiguration (Kraftwerke und Netze) mit einem optimal zusammengestellten Einspar-Technologiemix befriedigt. Wie zahlreiche Analysen von Markthemmnissen aus Sicht der Verbraucher gezeigt haben, wird sich das Optimum der Stromnutzung nicht bzw. nicht rasch genug in konkurrenzgesteuerten Marktprozessen einstellen. Die Hauptgründe dafür liegen in Kenntnismängeln, Nutzer-/Investor-Problemen und in der Disparität der Wirtschaftlichkeitskalküle von Angebotsakteuren und Verbrauchern.

(6) Wettbewerbspolitisch besteht die Aufgabe des LCP darin, für einen aus Teilmärkten zusammengesetzten und bislang ausschließlich durch den Verbraucher integrierten Energiedienstleistungsmarkt einen funktionsfähigen Substitutionswettbewerb zwischen Energie und Technologie herzustellen. Es wird davon ausgegangen, daß EVU in ihrer Funktion als Stromverteiler besonders geeignete Akteure sind, diesen märkteübergreifenden Abwägungsprozeß durchzuführen und die Teilmärkte zu integrieren. EVU, die ihre Unternehmensaufgabe im Einklang mit dem LCP-Konzept definieren, verändern ihren Unternehmenstypus und wandeln sich zu einem Energiedienstleistungsunternehmen (EDU), dessen Ziel in der volkswirtschaftlich effizienten sowie ökologisch und sozial verträglichen Befriedigung des Bedarfs an nachgefragten Energiedienstleistungen besteht. Die Aufwendungen, die dem EDU für seine Integrationsleistung entstehen, sind dann Teil seines Unternehmensauftrages und damit bei der Strompreisgenehmigung zu berücksichtigen. Hierin liegt der Anknüpfungspunkt für LCP als Regulierungskonzept.

(7) LCP ist allerdings nicht nur ein Konzept zur Verbesserung der gesellschaftlichen Ressourcenallokation und zur Integration von Teilmärkten, sondern auch ein politisch-institutioneller Lernprozeß, der eine sukzessive Verbesserung der Planungsgrundlagen und Rahmenbedingungen der EVU sowie ein besseres Verständnis für die Interessen der an diesem Prozeß Beteiligten ermöglichen soll. LCP bietet zudem die Möglichkeit, ein breites Spektrum an Kosten-Nutzenüberlegungen qualitativ

und quantitativ in die Ressourcenplanung einzubeziehen, das weit über die betriebswirtschaftliche Ebene des EVU sowie über eine enge ökonomische Perspektive hinausgeht. Die Frage der Gewichtung dieser zusätzlichen Aspekte im Planungsprozeß des EVU wird durch LCP transparent und damit einem öffentlichen Diskurs zugänglich gemacht.

(8) Die Regulierungspraxis von EVU in den USA wird nicht von dem Versuch dominiert, ein abstraktes ökonomisches Theoriegebäude umzusetzen. Vielmehr ist EVU-Regulierung in den USA in ihrer über hundertjährigen Tradition häufig als eine "Kunst" verstanden worden, die darin besteht, in einem kontinuierlichen Interessenabwägungsprozeß eine größtmögliche Realisierung von gesellschaftlichen Regulierungszielen zu erreichen. Der Kompromiß stellt dabei den Regelfall bei konkreten Regulierungsentscheidungen dar. Charakteristisch für die amerikanische Regulierung ist die Existenz beträchtlicher regulatorischer Risikoelemente für die EVU sowie der öffentliche Charakter sämtlicher formeller Verfahren, der die Entwicklung eines breit angelegten Regulierungsprozesses ermöglicht. Dieser Prozeß hat sich in der Vergangenheit zwar selten zielstrebig und widerspruchsfrei entwickelt, er war aber stets in der Lage, neue Elemente aufzunehmen, zu verarbeiten und sich gegebenenfalls selbst zu korrigieren.

(9) Für die USA läßt sich empirisch zeigen, daß die traditionelle Regulierungspraxis eine Reihe von gravierenden negativen Anreizen beinhaltet, die verhindern, daß die EVU ihre Geschäftspolitik im Sinne von LCP verändern und die Einsparung von Energie systematisch berücksichtigen. In den letzten Jahren sind daraufhin eine Fülle von neuen Regulierungsansätzen entwickelt und implementiert worden, um das gesellschaftliche Interesse an LCP und die betriebswirtschaftlichen Interessen der EVU einander anzunähern und dadurch die Aufgeschlossenheit der EVU gegenüber LCP zu verbessern. Diese Ansätze haben die grundsätzliche Integrationsfähigkeit von LCP in das amerikanische Regulierungssystem demonstriert, und sie sind auf dem besten Wege, die traditionelle Regulierungspraxis grundlegend zu verändern.

(10) Das bundesdeutsche Energieaufsichtssystem hat sich nach dem zweiten Weltkrieg bislang nur rudimentär entwickelt, seine Kompetenzen sind historisch bedingt zersplittert. Die weitreichende Kritik an diesem System bezieht sich sowohl auf seine konzeptionelle Ausgestaltung als auch auf seine konkrete Praxis. Häufig wird dabei jedoch auf der Stufe der Fundamentalkritik, die das Aufsichtssystem prinzipiell in Frage stellt, verharrt, ohne konstruktive Hinweise auf eine Verbesserung des bestehenden Systems zu geben. Die Forderung nach einer grundlegenden Regulierungsreform in der Elektrizitätswirtschaft wurde letztmalig - mit erkennbarer Resonanz - von der Monopolkommission im Jahr 1976 vertreten.

(11) LCP als Regulierungskonzept erscheint grundsätzlich auf die Bundesrepublik übertragbar, da auch hier ein Regulierungssystem besteht, das Kunden vor monopolistischem Mißbrauch in geschlossenen Versorgungsgebieten schützen soll, und da auch hier gravierende negative Anreize für die EVU existieren, LCP im Rahmen der bestehenden Aufsichtspraxis umzusetzen. Allerdings sind die Voraussetzungen für eine LCP-orientierte Regulierung im Vergleich zu den USA erheblich ungünstiger, so daß verstärkt nach vereinfachten Verfahren und stufenweisen Umsetzungsschritten zu suchen ist.

(12) Eine LCP-orientierte Regulierung zielt in der Bundesrepublik in erster Linie auf die Praxis der Strompreisaufsicht sowie auf die Praxis der Energiefachaufsicht als Investitionsaufsicht. Eine "Anreizregulierung" durch die Strompreisaufsicht bietet innerhalb des bislang nur rudimentär entwickelten Regulierungssystems mit äußerst begrenzter personeller und sonstiger Ausstattung umweltbewußten und einsparwilligen EVU immerhin die Möglichkeit, bei der Durchführung von LCP-Programmen ihr Unternehmensergebnis kurzfristig nicht zu verschlechtern und eventuell sogar zu verbessern. Ob diese Möglichkeit tatsächlich wahrgenommen wird, hängt letztlich vor allem von der Akzeptanz einer neuen EVU-Unternehmenspolitik in der Bevölkerung und der Politik ab. Zur Verstärkung der Wirkung einer Anreizregulierung ist die Einführung von neuen Risiko- und Wettbewerbselementen im Rahmen der Investitionsaufsicht in Betracht zu ziehen.

(13) Regulierung als "Entdeckungsverfahren" lebt von einer möglichst breiten Einbeziehung der Öffentlichkeit in die Entscheidungsfindung. Die Einrichtung von "runden Tischen" bei allen größeren Strompreisgenehmigungsverfahren und ihre Ausgestaltung als administrative Innovationsbündnisse erscheint geeignet, in der Bundesrepublik einen Beitrag zur raschen und konsensualen Umsetzung einer LCP-orientierten Regulierung zu leisten.

(14) Mittelfristig erscheint die Forderung nach der gesetzlichen Verankerung einer LCP-orientierten Regulierung zumindest für den Bereich der Stromtarifkunden in der Bundesrepublik keinesfalls unrealistisch, sondern sie ist als komplementäre Forderung zu den aktuellen nationalen und europaweiten Bestrebungen anzusehen, im Bereich der Stromerzeugung und der Versorgung von Großkunden zu wettbewerblicheren Strukturen zu kommen.

Literaturverzeichnis

ACEEE/American Council for an Energy-Efficient Economy (Conservation Power Plant): Residential Conservation Power Plant Study, Washington D.C.: ACEEE, February 1986

Ahearne, John F. (Nuclear Safety): Incentive Regulation and Nuclear Safety, in: 118 PUF, October 30, 1986, S.17-19

Ahrens, Karl (Diener): Diener zweier Herren? Zur Frage gemischtwirtschaftlicher Lösungen in der kommunalen Versorgungswirtschaft, in: Der Städtetag, Heft 10, 1987, S.578-581

Aigner, D. (Residential TOU): The Residential Electricity Time-of-Use Pricing Experiments: What Have We Learned? in: Hausman, J./Wise, D. (Eds.): Social Experimentation, Chicago: University of Chicago Press, 1985, S.11-41

Aigner, D./Hirschberg, J. (Commercial/Industrial TOU): Commercial/Industrial Consumer Response to Time-of-Use Electricity Prices: Some Experimental Results, in: Rand Journal of Economics, Vol.16 (3), 1985, S.341-355

AK Kostenrechnung der VDEW (Strompreiserhöhungen): Die "entsprechende" Anwendung der LSP bei der Genehmigung von Strompreiserhöhungen, in: ET, 33.Jg.(1983), Heft 12, S.913-915

Anderson, John A. (Prudence Reviews): Are Prudence Reviews Necessary? in: 127 PUF, February 1, 1991, S.23-26

Anselin, Luc/Henderson, J. Stephen (Performance Evaluation): A Decision Support System For Utility Performance Evaluation, Columbus OH: National Regulatory Research Institute, 1985

APPA/American Public Power Association (Annual Statistical Issue): Public Power - Annual Statistical Issue, Vol.49, No. 1, January-February 1991

APPA (Demand-Side Management): Demand-Side Management in Public Power. The Quiet Revolution, Washington D.C.: APPA, January 1992

Arbeitsgruppe "Energie und Umwelt" der Umweltministerkonferenz (Elektrizitätsbinnenmarkt): Bericht der Arbeitsgruppe über "Auswirkungen des Elektrizitätsbinnenmarktes auf die Umwelt" für die 40. Umweltministerkonferenz am 5./6. Mai 1993 in Luxemberg

Arbeitsgruppe NRW (Elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung): Elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung im Sinne des §12a BTOElt. Bericht der Arbeitsgruppe des Ministers für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, Januar 1982

ARE/Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen (Tätigkeitsbericht 1990-1991): Regionale Energieversorgung 1990-1991, Hannover 1992

Arzt, Clemens (Strompreisaufsicht): Strompreisaufsicht im Vergleich. Ein Rechtsvergleich USA-Bundesrepublik (Dissertation). Düsseldorf: Umweltrechtliche Studien, Band 10, 1991

ASEW/Arbeitsgemeinschaft kommunaler Versorgungsunternehmen zur Förderung rationeller, sparsamer und umweltschonender Energieverwendung und rationeller Wasserverwendung (Umfrage): Finanzielle Förderung durch kommunale Versorgungsunternehmen. Ergebnisse der ASEW-Umfrage vom April 1991

Averch, Harvey/Johnson, Leland L. (Regulated Constraint): Behaviour of the Firm under Regulated Constraint, in: American Economic Review, Vol.52, 1962, S.1052-1069

Badura, Peter/Kern, Werner (Preisaufsicht): Maßstab und Grenzen der Preisaufsicht nach §12a der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) aus rechtlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht, Heidelberg: Decker/C.F. Müller, 1983

Barkovich, Barbara R. (Interventionism): Regulatory Interventionism in the Utility Industry: Fairness, Efficiency, and the Pursuit of Energy Conservation, Westport CT 1989

Bartels, Robert/Cohen, Robin/Hoehn, Thomas (Großbritannien): Das neue Elektrizitätssystem in Großbritannien: Erste Erfahrungen und Perspektiven, in: ZfE, Heft 1, 1991, S.27-36

Bartling, Hartwig (Ausnahmebereiche): Wettbewerbliche Ausnahmebereiche - Rechtfertigungen und Identifizierung, in: Feldsieper, Manfred/Groß, Richard (Hrsg.): Wirtschaftspolitik in weltoffener Wirtschaft, Berlin 1983, S.325-346

Bartsch, Reinhard (Gemischtwirtschaftlichkeit): Gemischtwirtschaftlichkeit als Ordnungsprinzip in der Elektrizitätswirtschaft, in: ZögU, Band 5, Heft 3, 1982, S.221-231

Bauder, Don (Merger): Employees of SDG&E Complain About Merger Tactics, in: The San Diego Union, November 4, 1990, S.I-7f.

Bauerschmidt, Rolf (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning aus Sicht eines kommunalen Energieversorgungsunternehmens, in: Hennicke, Peter (Hrsg.): Den Wettbewerb im Energiesektor planen, Berlin u.a.: Springer Verlag, 1991, S.213-225

Baumol, William (Productivity): Productivity Incentive Classes and Rate Adjustment for Inflation, in: 110 PUF, July 22, 1982, S.11-18

Baumol, William J./Panzar, John C./Willig, Robert D. (Contestable Markets): Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, New York 1982

BayVGH/Bayrischer Verwaltungsgerichtshof (Strompreiserhöhung): Urteil im Fall Isar-Amperwerke AG gegen Freistaat Bayern wegen Strompreiserhöhung, Nr.22 B 82 A.1318, München, 12. Januar 1989

Bechtold, Klaus (Dienstleistungspartner): Stromversorger als Dienstleistungspartner - ein neues Unternehmenskonzept, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg.88 (1989), Heft 16/17, S.1034-1043

Becker, Peter/Herppich, Wolfram (Energiesparaktivitäten): Energiesparaktivitäten deutscher EVU - Gestaltungsformen und Umsetzungsprobleme gegenwärtiger Maßnahmen, in: ZfE, Heft 1, 1992, S.33-44

Beißel, Horst (Preisermittlung): Die "entsprechende" Anwendung der Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten (LSP) bei der Genehmigung von Strompreiserhöhungen für Tarifabnehmer, in: ET, 33.Jg.(1983), Heft 8, S.540-544

Berkner, Ursula/Hermann, Hans Peter/Schmitz, Erich (BTOElt): Die neue Bundestarifordnung Elektrizität, in: RdE, Jg.51 (1990), Heft 1, S.2-17

Berman, Janice S./Logan, Douglas M. (Cost-Effectiveness): A Comprehensive Cost-Effectiveness Methodology for Integrated Least-Cost Planning: in: ACEEE 1990, S.5.5-5.16

Bernstein, Marver H. (Regulating Business): Regulating Business by Independent Commission, Princeton 1955

Berry, Linda/Hirst, Eric (Recent Accomplishments): Recent Accomplishments of the U.S. Department of Energy's Least-cost Utility Planning Program, August 1989

Berry, Linda/Hirst, Eric (DOE): The U.S. DOE Least-Cost Utility Planning Program, in: Energy, Vol.15 (12), 1990, S. 1107-1117

Biewald, Bruce (Nuclear): Do We Really Need Nuclear Generating Companies, in: 125 PUF, June 7, 1990, S.21-25

Blackmon, Glenn (Conservation Incentives): Conservation Incentives: Evaluating the Washington State Experience, in: 127 PUF, January 15, 1991, S.24-27

Blair, Roger D./Kaserman, David L. (Adjustment Clauses): Automatic Fuel Cost Adjustment Clauses: Issues and Evidence, in: 110 PUF, November 25, 1982, S.27-32

Blankart, Charles Beat (Öffentliche Unternehmen): Ökonomie der öffentlichen Unternehmen, München 1980

Blumstein, C. et al. (Barriers): Overcoming Social and Institutional Barriers to Energy Conservation, in: Energy, Vol.5, 1980, S.335-371

BMWi/Bundesministerium für Wirtschaft (Elektrizitätswirtschaft): Statistischer Jahresbericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft, laufende Jahrgänge

Bögelein, Margareta (Ausnahmebereiche): Ordnungspolitische Ausnahmebereiche: Marktwirtschaftliche Legitimation und wirtschaftspolitische Konsequenzen, Wiesbaden: Dt. Univ.-Verlag, 1990

Böhret, Carl (Nachweltschutz): Nachweltschutz: sechs Reden über politische Verantwortung, Frankfurt/M. u.a.: Lang, 1991

Böhret, Carl/Jann, Werner/Kronenwett, Eva (Politische Theorie): Innenpolitik und politische Theorie, 3., neubearbeitete und erweiterte Auflage, Opladen: Westdeutscher Verlag, 1988

Boiler, Diane S. (1990 Review): 1990 - The Year in Review, in: 127 PUF, January 1, 1991, S.44-48

Bolle, Friedel (Energiemaklersysteme): Energiemaklersysteme in den USA, in: ZfE (1989), Heft 1, S.26-34

Bolle, Friedel (Wettbewerb): Wettbewerb und Kooperation in der Elektrizitätswirtschaft. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 39, München: Oldenbourg, 1990

Bolle, Friedel (Elektrizitätsproduktion): Wettbewerb in der Elektrizitätsproduktion - Die amerikanischen PURPA-Auktionen, in: ZfE, Heft 4, 1990, S.253-265

Bolle, Friedel/Hoven, Ingolf (Wettbewerb): Wettbewerb um das exklusive Angebotsrecht. Franchise Bidding als alternatives Regulierungsinstrument, in: Finanzarchiv, Band 47, 1989, S.460-478

Bonbright, James C./Danielsen, Albert L./Kamerschen, David R. (Principles): Principles of Public Utility Rates, 2nd Edition, New York: Public Utilities Reports, 1988

Bontrup, Heinz-J./Troost, Axel (Preisbildung): Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Beitrag zur Diskussion um die Novellierung der Stromtarife, PIW-Studien Nr.4, Bremen 1988

Boyes, William J. (Averch-Johnson Effect): An Empirical Examination of the Averch-Johnson Effect, in: 14 Economic Inquiry 25 (1976), S.25-35

Braithwait, Steven D./Caves, Douglas W. (Incentive Options): A Comparative Assessment of Alternative Regulatory Incentive Options, in: Proceedings of the 5th National Demand-Side Management Conference: DSM Building on Experience, 30. Juli bis 1. August 1991 in Boston,S.155-160

Bruche, Gert (Elektrizitätsversorgung): Elektrizitätsversorgung und Staatsfunktion. Das Regulierungssystem der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland, Frankfurt/M. 1977

Brüggemann, Gabriela (Volldampf): Mit Volldampf gegen das Kohlekraftwerk, in: SZ vom 11. September 1991

Bücker, Franz Eggert (Niedersachsen): Zukünftiges Verfahren nach §12a BTOElt in Niedersachsen, in: RdE, Jg.46 (1985), Heft 12, S.222-224

Büdenbender, Ulrich (Energierecht): Energierecht, München/Köln, 1982

Burkhart. Lori A. (Cost-Benefit Analysis): Conservation Program Cost-Benefit Analysis: Choosing Among Options, in: 125 PUF, March 29, 1990, S.41-44

Burns, Robert E./Eifert, Mark/Nagler, Peter A. (FAC Practices): Current PGA And FAC Practices: Implications For Ratemaking In Competitive Markets, NRRI 91-13, November 1991

Busch, Axel (Markt): Mehr Markt in der Versorgungswirtschaft, in: Wirtschaftsdienst, Heft 12, 1986, S.613-618

Büschemann, Karl-Heinz: Reich und unersättlich, in: Die ZEIT Nr. 10 vom 2. März 1990, S.34

Cambridge Energy Research Associates/Arthur Andersen/Andersen Consulting (Power Trends): Electric Power Trends 1992

Cartelier, J./De Vroey, M. (Regulationsansatz): Der Regulationsansatz: Ein neues Paradigma? in: PROKLA Nr. 72, 1988, S.72-92

Cavanagh, Ralph C. (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning Imperatives for Electric Utilities and their Regulators, in: Harvard Environmental Law Review, Vol.10, 1986, S.299-344

Cavanagh, Ralph C. (Power Marketing): Responsible Power Marketing in an Increasingly Competitive Era, in: Yale Journal on Regulation, Vol.15, 1988, S.331-365

Cavanagh, Ralph C. (Reconciling): The Future of America`s Electric Utilites: Reconciling Deregulation and Least-Cost Planning, in: EJ, May 1991, S.20-29

CEC/California Energy Commission (Electricity Report): Electricity 1990 Report (Draft Final), Sacramento CA, August 1990

CEC (Efficiency Report): Energy Effciency Report (Draft), Sacramento CA, September 1990

Chamberlin, John H./Hanser, Philip E. (Regulatory Techniques): Current Designs of Regulatory Techniques to Encourage DSM, in: Proceedings of the Third NARUC Conference on Integrated Resource Planning in Santa Fe NM, April 8-10, 1991, S.316-326

Chernick, Paul/Espenhorst, Eric/Goodman, Ian (Fuel Switching): Analysis of Residential Fuel Switching as an Electric Conservation Option, in: Proceddings of the 7th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1990, S.369-384

Cicchetti, Charles J./Gillen, William J. (Marginal Cost): The Marginal Cost and Pricing of Electricity, Cambridge: Ballinger Publishing Co., 1977

Clapham, Ronald (Wettbewerbsfreiheit): Das wettbewerbspolitische Konzept der Wettbewerbsfreiheit, in: Cox, Helmut/Jens, Uwe/Markert, Kurt: Handbuch des Wettbewerbs, München: Vahlen, 1981, S.129-148

Clark, John Maurice (Funktionfähiger Wettbewerb): Zum Begriff eines funktionsfähigen Wettbwerbs, in: Herdzina, Klaus (Hrsg.): Wettbewerbstheorie, Köln 1975, S.143-160

Clinton, Jeanne/Geller, Howard/Hirst, Eric (Conservation Programs): Review of Government and Utility Energy Conservation Programs, in: Annual Review of Energy Nr.11, 1986, S.95-142

Cohen, Armond/Chaisson, Joseph (Least-Cost Doing): "Least-Cost Doing": Lessons from the New England "Collaborative", in: Proceedings of the ACEEE 1990 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Washington D.C.: ACEEE, August 1990, S.5.29-5.33

Collaborative Process of California (Blueprint): Report of the Statewide Collaborative Process: An Energy Efficiency Blueprint for California, San Francisco CA, January 1990

Colling, Armand (Förderprogramme): EG-Förderprogramme und LCP. Vortrag, gehalten am 25. Februar 1993 in Kassel

Colton, Roger D. (Excess Capacity): Excess Capacity: Who Gets the Charge From the Power Plant, in: Hastings Law Journal, Vol. 34 (5/6), May-July 1983, S.1133-1163

Colton, Roger D. (Reply): Prudence, Planning, and Principled Ratemaking - A Reply to Professor Schwartz, in: Hastings Law Journal, Vol.35, No.4, March 1984, S.723-740

Colton, Roger D. (Low-income): A Cost-based Response to Low-income Energy Problems, in: 127 PUF, March 1, 1991, S.31-35

Copeland, Basil L. (Tests): Application of Prudence/Used-and-Useful Tests in Electricity, Gas and Telecommunications. Paper presented to the 1990 NARUC Annual Regulatory Studies Program, August 1, 1990

Costello, Kenneth W. (Debate): The Debate Continues, in: Electric Potential Nr.4 (1986), S.12-16

Costello, Kenneth W. (Unsell Electricity): Should Electric Utilities Try to 'Unsell' Electricity? in: Proceedings of the First NARUC National Conference on Least-Cost Utility Planning in Aspen CO, April 11-13, 1988, S.130-151

CPUC/California Public Utilities Commission (Critical Review): A Critical Review of the Commission's Intervenor Compensation Program by the Public Advisor's Office, San Francisco CA, June 4, 1986

CPUC (Rate Design): Energy Rate Design and Economics Branch - Standard Practices. Public Staff Division, San Francisco CA, December 1986

CPUC (Handbook): How the California Public Utilities Commission Regulates Public Utilities and Transportation Companies. A Handbook, San Francisco CA, October 1987

CPUC (88-12-083: Diablo Canyon): Decision 88-12-083 on the Application of Pacific Gas and Electric Company, for Authorization to Establish a Rate Adjustment Procedure for its Diablo Canyon Nuclear Power Plant, San Francisco CA, December 19, 1988

CPUC (Ratepayer Notice Program): Report to the Commission on the Ratepayer Notice Program. Submitted by the Public Advisor's Office, San Francisco CA, July 6, 1989

CPUC: Organizational Charts, San Francisco CA, Fall 1989

CPUC (ECAC): The Energy Cost Adjustment Clause: Regulation of Energy Costs of Electric Utilities in California. Briefing Paper der Division of Ratepayer Advocates (Fuels Branch), San Francisco CA, November 1989

CPUC (89-12-057: General Rate Case PG&E): Decision 89-12-057 on the Application of Pacific Gas & Electric Company for authority among other things, to increase its rates and charges for electric and gas service, San Francisco CA, December 20, 1989

CPUC (Intervenor Compensation Decisions): Intervenor Compensation Decisions. Annotated Bibliography 1981-1989. Prepared by the Public Advisor's Office, San Francisco CA, January 1, 1990

CPUC (Guide for Intervenors): Guide for PUC Intervenors, San Francisco CA: CPUC Public Advisor's Office, San Francisco CA, February 1990

CPUC (90-03-060: BRPU Phase IA): Decision 90-03-060 (Order to Implement the Biennial Resource Plan Update following the California Energy Commission's Seventh Electricity Report), San Francisco CA, March 28, 1990

CPUC (90-08-068: Utilities Incentives): Decision 90-08-068 (Utilities Incentives for DSM Programs), San Francisco CA, August 29, 1990

CPUC (90-09-050: Transmission Investigation): Investigation 90-09-050 (Order Instituting Investigation on the Commission's own motion to develop a policy of nondiscriminatory access to electricity transmission services for nonutility power producers), San Francisco CA, September 27, 1990

CPUC (Reporting Requirements): Demand-Side Management Reporting Requirements Manual, 4th ed., San Francisco CA, December 1990

Crew, Michael A./Kleindorfer, Paul R. (Productivity Incentives): Productivity Incentives and Rate-of-Return Regulation, in: Crew, Michael A.: Regulating Utilities in an Era of Deregulation, Basingstoke 1987, S.7-23

Cronenberg, Martin (Energierechtsreform): Energierechtsreform - Stand der Überlegungen aus der Sicht der Bundesregierung, in: RdE, Jg.52 (1991), Heft 5, S.78-84

Cross, Phillip S. (Capacity Costs): The Long-Term Power Purchase: Recovery of Capacity Costs, in: 125 PUF, February 1, 1990, S.41-44

Crutzen, Paul J./Müller, Michael (Hrsg.) (Klimakollaps): Das Ende des blauen Planten? Der Klimakollaps. Gefahren und Auswege, München: Beck 1989

Cummings, Martin (Virtual Kilowatts): Virtual Kilowatts and Quasi-Markets. An Approach to Incentives for Least Cost Planing, in: Proceedings of the 6th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1988, S.453-460

Dakin, Melvin G. (Regulation): The Changing Nature of Public Utility Reglation: The Used and Useful Property Rate Base versus the Capitalization Rate Base in the Nuclear Age, in: Louisiana Law review, 45 (1985), S.1033-1060

DeCotis, Paul A. (Incentive Ratemaking): Balancing Shareholder and Customer Interests in Incentive Ratemaking, in: EJ, December 1989, S.16-23

Deregulierungskommission (Marktöffnung): Marktöffnung und Wettbewerb. Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft, Bonn 1991

Destribats, Alan F./Hutchinson, Mark A./Stout, Timothy M./White, Dean S. (Environmental Costs): Environmental Costs and Resource Planning Consequences: New England Electric's Rating and Weighting Approach, in: Proceedings of the NARUC National Conference on Environmental Externalities in Jackson Hole, Wyoming, October 1-3, 1990, S.85-99

Deutscher Bundestag (BT-Drucksache 2/1158: Entwurf): Entwurf eines Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen, Bundestags-Drucksache 2/1158, Bonn, 22. Januar 1955

Deutscher Bundestag (BT-Drucksache 2/3644: Bericht): Schriftlicher Bericht des Ausschusses für Wirtschaftspolitik über den Entwurf eines Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen, Bundestags-Drucksache 2/3644, Bonn, 28. Juni 1957

Deutscher Bundestag (BT-Drucksache 12/1799: Energiepolitisches Gesamtkonzept): Das energiepolitische Gesamtkonzept der Bundesregierung - Energiepolitik für das vereinte Deutschland, Bundestags-Drucksache 12/1799, Bonn, 11. Dezember 1991

DOE/Department of Energy (Conservation Investment): Energy Conservation Investment in Industry. Energy paper No. 50, London 1982

DOE/U.S. Department of Energy (Annual Energy Review): Annual Energy Review 1989, Washington D.C.: Energy Information Administration, 1990

Downs, Anthony (Demokratie): Ökonomische Theorie der Demokratie, Tübingen 1968

Dugger, William M. (Commentary): Commentary, in: Nowotny, Kenneth/Smith, David B./Trebing, Harry: Public Utility Regulation, Norwell MA: Kluwer Academic Publishers, 1989, S.28-34

Eachus, Ron (Energy Efficiency): Promoting Energy Efficiency Through Regulation. Some Experiments in the United States, in: Proceedings zum Energy Efficiency-Seminar in Graz, 24.-26. September 1991, S.217-234

Ebberts, Mark/Hanlon, Douglas (Conservation Transfers): Conservation Transfers among Utilities: A Pacific Northwest Case Study, in: Proceedings of the ACEEE 1990 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Washington D.C.: ACEEE, August 1990, S.5.73-5.81

Ebel, Witta (Haushalt): Stromverbrauch im Haushalt, Darmstadt: Institut für Wohnen und Umwelt, 1989

Ebisch, Hellmuth/Gottschalk, Joachim (Preisprüfungen): Preise und Preisprüfungen bei öffentlichen Aufträgen, 5.Auflage, München 1987

ebök/IfE (Emissionsminderung): Emissionsminderung durch rationelle Energienutzung bei Elektrogeräten, in: Enquête-Kommisison (Hrsg.): Energieeinsparung sowie rationelle Energienutzung und -umwandlung, Band 2 der Reihe "Energie und Klima", Karlsruhe: Verlag C.F. Müller, 1990, S.321-408

EEI/Edison Electric Institute (Regulatory Trends 1989): Rate & Regulation Review. Regulatory Trends: 1989, Washington D.C.: Edison Electric Institute, 1990

EEI (Statistical Yearbook 1989): Statistical Yearbook of the Electric Utility Industry/1989, No. 57, December 1990

Eickhof, Norbert (Ausnahmebereiche): Wettbewerbspolitische Ausnahmebereiche und staatliche Regulierung, in: Jahrbuch für Sozialwissenschaft, Heft 36, 1985, S.63-79

Eickhof, Norbert (Markt- und Wettbewerbsversagen): Theorien des Markt- und Wettbewerbsversagens, in: Wirtschaftsdienst, Heft 9, 1986, S.468-476

Eickhof, Norbert (Wettbewerbsordnung): Versorgungswirtschaft und Wettbewerbsordnung, in: ORDO, Band 37, 1986, S.201-218

Eickhof, Norbert (Regulierung): Staatliche Regulierung zwischen Marktversagen und Gruppeninteressen, in: Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, 5. Band, 1986, S.122-139

Eiß, Harald/Hoven, Ingolf/Schulz, Walter/Zuchtriegel, Tobias (Kostenorientierte Stromtarife): Kostenorientierte Stromtarife, Köln: Energiewirtschaftliches Institut, 1988

Eiß, Harald/Lukes, Rudolf/Pick, Hartmut/Schulz, Walter (Ordnung): Die Ordnung des Elektrizitätsmarktes in der Europäischen Gemeinschaft, München: Oldenbourg, 1990

ELCON/Electricity Consumers Resource Council (Memorandum): Memorandum on Least Cost Planning/Integrated Resource Planning, May 15, 1991

Elser, Marcella (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning. Ein neues Planungs- und Regulierungskonzept für die Elektrizitätswirtschaft, Diplomarbeit, Freiburg 1991

Emmerich, Volker (Ausnahmebereich): Ist der kartellrechtliche Ausnahmebereich für die leitungsgebundene Versorgungswirtschaft wettbewerbspolitisch gerechtfertigt? Gutachten im Auftrag des niedersächsischen Ministers für Wirtschaft und Verkehr, Dezember 1978

Engels, Wolfram/Hamm, W./Issing, O. (Markt): Mehr Markt in der Energiewirtschaft, Frankfurt 1988

Enquête-Kommision "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages (Hrsg.) (Dritter Bericht): Dritter Bericht zum Schutz der Erde, Bundestagsdrucksache 11/8030, 2. Oktober 1990

Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages (Hrsg.) (Energie und Klima): Energie und Klima - Studienprogramm "Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase", Karlsruhe: C.F. Müller, Bde. 1-10, 1990

Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" (Handlungsmöglichkeiten: Band 10): Energiepolitische Handlungsmöglichkeiten und Forschungsbedarf, Band 10 des Studienprogramms "Energie und Klima", Bonn/Karlsruhe 1990

Enquête-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages (Hrsg.) (Klimaänderung): Klimaänderung gefährdet globale Entwicklung, Bonn/Karlsruhe: Economica/C.F.Müller-Verlag, 1992

EPRI/Electric Power Research Institute (Least-Cost Planning): Moving toward Integrated Resource Planning: Understanding the Theory and Practice of Least-Cost Planning and Demand Side Management, Palo Alto CA, 1987

EPRI (Discount Rates): Implicit Discount Rates in Residential Customer Choices. Vol. 1: Investments in Conservation Measures, EPRI EM-5587, Palo Alto CA, February 1988

EPRI (Bidding): Bidding for Electric Resources: An Industry Review of Competitive Bid Design and Evaluation. EPRI-Report CU-6089, Palo Alto CA, May 1989

EPRI (Maximum Savings): Efficient Electricity Use: Estimates of Maximum Energy Savings, EPRI CU-6746, prepared by Barakat&Chamberlin Inc., Palo Alto CA, March 1990

EPRI (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning in the United States 1990, EPRI CU-6966, Palo Alto CA, September 1990

EPRI (Demand-Side Management): Demand-Side Management. Utility Options for the Future, Palo Alto CA, 1990

EPRI (Impact Evaluation): Impact Evaluation of Demand-Side Management Programs, Volume 2: Case Studies and Applications, EPRI CU-7179, Palo Alto CA, September 1991

EPRI/EEI (Incentives): Workshop on Incentives for Demand-Side Management. Minutes and Presentations, August 1989

Eucken, Walter (Wettbewerbsordnung): Die Wettbewerbsordnung und ihre Verwirklichung, in: ORDO, Bd.2, 1949, S.1-99

Eucken, Walter (Grundsätze): Grundsätze der Wirtschaftspolitik, 5., unveränderte Auflage, Tübingen: Mohr, 1975

EW/Electrical World (Annual Statistical Report 1990): 1990 Annual Statistical Report - Special Report, in: EW, April 1990, S.11-24

EW (Annual Statistical Report 1991): 1991 Annual Statistical Report - Special Report, in: EW, April 1991, S.9-14

EW (Directory): Electrical World Directory of Electric Utilities, 100th Edition, 1992

Ewers, Benjamin J./Musolf, William D. (Competitive Regulation): Competitive Regulation: A New View of an Old Idea, in: 127 PUF, April 15, 1991, S.32-35

Ewers, Hans-Jürgen/Wein, Thomas (Deregulierungspolitik): Grundsätze für eine Deregulierungspolitik, in: Wirtschaftsdienst, Heft 6, 1990, S.320-328

Fagan, Jennifer/Stevenson, Rodney (Incorporation): Incorporation of Environmental Externalities Into Integrated Resource Planning, in: Proceedings of the Third NARUC National Integrated Resource Planning Conference in Santa Fe NM, April 8-10, 1991, S.509-532

Faruqui, A./Malko, J.R. (TOU-Rates): Time-of-Use Rates and the Modification of Electric Utility Load Shapes, in: Trebing, Harry (Ed.): Challenges for Public Utility Regulation in the 1980s, East Lansing: Michigan State University, 1981, S.617-634

Faull, Thomas G. (Conflicts): Irreconcilable Conflicts of Interest Inherent in Vertically Integrated Electric Utilities, in: Proceedings of the Sixth NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Clombus OH, September 1988, S.657-668

Feist, Wolfgang (Stromsparpotentiale): Stromsparpotentiale bei den privaten Haushalten in der Bunderepublik Deutschland, Darmstadt: Institut für Wohnen und Umwelt, April 1987

Fenn, Scott A. (Mergers): Mergers And Financial Restructuring In The Electric Power Industry. Investor Responsibility Research Center, April 1988

FERC/Federal Energy Regulatory Commission (Bidding NOPR): Notice of Proposed Rulemaking: Regulations Governing Bidding Programs. Docket No. RM-88-5-000, March 16, 1988

FERC: 1989 Annual Report, Washington D.C.: FERC, 1990

Ferrey, Steven (Unregulated Utilities): DSM and the 3.000 Unregulated Utilities: Techniques to Promote Comprehensive Implementation, in: Proceedings of the 5th National Demand-Side Management Conference "DSM Building on Experience" vom 30. Juli bis 1. August 1991 in Boston MA, S.163-166

Fett, Rüdiger (Gemischtwirtschaftliche Unternehmen): Die gemischtwirtschaftlichen Unternehmen in der Bundesrepublik Deutschland, Frankfurt/M.: Fischer, 1978

Feuerborn, Alfred (Freistellungsbereich): Der kartellrechtliche Freistellungsbereich für Elektrizitätsversorgungsunternehmen und deren Kontrolle, Dissertation, Münster 1983

Feuerborn, Alfred (Least-cost Planning): Least-cost Planning (LCP) im Spannungsfeld zwischen Kartell-, Wettbewerbs- und Strompreisaufsicht. Vortrag auf der LCP-Tagung des Forum Instituts in Kronberg am 13. Mai 1991

Fichtner Beratende Ingenieure (Technologien): Technologien zur Einsparung von Energie. Studie für das BMFT, 15 Bände, Stuttgart 1976

Fisher, Anthony C./Rothkopf, Michael H. (Market Failure): Market Failure and Energy Policy. A rationale for selective conservation, in: Energy Policy, August 1989, S.397-406

Foley, L.O./Lee, A.D. (Surface): Scratching the Surface of the New Planning: A Selective Look, in: EJ, July 1990, S.48-55

Friedman, Lee S. (Efficiency): Efficiency and Demand Management: The Virtues of Simple Rules, in: Lederer, Michael (Ed.): California Energy Policy: The Regulated Sector. Proceedings of the California Energy Policy Seminar, Berkeley CA, September 18-19, 1986, S.106-110

Friedman, Lee S. (Pricing): Energy Utility Pricing and Customer Response: the Recent Record in California, in: Gilbert, Richard J. (Ed.): Regulatory Choices: A perspective on Developments in Energy Policy, Berkeley Ca: Universitywide Energy Research Group, May 1990, S.11-75

Friedman, Milton (Capitalism and Freedom): Capitalism and Freedom, Chicago/London 1962

Fritsche, Uwe/Leprich, Uwe (Internalisierung): Gegenüberstellung der institutionellen Rahmenbedingungen zur Internalisierung externer Kosten der Energiewirtschaft in Deutschland und in den USA. Unterauftrags-Thema 16 zur PROGNOS-Studie "Externe Kosten der Energieversorgung", Freiburg/Darmstadt, November 1991

Gallagher, James T. (DSM Incentives): DSM Incentives in New York State: A Critique of Initial Utility Methods, in: Proceedings of the 5th National Demand-Side Management Conference: DSM Building on Experience vom 30. Juli bis 1. August 1991 in Boston, S.220-226

Gary, Richard D./Roach, Edgar M. (Cancelled Plants): The Proper Regulatory Treatment of Investment in Cancelled Utility Plants, in: Hofstra Law Review, 13, 1985, S.469-506

Goldman, Charles A./Busch, John F. (DSM Bidding): DSM Bidding - The Next Generation, in: EJ, May 1992, S.34-43

Goldman, Charles A./Hopkins, Mary Ellen F. (Survey): Survey and Analysis of Gas Utility IRP Efforts, in: Proceedings of the Third NARUC National Integrated Resource Planning Conference in Santa Fe NM, April 8-10, 1991, S.1-40

Goldman, Charles A./Wolcott, David R. (Demand-Side Bidding): Demand-Side Bidding: Assessing Current Experience, in: Proceedings of the ACEEE 1990 Summer Study of Energy Efficiency in Buildings, Washington DC: ACEEE, August 1990, S.8.53-8.68.

Goldman, Charles A./Hirst, Eric/Krause, Florentin (Eds.) (Challenges): Least-cost planning in the Utility Sector: Progress and Challenges. Berkeley/Oak Ridge, May 1989

Goodland, R./Ledec, C. (Sustainable Development): Neoclassical Economics and Principles of Sustainable Development, Washington D.C. 1986

Gormley, William T. (Regulation): The Politics of Public Utility Regulation, Pittsburgh: University of Pittsburgh Press, 1983

Grabosch, Volker (Investitionskontrolle): Die Investitionskontrolle nach §4 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz, Stuttgart/München/Hannover: Boorberg, 1988

Grawe, Joachim (Stromversorgung): 100 Jahre Deutsche Stromversorgung, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg.91 (1992), Heft 1/2, S.615

Grawe, Joachim/Schulz, Eckhard (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning aus der Sicht der deutschen Elektrizitätswirtschaft, in: ZfE, Heft 3, 1989, S.202-206

Green, Mark/Nader, Ralph (Eds.) (Monopoly Makers): The Monopoly Makers, New York: Grossman Publishers, 1973

Gröner, Helmut (Ordnung): Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden: Nomos, 1975

Gröner, Helmut (Ausnahmebereiche): Wettbewerbliche Ausnahmebereiche im GWB: Das Beispiel der Elektrizitätsversorgung, in: Cox, Helmut/Jens, Uwe/Markert, Kurt: Handbuch des Wettbewerbs, München: Vahlen, 1981, S.421-456

Gröner, Helmut (Elektrizitätsversorgung): Elektrizitätsversorgung, in: Oberender, Peter (Hrsg.): Marktstruktur und Wettbewerb, München: Vahlen, 1984, S.88-138

Gröner, Helmut/Smeets, Heinz-Dieter (Regulierung): Regulierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, in: Michael Krakowski (Hrsg.): Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland, Hamburg 1988, S.119-193

Grossekettler, Heinz (Deregulierung): Deregulierung und Privatisierung, in: Wirtschaftsstudium, Heft 10, Oktober 1989, S.437-445

Gruber, Edelgard/Brand, Michael (Energienutzung): Rationelle Energienutzung in der mittelständischen Wirtschaft, Köln: Verlag TÜV Rheinland, 1990

Gubser, H.-R. (Energieberatung): Die Energieberatung der Elektrizitätswerke, in: 1. RAVEL-Tagung des Schweizer Bundesamtes für Konjunkturfragen am 23. Mai 1991 in Bern, S.83-104

Hall, George R. (Wholesale): The Emerging Standard For Market-based Wholesale Electric Rates, in: 128 PUF, September 15, 1991, S.19-22

Harborth, Hans-Jürgen (Dauerhafte Entwicklung): Dauerhafte Entwicklung statt globaler Selbstzerstörung, Berlin: Edition Sigma, 1991

Harrison, John (Tail Fin): Tail Fin Thinking, in: Northwest Energy News, May/June 1991, S.10-15

Harrison, Robert J. (Bankruptcy): The Bankruptcy That Wasn't Supposed to Happen, in: 121 PUF, June 9, 1988, S.122-123

Hayes, William C. (Demand-Side Management): Demand-Side Management: A Cornucopia of Techniques and Technologies, in: EW, February 1989, S.49-56

Hearth, Douglas/Melicher, Ronald W./Gurley, Darryl E.J. (Cancellations): Regulatory Issues in Nuclear Power Plant Cancellations, in: 122 PUF, September 1, 1988, S.15-19

Heck, Heinz (DDR-Stromvertrag): Der lange Weg zum DDR-Stromvertrag, in: ET, 40.Jg. (1990), Heft 9, S.612

Heede, H. Richard (Energy Subsidies): A Preliminary Assessment of Federal Energy Subsidies in FY 1984, Washington D.C., June 20, 1985

Helle, Christoph (Strompreisgestaltung): Zur Strompreisgestaltung in den USA: Ein Aufriß der Tarifdiskussion unter besonderer Berücksichtigung von Tarifexperimenten und zeitvariablen Tarifen, Freiburg: Werkstattreihe des Öko-Instituts Nr.40, 1987

Hempling, Scott (Competition): Confusing "Competitors" with "Competition", in: 127 PUF, March 15, 1991, S.30-32

Hennicke, Peter (Ausstieg): Ausstieg aus der Atomenergie: Wohin und wie umsteigen? in: Blätter für deutsche und internationale Politik, November 1986, S.1337-1351

Hennicke, Peter (Kommunalisierung): Vom überzentralisierten Großverbundsystem zur Kommunalisierung der Energiewirtschaft, in: Blätter für deutsche und internationale Politik, Januar 1987, S.100-108

Hennicke, Peter (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning - Methode, Erfahrungen und Übertragbarkeit auf die Bundesrepublik, in: ZfE, Heft 2, 1989, S.117-128

Hennicke, Peter (Energiedienstleistungen): Least-Cost Planning als Methode zur Ermittlung und Umsetzung kostenminimaler Energiedienstleistungen (Einführung), in: Hennicke, Peter (Hrsg.): Den Wettbewerb im Energiesektor planen, Berlin u.a.: Springer Verlag, 1991, S.3-43

Hennicke, Peter (Hrsg.) (Wettbewerb planen): Den Wettbewerb im Energiesektor planen, Berlin u.a.: Springer Verlag, 1991

Hennicke, Peter/Müller, Michael (Treibhauseffekt): Klimaänderung und Treibhauseffekt, in: WSI-Mitteilungen, 7/1990, S.417-432

Hennicke, Peter/Johnson, Jeff/Kohler, Stephan/Seifried, Dieter (Energiewende): Die Energiewende ist möglich. Für eine neue Energiepolitik der Kommunen, Frankfurt/M.: Fischer, 1985

Hermann, Hans Peter (Regulierung): Zur Regulierung der Energiewirtschaft in den USA - Folgerungen für das deutsche Energierecht, in: RdE, Jg.47 (1986), Nr.4, S.66-76

Herppich, Wolfram (Neuere Entwicklungen): Neuere Entwicklungen auf dem Gebiet des Least-Cost Planning in Kalifornien. Band 1 der VWEW-Fachthemen-Schriftenreihe "Strom und Fernwärme aktuell", Frankfurt/M., März 1991

Herppich, Wolfram/Zuchtriegel, Tobias/Schulz, Walter (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning in den USA. Darstellung und Bewertung des neuen Unternehmens- und Regulierungskonzeptes in der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft, München:Oldenbourg, 1989

Hertz, David B./Braun, Peter (Management Audit): The Managment Audit Fad for Utilities, in: 99 PUF, March 17, 1977

Heuel, Hubertus/Schauerte, Werner (Stromeinsparpotentiale): Stromeinsparpotentiale in Industrie und Kleinverbrauch in Hessen, Wiesbaden 1986

Heuser, Uwe Jean (Ökonom auf Abwegen): Ein Ökonom auf Abwegen, in: Die ZEIT Nr.43 vom 16. Oktober 1992, S.31

Hilton, G.W. (Behavior): The Basic Behaviour of Regulatory Commissions, in: American Economic Review, Band 62, No.3, 1972, S.47-54

Himmelmann, Gerhard (Politische Ökonomie): Politische Ökonomie - Herkunft, Probleme, Ansätze: Eine Übersicht, in: Böhret, Carl (Hrsg.): Politik und Wirtschaft. Politische Vierteljahressschrift, Sonderheft 8, 18.Jg. (1977), S.178-213

Hirst, Eric (Integrated Resource Plan): Guidelines for a "Good" Integrated Resource Plan, in: 125 PUF, March 29, 1990, S.18-24

Hirst, Eric (Data): Balancing the Scales: Data on Electricity Supply and Demand Resources, ORNL/CON-306, Oak Ridge TN, September 1990

Hirst, Eric (Possible Effects): Possible Effects of Electric-Utility DSM Programs, 1990 to 2010, ORNL/CON-312, Oak Ridge TN, January 1991

Hirst, Eric (Effects): The Effects of Utility DSM Programs on Electricity Costs and Prices, ORNL/CON-340, Oak Ridge TN, November 1991

Hirst, Eric (DSM Programs): Electric Utility DSM Programs: 1990 Data and Forecasts to 2000, ORNL/CON-347, Oak Ridge TN, June 1992

Hirst, Eric/Goldman, Charles A. (Integrated Resource Planning): Creating the Future: Integrated Resource Planning for Electric Utilities, in: Annual Review of Energy, 16 (1991), S.91-121

Hirst, Eric/Reed, John: Introduction, in: Hirst, Eric/Reed, John (Eds.): Handbook on Evaluation of Utility DSM Programs, ORNL/CON-336, Oak Ridge TN, December 1991, S.1-12

HMUE/Hessischer Minister für Umwelt und Energie (Borken): Ein Atomkraftwerk für Borken? Wiesbaden 1986

Hobbie, Lynn/McKellar, Barbara J. (Integrated Planning): Plan, do check, act: Integrated Planning at two Wisconsin Utilities, in: Proceedings of the ACEEE 1988 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Santa Cruz CA, August 1988, Vol.8, S.8.117-8.128

Hoffmann, Egon (Aufsicht): Die rechtliche Situation der Aufsicht über Elektrizitätsversorgungsunternehmen, in: RdE, Jg.48 (1987), Nr.8, S.158-165

Hölker, Franz-Josef (Ordnung): Die Ordnung der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland, in: Annalen der Gemeinwirtschaft, Heft 4, 1984, S.413-431

Hölker, Franz-Josef (Entmonopolisierung): Entmonopolisierung der Energieversorgung? in: Annalen der Gemeinwirtschaft, Heft 4, 1986, S.513-521

Hölker, Franz-Josef/Raudszus, Frank (Konzentration): Die Konzentration der Energiewirtschaft. Kritik der Ordnungspolitik im Energiesektor der Bundesrepublik, Frankfurt/New York 1985

Holtmann A. (X-Efficiency): Uncertainty, Organizational Form, and X-Efficiency, in: Journal of Economic Business, Band 35, 1983, S.131-137

Holub, Hans Werner (Abenteuer): Abenteuer im Kopf, in: Die ZEIT Nr.51 vom 15. Dezember 1989, S.42-43

Hoppmann, Erich (Wettbewerbsintensität): Das Konzept der optimalen Wettbewerbsintensität, in: Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, Bd.179, 1966, S.286-323

Hoppmann, Erich (Ausnahmebereiche): Zur ökonomischen Begründung von Ausnahmebereichen, in: Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, Bd.187, 1973, S.161-169

Horn, Manfred (Regulierung): Zur staatlichen Politik und Regulierung im Energiebereich, in: Konjunkturpolitik, 34. Jg., Heft 3 (1988), S.136-149

Horn, Manfred (Regulierung): Regulierung in den USA. Der Mineralöl- und Gassektor, in: ET, 39. Jg. (1989), Heft 3, S.160-164

Horn, Manfred/Knieps, Günter/Müller, Jürgen (Deregulierungsmaßnahmen): Deregulierungsmaßnahmen in den USA: Schlußfolgerungen für die Bundesrepublik Deutschland, Baden-Baden: Nomos, 1988

Horn, Manfred/Rammner, Peter/Scholz, Lothar (Tarifgestaltung): Einfluß der Tarifgestaltung auf die Stromnachfrage unter besonderer Berücksichtigung der Abnahmestruktur und der Stromverwendungsarten in der Bundesrepublik Deutschland, Ifo-Studien zur Energiewirtschaft, Band 1, München 1978

Hornby, Richard (Value): Calculating the Value of Avoided Gas Requirements: Methods and Results, in: Proceedings of the Third NARUC National Integrated Resource Planning Conference in Santa Fe NM, April 8-10, 1991, S.231-241

Houston, Douglas A. (Privatize TVA): Let's Privatize the TVA, in: 127 PUF, February 15, 1991, S.22-24

Hoven, Ingolf (Ausschreibungswettbewerb): Ausschreibungswettbewerb um regionale Strommärkte, München: Oldenbourg, 1992

Howe, Keith/Rasmussen, Eugene F. (Economics): Public Utility Economics and Finance, Englewood Cliffs NJ: Prentice-Hall, 1982

Howe, Shippen (Cancellation Costs): Progress of Regulation, Trends and Topics: A Survey of Regulatory Treatment of Plant Cancellation Costs, in: 111 PUF, March 31, 1983, S.52-58

Hübner, Kurt (Regulation): Theorie der Regulation. Eine kritische Rekonstruktion eines neuen Ansatzes der Politischen Ökonomie, 2. Auflage, Berlin: Ed. Sigma Bohn, 1990

Huffschmidt, Jörg (Wirtschaftspolitik): Die Politik des Kapitals. Konzentration und Wirtschaftspolitik in der Bundesrepublik, Frankfurt 1972

IRRC/Investor Responsibility Research Center (Cogan, Douglas/Williams, Susan) (Alternatives): Generating Energy Alternatives, Washington D.C.: IRRC, 1987

ISI/Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Vergleich): Zum Einfluß technisch-wirtschaftlicher Rahmenbedingungen auf die Anwendungspotentiale neuer Technologien rationeller Energienutzung - ein internationaler Vergleich am Beispiel der Energieumwandlung für Strom und Wärme. Endbericht zum BMFT-Vorhaben 03E-8475-A, Karlsruhe, Januar 1986

Itteilag, Richard L./Pavle, James (Nuclear Plants): Nuclear Plants' Anticipated Costs and Their Impact an Future Electric Rates, in: 115 PUF, March 21, 1985, S.35-40

IWG/Institut für Wirtschaft und Gesellschaft (Marktsteuerung): Möglichkeiten und Grenzen der Marktsteuerung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme aus wirtschaftlicher, technischer und politischer Sicht, Bonn, Dezember 1988

IZE/Informationszentrale Elektrizitätswirtschaft (Energiewirtschaft): Faltblatt "Energiewirtschaft kurz und bündig", Frankfurt/M.: VWEW, 1991

Jänicke, Martin (Staatsversagen): Staatsversagen. Die Ohnmacht der Politik in der Industriegesellschaft, München/Zürich: Piper, 1986

Jochem, Eberhard/Gruber, Edelgard (Obstacles): Obstacles to rational electricty use and measures to alleviate them, in: Energy Policy, May 1990, S.340-350

Johnson, Jeff (Innovative Gesetzgebung): Innovative Gesetzgebung zur Förderung der Energieeinspeisung am Beispiel USA. Freiburg: Werkstattreihe Nr. 13 des Öko-Instituts, Januar 1984

Johnston, Stephen A. (Loadmanagement): Peak and Off-Peak Electricity Consumption: A Review and Critique of Loadmanagement and Rate-Design Demonstration Projects, in: Berg, Sanford V. (Ed.): Innovative Electric Rates. Issues in Cost-Benefit Analysis, Lexington MA 1983, S.115-128

Jones, Douglas N. (Regulatory Window): Taking Advantage of a Regulatory Window, in: 124 PUF, July 20, 1989, S.22-25

Jones, Robert C. (Factor Models): Designing Factor Models for Different Types of Stock: What's Good for the Goose Ain't Always Good for the Gander, in: Financial Analysis Journal, March-April 1990, S.25-30

Joskow, Paul L. (Testimony): Testimony before the Subcommittee on Energy and Power/House Committee on Energy and Commerce, March 31, 1988

Joskow, Paul L. (Structural Change): Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electrical Power Industry, in: Brookings Papers on Economic Activity - Microeconomics, 1989, S.125-199

Joskow, Paul L./Marron, Donald B. (Negawatt): What Does A Negawatt Really Cost ? MIT-CEPR 91-016WP, Dezember 1991

Joskow, Paul L./Noll, Roger C. (Regulation): Regulation in Theory and Practice: An Overview, in: Fromm, Gary (Ed.): Studies in Public Regulation, Cambridge 1981, S.1-65

Joskow, Paul L./Schmalensee, Richard (Markets): Markets for Power. An Analysis of Electric Utility Deregulation, Boston MA: Massachusetts Institute of Technology Press 1983

Joskow, Paul L./Schmalensee, Richard (Incentive Regulation): Incentive Regulation for Electric Utilities, in: Yale Journal on Regulation, Vol.4:1, 1986, S.1-49

Jüngst, Rainer (Kartell- und Preisaufsicht): Zum Verhältnis von Kartell- und Preisaufsicht in der Elektrizitätsversorgung, in: ZfE, Heft 2, 1990, S.150-153

Kahn, Alfred E. (Principles): The Economics of Regulation: Principles and Institutions, Vol.II, New York 1971

Kahn, Alfred E. (Least-Cost Planning): An Economically Rational Approach to Least-Cost Planning, in: EJ, June 1991, S.11-20

Kahn, Alfred E. (Least Cost Planning): Least Cost Planning Generally and DSM in Particular, in: Resources and Energy, Vol.14, Nos.1/2 (1992), S.177-186

Kahn, Edward (Regulation): Electric Utility Planning and Regulation, Washington D.C: ACEEE, 1988

Kahn, Edward (Structural Evolution): Structural Evolution in the Electric Utility Industry, in: 125 PUF, January 4, 1990, S. 9-17

Kahn, Edward/Goldman, Charles A. (Competitive Bidding): Alternative Approaches to Competitive Bidding for Power Supply, in: EJ, March 1990, S.28-41

Kahn, Edward et al. (Conservation Programmes): The effect of conservation programmes on electric utility earnings, in: Energy Policy, June 1987, S.249-261

Kantzenbach, Erhard (Leitbild): Ein wirtschaftspolitisches Leitbild für die Gestaltung der Energiewirtschaft, in: ZfE, Heft 1, 1977, S.38-46

Kantzenbach, Erhard/Kallfass, Hermann H. (Funktionsfähiger Wettbewerb): Das Konzept des funktionsfähigen Wettbewerbs - workable competition, in: Cox, Helmut/Jens, Uwe/Markert, Kurt: Handbuch des Wettbewerbs, München: Vahlen, 1981, S. 103-128

Kapp, Karl William (Sozialkosten): Soziale Kosten der Marktwirtschaft, Frankfurt/M.:Fischer, 1988

Kartte, Wolfgang (Ost-Berlin): Ost-Berlin sollte die alten Zöpfe abschneiden, in: Bonner Energiereport, Heft 5, 1990, S.34-35

Kartte, Wolfgang/Holtschneider, Rainer (Anwendungsprinzipien): Konzeptionelle Ansätze und Anwendungsprinzipien im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen - Zur Geschichte des GWB, in: Cox, Helmut/Jens, Uwe/Markert, Kurt: Handbuch des Wettbewerbs, München: Vahlen, 1981, S.193-224

Karweina, Günter (Stromstaat): Der Stromstaat, Hamburg: Stern, 1984

Katterle, Siegfried (Sozialwissenschaft): Sozialwissenschaft und Sozialethik. Logische und theoretische Probleme praktischer Sozialwissenschaften, besonders christlicher Soziallehren, Göttingen: Otto Schwartz, 1972

Katterle, Siegfried (Gemeinwohl): Gemeinwohl - Gemeinsame Verpflichtung von Kirche und Wirtschaft aus der Sicht der Wirtschaftswissenschaft, in: Studienkreis Kirche/Wirtschaft NRW (Hrsg.): Sozialethisches Kolloquium 1990, Düsseldorf 1990, S.41-65

Katterle, Siegfried (Institutionalistische Ökonomik): 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

Kaufer, Erich (Regulierung): Theoretische Grundlagen der Regulierung, in: Deregulierung als ordnungs- und prozeßpolitische Aufgabe. Beihefte der Konjunkturpolitik, Heft 32, Berlin 1986, S.11-24

Keegan, Robert J. (Rate Case): Putting Together The Major Components of a Rate Case. Staff Paper of DPU Massachusetts, Boston MA, February 1986

Keepin, Bill/Kats, Gregory (Greenhouse Warming): Greenhouse Warming, in: Energy Policy, December 1988, S.538-561

Kelly, K./Henderson, J.S./Nagler, P.A. (Wheeled Power): Some Economic Principles for Pricing Wheeled Power, Washington D.C.: NERA, August 1987

Kern, Werner (Preisaufsicht): Maßstab und Grenzen der Preisaufsicht nach §12a BTOElt - Betriebswirtschaftliches Gutachten, in: Badura, Peter/Kern, Werner (Preisaufsicht): Maßstab und Grenzen der Preisaufsicht nach §12a der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) aus rechtlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht, Heidelberg: Decker/C.F. Müller, 1983, S.95-206

Kihm, Steven G. (Mechanisms): Mechanisms for Addressing Disincentives to Utility Promotion of Demand-Side Measures, Madison WI, October 4, 1990

Kitschelt, Herbert (Ökonomie): Ökonomie, Politik und Ökologie, in: Leviathan, 2, 1980, S.212-232

Kitschelt, Herbert (Politik und Energie): Politik und Energie. Energie-Technologiepolitiken in den USA, der Bundesrepublik Deutschland, Frankreich und Schweden, Frankfurt/New York: Campus, 1983

Kjellerup, Douglas L. (Total Factor Productivity): Total Factor Productivity - From A Proponent`s Perspective, in: 122 PUF, December 22, 1988, S.32-33

Klaue, Siegfried (Marktwirtschaft): Zur Stellung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Marktwirtschaft, in: VIK-Mitteilungen 2, 1983, S.25-27

Klein, Philip A. (Economist): Why Be An Economist? Remarks Upon Receipt of the Veblen-Commons Award in: JEI, Vol.25, No.2, June 1991, S.303-318

Kleinsteuber, Hans J. (Regulierung): Regulierung und politisch-ökonomische Kultur in den USA, in: Thiemeyer, Theo (Hrsg.): Öffentliche Bindung von Unternehmen. Beiträge zur Regulierungsdebatte, Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft und Gemeinwirtschaft, Heft 22, Baden-Baden 1983, S.175-192

Klier, Gerhard (Rechtsfragen): Rechtsfragen der Preisaufsicht, in: Probleme des §12a BTOElt, VEnergR 51, Baden-Baden: Nomos, 1983, S.29-42

Kling, Robert W. (Institutionalist Theory): Building An Institutionalist Theory of Regulation, in: JEI, Vol.22, No.1, March 1988, S.197-209

Kloock, Josef (Deckungsbeitrag): Deckungsbeitrag, in: Lück, Wolfgang (Hrsg.): Lexikon der Betriebswirtschaft, 4., völlig überarbeitete Auflage, Landsberg: Verlag Moderne Industrie, 1990

Klopfleisch, Reinhard (Versorgungskonzept): Vom örtlichen Versorgungskonzept zum Saarbrücker Zukunftskonzept Energie, in: Leonhardt, Willy/Klopfleisch, Reinhard/Jochum, Gerhard: Kommunales Energie-Handbuch, Karlsruhe: C.F. Müller, 1989, S.15-53

Knieps, Günter (Regulierung): Theorie der Regulierung und Entregulierung, in: Horn, Manfred/Knieps, Günter/Müller, Jürgen: Deregulierungsmaßnahmen in den USA: Schlußfolgerungen für die Bundesrepublik Deutschland, Baden-Baden 1988, S.39-82

Knöchel, Harald (Preisaufsicht): Die Preisaufsicht nach dem Energiewirtschaftsgesetz, Stuttgart/München/Hannover: Boorberg, 1989

Koch, Karl (Regulierung): Staatliche Regulierung. Amerikanische Erfahrungen und Folgerungen für die schweizerische Agrarmarktregulierung, Dissertation, Bern/Frankfurt/New York: Lang, 1984

Kohler, Stephan/Leuchtner, Jürgen/Müschen, Klaus (Sonnenenergiewirtschaft): Sonnenenergiewirtschaft. Für eine konsequente Nutzung von Sonnenenergie, Frankfurt/M.: Fischer, 1987

Kolko, Gabriel (Railroads): Railroads and Regulation, 1877-1916, Princeton: University Press, 1965

Komanoff, Charles (Nuclear Power): 10 Blows That Stopped Nuclear Power, in: EJ, January/February 1991, S.18-25

Kommission der Europäischen Gemeinschaften (KOM (91) 548 eng.-SYN 384: Binnenmarktrichtlinie): Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, KOM (91) 548 endg.-SYN 384, Brüssel, 24. Februar 1992

Koomey, Jonathan/Rosenfeld, Arthur H./Gadgil, Ashok (Screening Curves): Conservation Sreening Curves to Compare Efficiency Investments to Power Plants, in: Energy Policy, October 1990, S.774-781

Krakowski, Michael (Einführung): Einführung, in: Michael Krakowski (Hrsg.): Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland, Hamburg 1988, S.9-17

Krakowski, Michael (Regulierung): Theoretische Grundlagen der Regulierung, in: Michael Krakowski (Hrsg.): Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland, Hamburg 1988, S.19-115

Krause, Florentin (Daten und Fakten): Daten und Fakten zur Energiwende. Technische Berichte zur Energiestudie (Teile 1-5), Freiburg: Öko-Institut, 1981

Krause, Florentin (Enquête-Anhörung): Nachträgliche Stellungnahme zu den Anhörungsfragen der Enquête-Kommission, Bonn, 20. Juni 1988

Krause, Florentin (Free Rider): Issues in Estimating Free Rider Fractions, in: Proceedings of the Fourth National Conference on Utility Demand-Side Management Programs, EPRI CU-6367, Palo Alto CA, April 1989, S.15-1 bis 15-13

Krause, Florentin (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning in den USA: Erfahrungen der Energieversorgungsunternehmen, in: Least-Cost Planning - Bisherige Erfahrungen und Perspektiven für eine energiedienstleistungsorientierte Energiewirtschaft in der BRD. Dokumentation des Fachseminars vom 15. November 1991 in Frankfurt, Freiburg: Öko-Institut, S.19-32

Krause, Florentin/Eto, Joseph (Handbook): Least-Cost Utility Planning. A Handbook for Public Utility Comissioners, Volume II (The Demand Side), Washington D.C.: NARUC, December 1988

Krause, Florentin/Bossel, Hartmut/Müller-Reißmann, Karl-Friedrich (Energiewende): Energiewende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran, Frankfurt/M.: S.Fischer, 1980

Krawinkel, Holger (Dänisches Energieplanungssystem): Das dänische Energieplanungssystem und seine Übertragbarkeit auf bundesrepublikanische Verhältnisse, Darmstadt: IWU, September 1987

Kriegsmann, Klaus Peter (Intertemporale Allokation): Intertemporale Allokation erschöpfbarer Ressourcen und Energiepolitik, Frankfurt/M. u.a.: Lang, 1984

Kripalani, Manjeet: Electric Utilities, in: Forbes, January 7, 1991, S.142-146

Kroll, Günther (Investitionen): Die Investitionen und deren Finanzierung in der deutschen Elektrizitätsversorgung, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg.89 (1990), Heft 19, S.1019-1022.

Kruse, Jörn (Monopolregulierung): Ökonomie der Monopolregulierung, Göttingen 1985

Kruse, Jörn (Regulierungsbereich): Normative Bestimmung der Regulierungsbereiche, in: Deregulierung als ordnungs- und prozeßpolitische Aufgabe. Beihefte der Konjunkturpolitik, Heft 32, Berlin 1986, S.25-40

Kühne, Karl (Regulierungsdebatte): Die Regulierungsdebatte in den USA in ihrer Bedeutung für die Bundesrepublik Deutschland, in: Thiemeyer, Theo (Hrsg.): Öffentliche Bindung von Unternehmen. Beiträge zur Regulierungsdebatte, Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft und Gemeinwirtschaft, Heft 22, Baden-Baden 1983, S.97-138

Kurz, Rudi (Deregulierungsdiskussion): Entwicklung und gegenwärtiger Stand der Deregulierungsdiskussion, in: Deregulierung als ordnungs- und prozeßpolitische Aufgabe. Beihefte der Konjunkturpolitik, Heft 32, Berlin 1986, S.41-58

Lammers, Gudrun (Regulierung): Zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft: theoretische Ansätze und die Praxis in ausgewählten Mitgliedsländern der Europäischen Gemeinschaft, Idstein: Schulz-Kirchner, 1992

Landgren, Dale A. (Integration): The Integration of Supply and Demand in Least-Cost Planning - a Utility Perspective, in: Proceedings of the First NARUC National Conference an Least-Cost Utility Planning, Aspen CO, April 12, 1988, S.190-206

Landgren, Dale A. (Wisconsin Experience): The Wisconsin Experience With Incentives for Demand-Side Management, in: EPRI/EEI (Electric Power Research Institute/Edison Electric Institute): Workshop on Incentives for Demand-Side Management. Minutes and Presentations, August 1989

Landtag Nordrhein-Westfalen (Industriestrompreise): LT-Drucksache 10/4922 "Industriestrompreise", Düsseldorf, 27. November 1989

Laux, H. (Organisation): Grundfragen der Organisation. Delegation, Anreiz und Kontrolle, Berlin/Heidelberg/New York 1979

Lederer, Pierre/Bouttes, Jean-Paul (Elektrizitätsmonopol): Elektrizitätsmonopol kontra Wettbewerb? in: Elektrizitätswirtschaft, Jg.90 (1991), Heft 6, S.224-230

Leggett, Jeremy (Hrsg.) (Global Warming): Global Warming - Der Greenpeace Report. Die Wärmekatastrophe und wie wir sie verhindern können, München: Piper, 1991

Leibenstein, H. (X-Efficiency): Allocative Efficiency vs. X-Efficiency, in: American Economic Review, Band 56, No.3, 1966, S.392-415

Leprich, Uwe (Anreizregulierung): Anreizregulierung und Einsparauktionen in den USA, in: ZfE, Heft 2, 1991, S.119-135

Leprich, Uwe (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning und staatliche Aufsicht über Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik, in: Hennicke, Peter (Hrsg.): Den Wettbewerb im Energiesektor planen, Berlin u.a.: Springer Verlag, 1991, S.44-76

Lesch, Karl-Heinz/Bach, Wilfrid (Reduktion): Reduktion des Kohlendioxids, in: Energie, Jahrg.41, Nr.5, Mai 1989, S.30-40

Lipsey, R.G./Lancester, K. (Second Best): The General Theory of Second Best, in: Review of Economic Studies, Band 24, No.11, 1956, S.11-32

Loube, Robert (Holding Company): The Return of the Electric Utility Holding Company and the Future of the Electric Supply Industry, in: JEI, Vol.20, No.2, June 1989, S.625-632

Lovins, Amory B. (Sanfte Energie): Sanfte Energie. Für einen dauerhaften Frieden, Reinbek: rororo, 1978

Lovins, Amory B. (Gigabucks): Saving Gigabucks with Negawatts. Remarks Presented to the NARUC Panel, Los Angeles, November 26, 1984

Lovins, Amory B. (Megagoofs): Negawatts: A Practical Remedy for Megagoofs, New York, November 20, 1985

Lovins, Amory B. (Progress Report): Progress Report on the Energy Efficiency Revolution, in: Proceedings of Proceedings of the Third NARUC Conference on Integrated Resource Planning in Santa Fe NM, April 8-10, 1991, S.533-578

Lovins, Amory B./Gilliam, Lynde O. (Comments): Invited Comments on Kenneth W. Costello's Article "Should Utilities Promote Energy Conservation?", in: Electric Potential, March-April 1986, S.3-13

Lowry, Mark Newton (Price Caps): The Case for Indexed Price Caps for U.S. Electric Utilities, in: EJ, October 1991, S.30-37

Lukes, Rudolf (Mißbrauchsaufsicht): Preisvergleich und Strukturvergleich bei der Mißbrauchsaufsicht nach §103, 104 GWB, Köln 1977

Lukes, Rudolf (Reformdiskussion): Die Reformdiskussion zur wettbewerbsrechtlichen Regelung der leitungsgebundenen Versorgungswirtschaft, insbesondere der Elektrizitätswirtschaft, in: ZfE, Sonderheft 1, 1979, S.17-74

Mackscheidt, Klaus/Steinhausen, Jörg (Finanzpolitik): Finanzpolitik II. Grundfragen versorgungspolitischer Eingriffe, Düsseldorf 1977

Manzi, Joseph E. (Disallowance): When a Utility Faces Disallowance of New Plant Investment, in: 117 PUF, March 20, 1986, S.39-43

Markert, Kurt (Preisaufsicht und Kartellrecht): Preisaufsicht und Kartellrecht nach der neuen BTOElt, in: RdE, Jg.51 (1990), Heft 5, S.82-85

Marnay, C./Comnes, G.A. (ERAM): Ratemaking for Conservation: The California ERAM Experience, San Francisco CA, March 1990

McCormick, William T. Jr. (PUHCA): PUHCA: Debunking in the Case Against Reform, in: EJ, June 1991, S.36-45

McCraw, Thomas (Prophets): Prophets of Regulation, Cambridge: Belknap Press, 1984

MDPU/Massachusetts Department of Public Utilities (D.P.U. 85-270: Millstone 3): D.P.U. Decision 85-270 (The Rate Treatment of Millstone 3), Boston MA 1986

MDPU (D.P.U. 86-266-A/85-271-A: Boston Edison): D.P.U. 86-266-A/85-271-A (General Rate Case Boston Edison Company), Boston MA 1986

MDPU (D.P.U. 86-36-C: Preapproval): D.P.U. Decision 86-36-C, Boston MA, May 12, 1988

MDPU (D.P.U. 89-194/195: Conservation): D.P.U. Decision 89-194/195: Ratemaking Treatment for Conservation and Load Management Resources of Massachusetts Electric Company, Boston MA, March 30, 1990

Megdal, Sharon B. (Municipalization): Municipalization of Electricity: The Captive Customer's Strategy for Bypass, in: Proceedings of the Sixth NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1988, S.627-634

Meier, Alan (Supply Curves): Supply Curves of Conserved Energy, Dissertation, Berkeley CA: Lawrence Berkeley Laboratory, 1982

Meier, Alan/Usibelli, Anthony (Supply Curves): Supply Curves of Conserved Energy: A Tool for Least-cost Analysis, January 1986

Meier, Alan/Wright, Janice/Rosenfeld, Art H. (Supplying Energy): Supplying Energy Through Greater Efficiency, Berkeley et al.: University of California Press, 1983

Meixner, Horst (Energieeinsparung): Das Ziel der Energieeinsparung im Kontext der Energie- und Wirtschaftspolitik, in: Meyer-Abich, Klaus Michael u.a.: Energie-Sparen: Die neue Energiequelle, Fischer-Verlag, Frankfurt/M. 1983, S.67-103

Merrill Lynch: Electric Utility Industry. Financial Summmary - First Half 1990, February 1991

Messenger, Mike (Idealized Process): An Idealized Process for Procuring Conservation Resources that Reward Utilities with more Profits for Good Performance, Sacramento CA, October 31, 1989

Meyer-Abich, Klaus Michael (Bedürfnisse): Kritik und Bildung der Bedürfnisse, in: Meyer-Abich, Klaus Michael/Birnbacher, Dieter (Hrsg.): Was braucht der Mensch, um glücklich zu sein? München 1979, S.58-77

Meyer-Abich, Klaus Michael (Energieeinsparung): Energieeinsparung - Ein neues Ziel der Energiepolitik, in: Meyer-Abich, Klaus Michael u.a. : Energie-Sparen: Die neue Energiequelle, Frankfurt/M.: Fischer alternativ, 1983, S.15-66

Meyer-Renschhausen, Martin (Organisations- und Finanzierungsformen): Organisations- und Finanzierungsformen energieeffizienter Energieerzeugungsanlagen, in: ET, 42.Jg. (1992), Heft 10, S.678-684

Mikulec, Robert J. (Fuel Switching): Interfuel Substitution Analysis: An Integrated Planning Approach to Comparing the Benefits and Costs of Fuel Switching, in: Proceedings of the Fourth National Conference on Utility Demand-Side Management Programs, EPRI CU-6367, Palo Alto CA, April 1989, S.23-1 bis 23-11

Milgrom, Paul (Bidding): Auctions and Bidding: A Primer, in: Journal of Economic Perspectives, Vol.3, No.3, Summer 1989, S.3-22

Miller, Edythe S. (Social Economy): Controlling Power in the Social Economy: The Regulatory Approach, in: Review of Social Economy, Vol.43, No.2, October 1985, S.129-139

Mitchell, Bridger M./Müller, Jürgen (Regulierung): Auswirkungen staatlicher Regulierung auf die Elektrizitätsversorgung, in: von Weizsäcker, Carl-Christian (Hrsg.): Staat und Wirtschaft, Berlin 1979, S.625-650

Mitchell, Cynthia (Lagging in LCP): Lagging in Least-Cost Planning - Not as Far Along as we Thought, in: EJ, December 1989, S.24-29

Mitchell, Cynthia (Survey): Integrated Resource Planning Survey: Where the States Stand, in: EJ, May 1992, S.10-15

Mönig, Walter (Determinanten): Determinanten des Elektrizitätsangebots und volkswirtschaftliche Kriterien zu seiner Beurteilung, München: Oldenbourg, 1975

Mönig, Walter/Schmitt, Dieter/Schneider, Hans K./Schürmann, Jürgen (Konzentration): Konzentration und Wettbewerb in der Energiewirtschaft, München 1977

Monopolkommission (Wettbewerb): Hauptgutachten I (1973/75) - Mehr Wettbewerb ist möglich, Baden-Baden 1976

Möschel, Wernhard (Ausnahmebereiche): Zur wettbewerbstheoretischen Begründbarkeit von Ausnahmebereichen, in: ORDO, Heft 32, 1981, S.85-102

Möschel, Wernhard (Energiepolitik): Energiepolitik im Umbruch, in: VIK-Mitteilungen, Heft 4, 1989, S.86-91

Moskovitz, David (Profits): Profits and Progress Through Least-Cost Planning. Studie des NARUC Conservation Committees, Washington D.C.: NARUC, November 1989

Moskovitz, David H./Parker, Richard B. (Focus): How to Change the Focus of Regulation so as to Reconcile the private Interest with the Public Goals of Least-Cost Electric Planning, in:

Proceedings of the 6th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1988, S.37-51

Moskovitz, David/Swofford, Gary (Decoupling): Decoupling Sales and Profits: An Incentive Approach that Works, in: EJ, July 1991, S.46-53

Müller, Jürgen (Einleitung): Einleitung, in: Horn, Manfred/Knieps, Günter/Müller, Jürgen: Deregulierungsmaßnahmen in den USA: Schlußfolgerungen für die Bundesrepublik Deutschland, Baden-Baden: Nomos, 1988, S.19-38

Müller, Jürgen/Vogelsang, Ingo (Regulierung): Staatliche Regulierung. Regulated Industries in den USA und Gemeinwohlbindung in wettbewerblichen Ausnahmebereichen in der Bundesrepublik Deutschland, Baden-Baden: Nomos, 1979

Müller-Armack, Alfred (Wirtschaftsordnung): Wirtschaftsordnung und Wirtschaftspolitik, Freiburg 1966

Münch, Paul (Öffentliche Bindung): Das System der öffentlichen Bindung der Versorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland, in: Theo Thiemeyer (Hrsg.): Öffentliche Bindung von Unternehmen. Beiträge zur Regulierungsdebatte, Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft und Gemeinwirtschaft, Heft 22, Baden-Baden 1983, S.239-270

Murschall, Hartmut (Kommunalisierung): Kommunalisierung der Energieversorgung, in: Stadt und Gemeinde, Heft 12, 1992, S.407-416

Musgrave, Richard A./Musgrave, Peggy B./Kullmer, Lore (Öffentliche Finanzen): Die öffentlichen Finanzen in Theorie und Praxis, völlig überarbeitete Auflage, Tübingen: Mohr 1984

MWMT/Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen (Klimabericht NRW): Klimabericht Nordrhein-Westfalen. Der Beitrag des Landes NRW zum Schutz der Erdatmosphäre, Düsseldorf, Januar 1992

N.N. (Alles geordnet): Alles geordnet, in: SPIEGEL, Heft 31, 1989, S.64-65

N.N. (Umsatzrendite): Umsatzrendite in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg.90 (1991), Heft 21/22, S.1203

N.N. (Gut und Börse), in: Der SPIEGEL, Heft 43, 1992, S.162

Nadel, Steven (Lessons Learned): Lessons Learned: A Review of Utility Experience with Conservation and Load Management Programs for Commercial and Industrial Customers, Washington D.C.: ACEEE, April 1990

Nadel, Steven (Performance Indices): Use of Simple Performance Indices to Help Guide Review of DSM Program Performance, in: Proceedings of the Third NARUC National Integrated Resource Planning Conference, Santa Fe NM, April 8-10, 1991, S.116-140

Nagelhout, Mary (Phase-ins): State Regulatory Concerns in Rate Base Phase-ins by Electric Utilities, in: 122 PUF, September 15, 1988, S.63-68

Nagelhout, Mary (Survey): Rate of Return on Common Equity: Annual Survey of Electric Rate Cases, in: 125 PUF, May 24, 1990, S.51-53

Nagelhout, Mary (Performance Standards): Nuclear Performance Standards: Promoting Efficient Generation, in: 126 PUF, November 22, 1990, S.45-47

NARUC/National Association of Regulatory Utility Commissioners (History): The NARUC was there: A History of the NARUC, Washington D.C.: NARUC, 1978

NARUC (Studies Program): 1990 NARUC Annual Regulatory Studies Program, East Lansing MI, 1990

NARUC (1989 Annual Report): 1989 Annual Report On Utility And Carrier Regulation of The National Association Of Regulatory Utility Commissioners, Washington D.C.: NARUC, 1990

NARUC (1989 Conservation Report): 1989 Report of the Committee on Energy Conservation, Washington D.C.: NARUC, 1990

NARUC (1990 Annual Report): 1990 Annual Report On Utility And Carrier Regulation of The National Association Of Regulatory Utility Commissioners, Washington D.C.: NARUC, 1991

NARUC (Incentives): Incentives for Demand-Side Management. Studie des NARUC Conservation Committees, Washington D.C.: NARUC, January 1992

Newlon, T. Scott/Weitzel, David (Market Imperfections): Do Market Imperfections Justify Utility Conservation Programs? A Review of the Evidence, in: EJ, May 1991, S.40-53

Niagara Mohawk Power Corporation (Comments): Comments on Generic Issues Related to Consideration of a Mechanism that Decouples Energy Sales from a Utility's Profits, February 23, 1990

Niederleithinger, Ernst (Aufsichtspraxis): Die Aufsichtspraxis der Kartellbehörden gegenüber öffentlichen Unternehmen, in: Forschungsinstitut für Wirtschaftsverfassung und Wettbewerb e.V. (Hrsg.): Der Staat als Wettbewerber und Auftraggeber privater Unternehmen: Referate des XVII. FIW-Symposiums, Köln u.a. 1984, S.41-54

Niskanen, William A. (Bureaucracy): Bureaucracy and Representative Government, Chicago 1971

Nitsch, Joachim/Ziesing, Hans-Joachim (Klimagefahren): Der Beitrag der Solarenergie zur Abwendung der Klimagefahren, Berlin/Stuttgart 1991

Norgaard, Richard L./Riley, Michael J. (Regulatory Lag): Regulatory Lag: Everyone Loses, in: 111 PUF, May 26, 1983, S.29-34

Norris, James E. (Self-dealing): Utility Participation in QFs and IPPs; Regulators Confront Charges of Self-dealing, in: 127 PUF, March 15, 1991, S.47-48

Nowotny, Kenneth (Economics): 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

NRDC/Natural Resources Defense Council (Decline): The Decline of Conservation at California Utilities: Causes, Costs and Remedies, San Francisco CA, July 1989

NRRI/National Regulatory Research Institut (Prudent Investment Test): The Prudent Investment Test in the 1980s, Columbus OH, April 1985

NRW-Kartellbericht 1986/1987: Energiewirtschaft, Tätigkeitsbericht des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie (MWMT) als Landeskartellbehörde, Düsseldorf 1987

NWPPC/Northwest Power Planning Council (Power Plan): Northwest Conservation and Electric Power Plan, Portland OR 1983

NWPPC (Power Plan): Northwest Conservation and Electric Power Plan, Vol.I+II, Portland OR 1986

NWPPC (Conservation): The Role for Conservation in Least-Cost Planning, Staff Issue Paper, June 10, Portland OR 1988

NWPPC (Power Plan): 1991 Northwest Conservation and Electric Power Plan, Volume I, Portland OR, April 1991

NYPSC/New York Public Service Commission (89-29: DSM Rate Incentives): Opinion No.89-29 (Opinion and Order Approving Demand Side Management Rate Incentives and Establishing Further Proceedings), Albany NY, September 12, 1989

NYPSC (Issues Paper): Issues Paper on Ratemaking Alternatives and Performance Incentives (Case 89-E-176), Albany NY, August 31, 1990

NYPSC (90-24: Decoupling): Opinion No.90-24 (Opinion and Order Determining Revenue Requirement and Approving Revenue Decoupling Mechanism), Albany NY, September 26, 1990

NYPSC (90-E-0932: Incentive Plan): Case 90-E-0932 (Order Approving Revisions to Demand Side Management Rate Incentive Plan for Consolidated Edison Company), Albany NY, April 19, 1991

Obernolte, Wolfgang/Danner, Wolfgang: Energiewirtschaftsrecht - Kommentar, München: C.H. Beck, August 1989

Oettle, Karl (Unternehmerische Betätigung): Die unternehmerische Betätigung des Staates in der Marktwirtschaft, in: Archiv für öffentliche und freigemeinnützige Unternehmen, Band 13, 1981, S.291-302

Ohlms, Winfried/Grünberg, Peter/Lörch, Heinz/Perlick, Dieter (Strompreisgestaltung): Aspekte für die Strompreisgestaltung aus der Analyse praktisch durchgeführter Kostenträgerrechnungen, in: ZfE, Heft 4, 1982, S.220-227

Öko-Institut (Least-Cost Planning): Energiedienstleistungsunternehmen und Least-Cost Planning. Studie im Auftrag der Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", (Brohmann/Fritsche/Leprich), Freiburg/Darmstadt, November 1989

Öko-Institut (EDU): Energiedienstleistungsunternehmen: Möglichkeiten und Grenzen neuer unternehmerischer Zielsetzungen und Maßnahmen im Bereich kommunaler Energienutzung am Beispiel ausgewählter Kommunen in Hessen, Freiburg/Wiesbaden 1990

Öko-Institut (Vorstudie Hannover): Entwicklung eines methodischen Instrumentariums für ein örtliches/regionales "Least-Cost Planning"-Modell (incl. CO_2-Reduktionskonzept), Freiburg/Darmstadt/Mannheim, September 1991

Öko-Institut/Gesamthochschule Kassel (GEMIS): Umweltanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Studie i.A. des Hessischen Ministers für Wirtschaft und Technik (HMWT), Darmstadt/Kassel 1989

Olson, Mancur (Kollektives Handeln): Die Logik des kollektiven Handelns, Tübingen 1968

Orange & Rockland (Comments): Comments of Orange and Rockland Utilities, Inc. on Generic Issues Pertaining to Revenue Decoupling Mechanisms, February 25, 1990

Ossenbühl, Fritz (Investitionskontrolle): Rechtliche Probleme der Investitionskontrolle gemäß §4 Energiewirtschaftsgesetz, Köln u.a.: Heymann, 1988

Owen, Bruce M./Braeutigam, Ronald (Regulation Game): The Regulation Game: Strategic Use of the Administrative Process, Cambridge: Ballinger, 1978

Pace University Center for Environmental Legal Studies (Environmental Costs): Environmental Costs of Electricity, New York u.a.: Oceana Publications, Inc., 1990

Parmesano, Hethie (Avoided Cost): Avoided Cost Payments to Qualifying Facilities: Debate Goes on, in: 120 PUF, September 17, 1987, S. 34-39

Peltzman, Sam (Theory of Regulation): Toward a More General Theory of Regulation, in: Journal of Law and Economics, Band 19, 1976, S.211-240

Petr, Jerry L. (Mixed Economy): The Nature and necessity of the Mixed Economy, in: JEI, Vol.21, No.4, December 1987, S.1445-1468

PG&E/Pacific Gas&Electric Company (Encyclopedia): Resource - An Encyclopedia of Utility Industry Terms, San Francisco CA, January 1985

PG&E (Incentive Proposal): Utility Incentive Proposal and Ratemaking Implementation. Application 90-04-041, San Francisco CA, April 25, 1990

PG&E (Efficiency Programs): Residential Energy Efficiency Services Programs for the 1991 Advice and ECAC Filings, Revised Version, San Francisco CA, March 25, 1991

PG&E (Partnership Auction): DSM Pilot Bidding Project - A Positive Partnership Auction (Draft), San Francisco CA, April 1991

PG&E (1990 Annual Report): Annual Report 1990, San Francisco CA 1991

PG&E (1991 Annual Report): Annual Summary Report on Demand Side Management Programs in 1991 and 1992, San Francisco CA, March 1992

Phillips, Charles F. (Regulation): The Regulation of Public Utilities: Theory and Practice, Second Edition, Arlington VA: Public Utilities Reports, Inc., June 1988

Pick, Hartmut (Durchleitung): Durchleitung im Binnenmarkt für Elektrizität. Wettbewerb der Erzeuger, in: ZfE, Heft 3 1991, S.177-189

Pierce, Richard J. (Canceled Plants): The regulatory treatment of mistakes in retrospect: canceled plants and excess capacity, in: University of Pennsylvania Law Review, Vol.132 (1984), S.497-560

Plunkett, John (No-Losers Test): Saying No to the No-losers Test: Correctly Assessing Demand-side Resources to Achieve Least-Cost Utility Strategies. Session 3B: Electric Least-Cost Planning, NASUCA Mid-Year Meeting 1987

Plunkett, John (Memorandum): Memorandum on Calculating Rates of Return Implied by Payback Requirements, September 20, 1989

Plunkett, John/Chernick, Paul (Revenue Losses): The Role of Revenue Losses in Evaluating Demand-Side Ressources: An Economic Re-Appraisal, in: Proceedings of the ACEEE 1988 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Santa Cruz CA, August 1988, Vol. 8, S.8.197-8.214

Posner, Richard A. (Taxation): Taxation by Regulation, in: Bell Journal of Economics, Vol.2, No.1, 1971, S.22-49

Posner, Richard A. (Theories): Theories of Economic Regulation, in: Bell Journal of Economics, 5:2 (Autumn 1974), S.335-358

Pott, Jürgen (Geflecht): Dichter im Geflecht, in: ZfK, Heft 10, Oktober 1989, S.11

Praul, Cynthia Grace/Marcus, William B./Weisenmiller, Robert B. (Energy Services): Delivering Energy Services: New Challenges for Utilities and Regulators, in: Annual Review of Energy, Vol.7 (1982), S.371-415

PROGNOS (Prüfraster): Prüfraster Nordrhein-Westfalen. Systematisches Verfahren zur Prüfung von Anträgen auf Veränderung der Allgemeinen Tarife in der Elektrizitätsversorgung, Basel, Oktober 1980

PROGNOS (Rationelle Energieverwendung): Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung: Möglichkeiten sowie energetische, ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen. Studie im Auftrag des Ministers für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie Nordrhein-Westfalen, Basel/Köln 1987

PROGNOS (Externe Kosten): Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft, Basel 1992

Pulsifer, Thomas (Excess Capacity): Excess Generation Capacity - A Challenge for Sound Regulation (The Colstrip Case), in: Proceedings of the 6th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1988, S.69-92

Putta, Sury N. (Environmental Externalities): Competition in Electric Generation - Environmental Externalities, Albany NY, October 1989

Raab, Jonathan D. (Collaborative DSM Process): When Should A Collaborative DSM Process Be Considered Successful?, in: Proceedings of the 5th National Demand-Side Management Conference: DSM Building on Experience vom 30. Juli bis 1. August 1991 in Boston MA, S.129-136

Raskin, Paul/Rosen, Richard (Conservation): Ratemaking and Conservation: The Tune should fit the Dance, Boston, October 27, 1987

Rawls, John (Theorie der Gerechtigkeit): Theorie der Gerechtigkeit, Cambridge MA: University Press, 1971

Recknagel, Henning (Grundüberlegungen): Rechtliche Grundüberlegungen zur aktuellen Diskussion um §12a BTOElt, in: RdE, Jg.46 (1985), Heft 12, S.224-229

Reid, Michael W. (Ratebasing): Ratebasing of Utility Conservation and Load Management Programs, Washington D.C., December 1988

Reynolds, Larry (Institutional Theory): Foundations of an Institutional Theory of Regulation, in: JEI, Vol.15, No.3, September 1981, S.641-656

Rittstieg, Gerhard (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning - Eine neue Erkenntnis? in: Elektrizitätswirtschaft, Jg.88 (1989), Heft 22, S.1487

Robertson's Current Competition. A Quarterly Newsletter Tracking the Growth of Competition in the Electric Utility Industry, Jahrgänge 1990/1991

Robinson, Joan (Economic Philosophy): Economic Philosophy, New York: Anchor Books, 1962

Röder, Peter (Zielkonflikte): Zielkonflikte bei der Preisbildung in der Elektrizitätsversorgung, Dissertation, Baden-Baden: Nomos, 1991

Rodgers, Paul/Gray, Charles D. (Cancellation Costs): State Commission Treatment of Nuclear Power Plant Cancellation Costs, in: Hofstra Law Review, 13, 1985, S.443-467

Rose, Kenneth/Eifert, Mark (Competitive Bidding): Competitive Bidding for Power Supply: A Survey of State Public Utilities Commissions and Investor-Owned Utilities, in: Proceedings of the 7th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, September 1990, S.3-14

Rosen, Richard A./Low, Donald L./Moline, Brian J. (Risk Sharing): Risk Sharing, Excess Capacity and the "Used and Useful Criterion", in: Proceedings of the 5th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1986, S.185-206

Ross, S.A. (Agency): The Economic Theory of Agency: The Principal's Problem, in: American Economic Review, Papers and Proceedings 63 (1973), S. 134-139

Rowe, John (NEES Experience): Making Conservation Pay: The NEES Experience, in: EJ, December 1990, S.18-25

Rozek, Richard P./Nordgulen, Lori L. (Resource Procurement): The Importance of Flexibility in Competitive Resource Procurement, in: EJ, June 1990, S.48-59

Ruff, Larry E. (Fallacies): Least-cost Planning and Demand-side Management: Six Common Fallacies and One Simple Truth, in: 121 PUF, April 28, 1988, S.19-26.

RWI/Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (EG-Binnenmarkt): Auswirkungen des EG-Binnenmarktes für Energie auf Verbraucher und Energiewirtschaft in der Bundesrepublik, Essen 1991

Schäfer, Gert (Räumliche Differenzierung): Räumliche Differenzierung von Allgemeinen Tarifpreisen für elektrische Energie innerhalb des Versorgungsgebietes eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens, in: RdE, Jg.51 (1990), Nr.9, S.167-169

Schiller, Karl (Wirtschaftspolitik): Wirtschaftspolitik, in: Handwörterbuch der Sozialwissenschaften, Bd.12, Stuttgart/Tübingen/Göttingen 1965, S.210-231

Schmidt, G. (Organisation): Organisation - Methode und Technik, 4. Auflage, Gießen 1981

Schmidt, Ingo (Wettbewerbspolitik): Wettbewerbspolitik und Kartellrecht: eine Einführung, 3. neubearb. Aufl., Stuttgart: Fischer 1990

Schmidt-Fischer, Peter-Paul (Wettbewerb): Die wettbewerbliche Problematik geschlossener Versorgungsgebiete bei der leitungsgebundenen Energieversorgung - Möglichkeiten und Grenzen einer Intensivierung des Wettbewerbs am Beispiel der Elektrizitätswirtschaft, in: ZögU, Band 4, Heft 2, 1981, S.243-253

Schmitt, Dieter/Ellwanger, Niels (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning - ein Konzept für die deutsche Elektrizitätswirtschaft? in: ET, 43.Jg., Heft 5, 1993, S.308-312

Schmitt, Dieter/Düngen, Helmut/Bergschneider, Klaus (Bewertungsprobleme): Bewertungsprobleme in der Elektrizitätswirtschaft und ihre Bedeutung für die Preisgenehmigung, in: ZfE, Heft 2, 1990, S.142-149

Schneider, Hans K. (Verbesserung): Verbesserung der leitungsgebundenen Energieversorgung durch Lockerung des Gebietsschutzes? in: ZfE, Sonderheft 1, 1979, S.75-97

Schneider, Hans K. (Alternativen): Energiepolitische Alternativen für die 90er Jahre, in: Wirtschaftsdienst, Heft 3, 1987, S.132-139

Schönwiese, Christian-Dietrich/Diekmann, Bernd (Treibhauseffekt): Der Treibhauseffekt. Der Mensch ändert das Klima, Reinbek: Rowohlt 1989

Schoppe, Siegfried G./Wass von Czege, Andreas (Innovative Auswirkungen): Alternative Theorien über innovative Auswirkungen von Preisregulierungen, in: Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, 3. Band, 1984, S.142-156

Schröter, Klaus (Energiewirtschaft): Die wettbewerbspolitische Behandlung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, Dissertation, Frankfurt/M.: Lang, 1986

Schulte Janson, Dieter (Energiepreisaufsicht): Energiepreisaufsicht und wettbewerbliche Marktwirtschaft, paßt das zusammen? Vortrag auf dem Manager-Seminar in Dresden vom 25.-28. April 1990

Schulte Janson, Dieter (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning - Ansprüche an eine Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland, in: Least-Cost Planning - Bisherige Erfahrungen und Perspektiven für eine energiedienstleistungsorientierte Energiewirtschaft in

der BRD. Dokumentation des Fachseminars vom 15. November 1991 in Frankfurt, Freiburg: Öko-Institut, S.47-51

Schultz, Don/Eto, Joseph (Carrots and Sticks): Carrots and Sticks: Shared-Savings Incentive Programs for Energy Efficiency, in: EJ, December 1990, S.32-46

Schulz, Walter (Ordnungsprobleme): Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft, München: Oldenbourg, 1979

Schulz, Walter/Wilhelm, Martin (Stromwirtschaftliche Zusammenarbeit): Die Regulierung der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit nach dem PURPA in den USA, München: Oldenbourg, 1988

Schwark, Eberhard (Mißbrauchsaufsicht): Macht und Ohnmacht des Kartellrechts - Bemerkungen zur Mißbrauchsaufsicht über den Preis, in: Betriebs-Berater, Heft 26, 1980, S.1350-1355

Schwartz, David S. (Corporate Power): Idealism and Realism: An Institutionalist View of Corporate Power in the Regulates Utilities, in: JEI, Vol.19, No.2, June 1985, S.311-331

Schwartz, Louis B. (Rebuttal): A Rebuttal to Mr. Colton's Reply, in: Hastings Law Journal, Vol.35, No.4, March 1984, S.738-740

Schweitzer, Arthur (Goals): Goals in Social Economies, in: JEI, Vol.3, No.2, 1969, S.147-165

Schweitzer, Martin/Yourstone, Evelin/Hirst, Eric (Key issues): Key Issues in Electric Utility Integrated Resource Planning: Findings from a Nationwide Study, ORNL/CON-300, Oak Ridge TN, April 1990

SCL/Seattle City Light (Corporate Plan): Strategic Corporate Plan, Seattle WA, 1987

Shipman, William D. (Abandoned Plants): Who Should Pay for Overpriced or Abandoned Power Plants? in: Proceedings of the 5th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1986, S.127-148

Siemens/KWU: Standpunkt. Informationen, Meinungen, Argumente, 4. Jahrgang, Erlangen, November 1991,

Silverman, Lester P./Wenner, David L./Peters, Richard S. (Price Caps): Are Price Caps the Answer for Electric Utilities? in: 127 PUF, March 15, 1991, S.28-31

Simonis, Udo E. (Sustainable Development): Industrial Restructuring for Sustainable Development. Three Points of Departure, FSII-89-401, Wissenschaftszentrum Berlin, 1989

Smartt, Lucien E. (Bankruptcy): The Significance of the First Electic Utility Bankruptcy, in: 121 PUF, March 17, 1988, S.4-5

Soltwedel, Rüdiger u.a. (Deregulierungspotentiale): Deregulierungspotentiale in der Bundesrepublik, Tübingen 1986

Spann, Robert M. (A-J-Thesis): Rate of Return Regulation and Efficiency in Production: An Empirical Test of the Averch-Johnson-Thesis, in: 5 The Bell Journal of Economics and Management Science 38 (1974), S.38-53

SPD (Energiegesetz): Entwurf eines Energiegesetzes, BT-Drucksache 11/7322, Bonn, 1. Juni 1990

SRC/Synergic Resources Corporation (Sierra Pacific Power): Demand-Side Planning - Sierra Pacific Power Company Case Study. Studie für das Electric Power Research Institute, EPRI EA-4314, Palo Alto CA, 1985

Stadler, Markus (Institutionalismus): Institutionalismus heute. Kritische Auseinandersetzung mit einer unorthodoxen wirtschaftswissenschaftlichen Bewegung, Frankfurt/New York: Campus Verlag 1983

Stanton, Thomas (Multiple Objectives): Least-Cost Utility Planning: Analyzing Multiple Objectives Using Management Science Decision Support Tools, in: Proceedings of the First National Conference on Least Cost Utility Planning, Aspen CO, April 10-13, 1988, S.87-111

Statistisches Bundesamt (BRD): Faltblatt "1992 Bundesrepublik Deutschland in Zahlen", Wiesbaden

Statistisches Jahrbuch 1992, Wiesbaden

Steinmeier, William D. (Prudence): Prudence and Power Procurement: Will We Preclude Utility Ownership, in: EJ, October 1991, S.20-28

Steppacher, Rolf (Institutionalismus): Institutionalismus, in: Jarre, Jan (Hrsg.): Die Zukunft der Ökonomie. Wirtschaftswissenschaftliche Forschungsansätze im Vergleich, Loccum: Loccumer Protokolle 15, 1985, S.30-92

Stevenson, Rodney (Institutional Objectives): Institutional Objectives, Structural Barriers, and Derugulation in the Electric Utility Industry, in: JEI, Vol.17, No.2, June 1983, S.443-452

Stigler, George J. (Economic Regulation): The Theory of Economic Regulation, in: The Bell Journal of Economics, Vol.2 (1971), S.3-21

Stipp, David (Profit): Utilities Rush to Profit From Selling Less, in: The Wallstreet Journal, 4. November 1990

Strasser, K. (Penalty Plans): Bonus and Penalty Plans to Improve Public Utility Performance: Lessons from the Cases, in: Connecticut Law Review, 19, 1987, S.513-560

Studentkowski, Wolfgang (Preisrecht): Preisrecht, in: RdE, Jg.47 (1986), Heft 7, S.145-150

Studness, Charles M. (Excess Capacity): Excess Capacity and the Threat of Rate Base Disallowance, in: 115 PUF, March 7, 1985, S.42-43

Studness, Charles M. (Disallowances): The Uncertain State of Imprudence Disallowances, in: 127 PUF, March 1, 1991, S.40-41

Stumpf, Hans (Staatliche Lenkung): Mehr staatliche Lenkung der Energieversorgungsunternehmen? in: ZögU, Band 2, Heft 3, 1979, S.277-299

Stumpf, Hans/Hollenweger, Rolf/Ohlms, Winfried (Kostenträgerrechnung): Kostenträgerrechnung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Grundlage kostenorientierter Preisbildung für elektrische Energie, in: ZfE, Heft 4, 1980, S.315-323

Stutz, John (Risk Sharing): Risk Sharing in a Regulated Industrie, in: 117 PUF, April 3, 1986, S.29-34

Summerton, Jane/Bradshaw, Ted K. (Dispersed System: Towards a dispersed electrical system, in: Energy Policy, January/February 1991, S. 24-34

Teisberg, Elizabeth Olmsted (Recovery): Investment Cost Recovery and Incentives for Power Plant Construction, in: 121 PUF, March 3, 1988, S.9-14

Thiemeyer, Theo (Grenzkostenpreise): Grenzkostenpreise bei öffentlichen Unternehmen, Köln/Opladen 1964

Thiemeyer, Theo (Gemeinwirtschaft): Gemeinwirtschaft, in: Handwörterbuch der Wirtschaftswissenschaft, Band 8, 1981, S.525-540

Thiemeyer, Theo (Ökonomie der öffentlichen Unternehmen): Über Gegenstand und Inhalt einer "Ökonomie der öffentlichen Unternehmen", in: ZögU, Band 4, Heft 4, 1981, S.494-509

Thiemeyer, Theo (Deregulation): Deregulation in the Perspective of the German Gemeinwirtschaftslehre, in: ZgS 139, 1983, S.405-418

Thiemeyer, Theo (Einführung): Einführung, in: Thiemeyer, Theo (Hrsg.): Öffentliche Bindung von Unternehmen. Beiträge zur Regulierungsdebatte, Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft und Gemeinwirtschaft, Heft 22, Baden-Baden 1983, S.19-23

Thiemeyer, Theo (Öffentliche Bindung): Öffentliche Bindung von Unternehmen, in: Thiemeyer, Theo (Hrsg.): Öffentliche Bindung von Unternehmen. Beiträge zur Regulierungsdebatte, Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft und Gemeinwirtschaft, Heft 22, Baden-Baden 1983, S.25-54

Thiemeyer, Theo (Interne Subventionierung): Interne Subventionierung, insbesondere beim kommunalen Querverbund, in: Reinbert Schauer (Hrsg.): Der kommunale Querverbund aus der Sicht von Theorie und Praxis, Baden-Baden: Nomos, 1989, S.31-56

Tichy, Roland (Monopol sahnt ab): Ein Monopol sahnt ab, in: Wirtschaftswoche Nr.32 vom 4. August 1989, S.14-18

Tierney, Susan F. (Transmission): Using Existing Tools to Pry Open Transmission - A New England Proposal, in: EJ, April 1990, S.24-39

Tierney, Susan F. (Pre-Approval): Pre-Approval of Resources: A New Direction for Regulation in Massachusetts, in: EJ, December 1990, S.26-31

Tolksdorf, Michael (Ausnahmebereiche): Zur ökonomischen Begründung von Ausnahmebereichen, in: Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, Bd.187, 1973, S.543-549

Tool, Marc R. (Social Value Theory): Some Reflections on Social Value Theory and Regulation, in: JEI, Vol.24, No.2, June 1990, S.535-544

Traube, Klaus/Ullrich, Otto (Billiger Atomstrom): Billiger Atomstrom? Wie die Interessen der Elektrizitätswirtschaft die Energiepolitik bestimmen, Reinbek: rororo, 1982

Trebing, Harry M. (Chicago School): The Chicago School versus Public Utility Regulation, in: JEI, Vol.10, No.1, March 1976, S.97-126

Trebing, Harry M. (Objectives): Broadening the Objectives of Public Utility Regulation, in: Land Economics, Band 53, Heft 1, February 1977, S.106-122

Trebing, Harry M. (Equity and Efficiency): 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. (Economic Regulation): Public Utility Regulation: A case Study in the Debate over Effectiveness of Economic Regulation, in: JEI, Vol.18, No.1, March 1984, S.223-250

Trebing, Harry M. (Neoinstitutional Reform): Public Control of Enterprise: Neoclassical Assault and Neoinstitutional Reform. Remarks upon Receipt of the Veblen-Commons-Award, in: JEI, Vol.18, No.2, June 1984, S.353-368

Trebing, Harry M. (Institutionalist Approach): Regulation of Industry: An Institutionalist Approach, in: JEI, Vol.21, No.4, December 1987, S.1707-1737

Tye, William B./Kolbe, Lawrence (Duquesne): The Supreme Court's Duquesne Opinion - Practical Implications for Regulated Industries, in: 126 PUF, August 30, 1990, S.19-22

U.S. Bureau of the Census (Statistical Abstract 1990): Statistical Abstract of the United States: 1990 (110th edition), Washington D.C. 1990

UNIPEDE Ad-Hoc Group (Least-Cost Planning): Least-Cost Planning in the Electricity Supply Industry. Experiences in United States and in Europe, March 1992

VDEW/Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Öffentliche Elektrizitätsversorgung): Die öffentliche Elektrizitätsversorgung, laufende Jahrgänge

Verlag Glückauf (Jahrbuch): Jahrbuch für Bergbau, Energie, Mineralöl und Chemie, laufende Jahrgänge

VIK/Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (Stellungnahme): Stellungnahme zum zweiten Bericht der Deregulierungskommission "Marktöffnung und Wettbewerb", in: VIK-Mitteilungen 3, 1991, S.72-76

VIK (Statistik): Statistik der Energiewirtschaft, laufende Jahrgänge

Vilmar, Fritz/Sattler, Karl-Otto (Wirtschaftsdemokratie): Wirtschaftsdemokratie und Humanisierung der Arbeit, Köln 1978

Vine, E./De Buen, O./Goldman, C. (Competition Pilot): Stimulating Utilities to Promote Energy Efficiency: Process Evaluation of Madison Gas and Electric's Competition Pilot Program, Berkeley CA, December 1990

Violette, Dan/Stern, Frank (Valuation): Valuation of Gas for Use in Gas Utility Integrated Resource Planning, in: Proceedings of the Third NARUC National Integrated Resource Planning Conference in Santa Fe NM, April 8-10, 1991, S.213-224

VKU/Verband kommunaler Unternehmen (Nutzbare Abgabe): Nutzbare Abgabe an Energie und Wasser der VKU-Mitgliedsunternehmen 1981-1991, Köln 1992

VKU (Querverbund): Der Querverbund - ein bewährtes Organisationsprinzip der Marktwirtschaft, Köln, September 1992

Voegeli, Wolfgang (Elektrizitätsmarkt): Probleme der rechtlichen Organisation des Elektrizitätsmarktes, in: Jürgen Simon (Hrsg.): Regulierungsprobleme im Wirtschaftsrecht, Neuwied/Darmstadt, 1986, S.59-80

Vogelsang, Ingo (Regulierung): Die staatliche Regulierung der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft - eine kritische Bestandsaufnahme, in: ZfE (1979), Heft 1, S.25-32

Vogelsang, Ingo (Anreizmechanismen): Anreizmechanismen zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft, München 1983

von Eynern, Gert (Öffentlich gebundenes Unternehmen): Das öffentlich gebundene Unternehmen, in: Archiv für öffentliche und freigemeinwirtschaftliche Unternehmen, Band 4, 1958, S.1-59

von Weizsäcker, Carl Christian (Regulierung): Staatliche Regulierung - positive und normative Therorie, in: Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik, Heft 3/1982, S.325-343

VPSB/State of Vermont Public Service Board (5270-CV-1: Investigation): Investigation into Least-Cost Investments, Energy Efficiency, Conservation and Management of Demand for Energy, Docket No. 5270-CV-1, March 19, 1991

Walzer, Michael (Sphären der Gerechtigkeit): Sphären der Gerechtigkeit. Ein Plädoyer für Pluralität und Gleichheit, Frankfurt/M.: Campus, 1992

Warren, Elizabeth (Lag Fallacy): The Regulatory Lag Fallacy, in: 106 PUF, August 14, 1980, S.15-18

Weber, John W. Jr./Johnson, Lindsay (Tax Act): The Economic Recovery Tax Act of 1981 and Public Utilities, in: 109 PUF, March 4, 1982, S.31-40

Weber, Rolf (Wirtschaftsregulierung): Wirtschaftsregulierung in wettbewerbspolitischen Ausnahmebereichen, Baden-Baden: Nomos, 1986

Weidenbaum, Murray L. (Regulatory Reform): Regulatory Reform under the Reagan Administration, in: Eads, George C./Fix, Michael (Eds.): The Reagan Regulatory Strategy: An Assessment, Washington D.C., 1984

Weisser, Gerhard (Wirtschaftstypen): Wirtschaftstypen, in: Handwörterbuch der Sozialwissenschaften, Bd.12, Stuttgart/Tübingen/Göttingen 1965, S.269-280

Wellinghoff, Jon B. (Cost Recovery): The Forgotten Factor in Least-cost Utility Planning: Cost Recovery, in: 121 PUF, March 31, 1988, S.9-16

Wellinghoff, Jon B. (Unsell): Should we try to Unsell Electricity? Rede auf der First National Conference on Least Cost Utility Planning, Aspen CO, April 10-13, 1988 (Tonband)

Wellinghoff, Jon B./Mitchell, Cynthia K. (Model): A Model for Statewide Integrated Utility Resource Planning, in: 116 PUF, August 8, 1985, S.19-26.

Wesener, Wolfgang (Energieversorgungskonzepte): Energieversorgung und Energieversorgungskonzepte, Dissertation, Münster 1986

WestLB/Westdeutsche Landesbank Marktforschung (Stromwirtschaft): Die deutsche Stromwirtschaft. Strukturen und Entwicklungstrends im EG-Binnenmarkt, Düsseldorf, Mai 1992

Wicke, Lutz (Umweltökonomie): Umweltökonomie, München: Vahlen, 1982

Wiel, Stephen (Electric Efficiency): Making Electric Efficiency Profitable, in: 124 PUF, July 6, 1989, S.9-16

Wiel, Stephen (Achievements): The Urgent Need for Verifying DSM Achievements, in: Proceedings of the ACEEE 1990 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Washington D.C.: ACEEE, August 1990, S.6.215-6.223

Willgerodt, H. (Diskussion): Statement in "Zusammenfassung der Diskussion", in: Beihefte der Konjunkturpolitik, Heft 32, Berlin 1986, S.60-61

Williamson, O.E. (Franchise Bidding): Franchise Bidding for Natural Monopolies in General and with Respect to CATV, in: Bell Journal of Economics, Heft 7 (1976), S.73-104

Wilson, Robert F. (Productivity): The Role of Regulation in Increasing the Productivity of Utilities, in: Proceedings of the 5th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1986, S.789-830

Winje, Dietmar (Zielvorstellungen): Neue Zielvorstellungen in der Elektrizitätswirtschaft - Demand-Side Management und Least-Cost Planning als Management-Strategien? in: Elektrizitätswirtschaft, Jg.91 (1992), Heft 17, S.1057-1066

Wintermann, Jürgen (Stille Reserven): Stille Reserven, in: EnergieSpektrum, Oktober 1989, S.38-39

Wirl, Franz (Öffentliche Firmen): Die Theorie der öffentlichen Firmen: Rahmenbedingungen für effiziente Versorgungsunternehmen, Baden-Baden: Nomos, 1991

Woychik, Eric (Standard Practice Approach): Perspectives and Issues in Least-cost Planning: Toward A Standard Practice Approach. Beitrag zum LCP-Symposium in the Midwest, February 1987

WP&L/Wisconsin Power & Light (Update): Integrated Planning Update, Madison WI, August 1989

Wunderlich, Gerhard/Zybell, Günther (Preisbildung): Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft - Entgegnung zu einer Studie des Progress-Instituts für Wirtschaftsforschung, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg.88 (1989), Heft 16/17, S.1117-1120

Yates, Marshall (Reorganization Plan): Reorganization Plan Would Place Utility Under FERC Jurisdiction, in: 123 PUF, February 16, 1989, S.41-43

Yates, Marshall (Nuclear): Nuclear Energy: A Failed Promise or a Promising Future? in: 126 PUF, November 22, 1990, S.12-13

Yokell, Michael D. (Decline): The Decline and Fall of the Regulated Electric Utility Industry, in: 125 PUF, May 24, 1990, S.38-39

Yokell, Michael D./Larson, Bruce A. (Excess Capacity): Excess Capacity: What It Is and What To Do About it, in: Proceedings of the 5th NARUC Biennial Regulatory Information Conference, Columbus OH, September 1986, S.599-612

Yokell, Michael D./Violette, Daniel M. (Market Structure): Market Structure and Opportunities in the Electric Utility Industry today, in: 121 PUF, January 7, 1988, S.9-15

York, Stanley/Malko, J.Robert (Diversification): Utility Diversification: A Regulatory Perspective, in: 111 PUF, January 6, 1983, S.15-20

Zängl, Wolfgang (Deutschlands Strom): Deutschlands Strom. Die Politik der Elektrifizierung von 1866 bis heute, Frankfurt/New York: Campus, 1989

Ziering, Mark (3R-Report): Risk, Return and Ratemaking Report (California Public Utilities Commission, Policy and Planning Divison), San Francisco CA, October 1, 1986

Zimmermann, Gebhard (Substanzerhaltung): Zur Substanzerhaltung in Unternehmen unter Preisaufsicht, in: ZögU, Band 12, Heft 4, 1989, S.498-516

Zinow, Bernd-Michael (Privatisierung): Die Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft in England und Wales - ein Zwischenbericht, in: RdE, Jg.51 (1990), Nr.3, S.65-66

Vor dem Hintergrund drohender Klimaveränderungen gewinnen diejenigen Reformansätze besondere Bedeutung, die die Energieeinsparung in das Zentrum ihrer Überlegungen stellen. Das Konzept des Least-Cost Planning (LCP) ist ein solcher Ansatz. LCP zielt ab auf die gleichberechtigte Behandlung von Optionen des Angebots (Kraftwerke, Netze) und Optionen der Nachfrageseite (Einspar-, Substitutionsprogramme).

Während LCP heute häufig verkürzt als strategisches Unternehmenskonzept für Energieversorgungsunternehmen (EVU) diskutiert wird, entwickelt die vorliegende Arbeit LCP als ein neues Konzept der öffentlichen Aufsicht über EVU (»Regulierung«).

Am Beispiel der USA wird analysiert, inwieweit das LCP-Konzept prinzipiell und praktisch harmonisierbar ist mit einem Regulierungssystem für EVU. Daraus werden Reformelemente für das bundesdeutsche Aufsichtssystem entwickelt, die es den EVU auch ökonomisch ermöglichen, die rationelle Energieverwendung als neue Unternehmensaufgabe wahrzunehmen.

Der Autor:

Uwe Leprich, geb. 1959, Studium der Volkswirtschaftslehre an der Universität Bielefeld sowie der Statistik/EDV an der University of Athens (Georgia) in den USA. Seit 1986 Mitarbeiter am Öko-Institut e.V., seit 1992 gleichzeitig Referent im Hessischen Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten.

ISBN 3-928433-14-8

98 DM