

Bork, Christhart

Working Paper

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland: das Tarifpreisgenehmigungsverfahren und seine Auswirkungen auf eine potentielle Netzübernahme nach Ablauf von Konzessionsverträgen

Finanzwissenschaftliche Diskussionsbeiträge, No. 4

Provided in Cooperation with:

Chair of Public Finance, University of Potsdam

Suggested Citation: Bork, Christhart (1995) : Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland: das Tarifpreisgenehmigungsverfahren und seine Auswirkungen auf eine potentielle Netzübernahme nach Ablauf von Konzessionsverträgen, Finanzwissenschaftliche Diskussionsbeiträge, No. 4, Universität Potsdam, Lehrstuhl Finanzwissenschaft, Potsdam, <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:kobv:517-opus-16073>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/30760>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

UNIVERSITÄT POTSDAM

WIRTSCHAFTS- UND SOZIALWISSENSCHAFTLICHE FAKULTÄT
FINANZWISSENSCHAFTLICHE DISKUSSIONSBEITRÄGE

Christhart Bork

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland -
Das Tarifpreisgenehmigungsverfahren und seine Auswirkungen
auf eine potentielle Netzübernahme nach
Ablauf von Konzessionsverträgen



Diskussionsbeitrag Nr. 4

Potsdam 1995

Finanzwissenschaftliche Diskussionsbeiträge

Universität Potsdam
Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliche Fakultät
Lehrstuhl für Finanzwissenschaft
Postfach 900327
D - 14439 Potsdam
Tel.: (+49) 0331 977 3394
Fax: (+49) 0331 977 3392

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland - Das Tarifpreisgenehmigungsverfahren und seine Auswirkungen auf eine potentielle Netzübernahme nach Ablauf von Konzessionsverträgen *

von

Christhart Bork
Rheinfelser Str. 11
D-35398 Gießen-Lützellinden
Tel.: (+49) 06403 72926

Mit den Finanzwissenschaftlichen Diskussionsbeiträgen werden Manuskripte von den Verfassern möglichen Interessenten in einer vorläufigen Fassung zugänglich gemacht. Für Inhalt und Verteilung ist der Autor verantwortlich. Es wird gebeten, sich mit Anregungen und Kritik direkt an den Verfasser zu wenden und etwaige Zitate aus seiner Arbeit mit ihm abzustimmen. Alle Rechte liegen bei dem Verfasser.

ISSN 0948 - 7549

* Für die hervorragende und zuvorkommende Betreuung dieses Beitrags danke ich Prof. Dr. Hans-Georg Petersen, PD Dr. Klaus Müller sowie Dipl.-Volkswirt Stefan Wirths; für wertvolle Hinweise bei der Durchsicht bedanke ich mich bei Frau Helga Pfeiffer und Prof. Dr. Hans-Rudolf Bork.

Inhaltsverzeichnis	Seite
Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis.....	VII
I. Einleitung	1
1. Problemstellung	1
2. Vorgehensweise	3
II. Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft.....	4
1. Normative Regelungen des Elektrizitätswirtschaftlichen Sektors.....	4
1.1. Energiewirtschaftsgesetz.....	5
1.2. Bundestarifordnung Elektrizität	6
1.3. Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen.....	10
1.4. Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten / Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung.....	12
1.5. Konzessionsabgabenverordnungen.....	13
1.6. Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden.....	15
2. Strukturelle Merkmale der Elektrizitätswirtschaft	15
2.1. Stromproduzenten	16
2.2. Stromverteiler	17
2.3. Aufkommen.....	19
2.4. Verbrauch.....	21
3. Technische Struktur der Elektrizitätsversorgungsnetze.....	24
3.1. Hochspannungsnetz.....	26
3.2. Mittelspannungsnetz.....	26
3.3. Niederspannungsnetz.....	27
4. Tarifsystematik.....	28
4.1. Allgemeine Tarife	29
4.1.1. Tarifstruktur vor der Änderung 1990.....	29
4.1.2. Gegenwärtige Tarifstruktur	32
4.2. Sondervertragskunden	35
III. Interessenstruktur der beteiligten Akteure.....	38
1. Interessen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.....	39

II

1.1. Zielfunktionen der Unternehmen	40
1.2. Interessenvertretungen.....	42
2. Interessen der Konsumenten.....	45
3. Interessenstruktur der Entscheidungsträger im öffentlichen Sektor	47
3.1. Bundesinteresse.....	47
3.1. Landesinteresse.....	48
3.2. Kommunalinteresse.....	49
4. Übersicht der beteiligten Akteure im elektrizitäts- wirtschaftlichen Sektor.....	51
IV. Das Tarifpreisgenehmigungsverfahren.....	53
1. Konzepte zur Realisierung der Versorgungssicherheit.....	54
1.1. Erhaltungskonzeptionen aus theoretischer Sicht	54
1.1.1. Kapitalerhaltungskonzeptionen	54
1.1.1.1. Nominalkapitalerhaltung.....	55
1.1.1.2. Realkapitalerhaltung	55
1.1.2. Substanzerhaltungskonzeptionen	56
1.1.2.1. Bruttosubstanzerhaltung	57
1.1.2.2. Nettosubstanzerhaltung	57
1.2. Erhaltungskonzeptionen in den Tarifpreisgenehmigungs- verfahren	59
2. Standardisierte Verfahren zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung mit Hilfe verschiedener Arbeitsanleitungen sowie des Erhebungsbogen-K.....	61
2.1. Kalkulatorischer Kostenblock	62
2.1.1. Kalkulatorische Abschreibungen	62
2.1.1.1. Abschreibungsbasis	63
2.1.1.2. Eigenkapitalquote.....	64
2.1.1.3. Nutzungsdauern	65
2.1.1.4. Abschreibungsmethode.....	66
2.1.2. Kalkulatorische Zinsen	67
2.1.2.1. Betriebsnotwendiges Vermögen.....	68
2.1.2.2. Abzugskapital (Baukostenzuschüsse bzw. Hausanschlußkostenbeiträge).....	70
2.1.2.3. Zinserträge	71
2.1.2.4. Abweichende Vorgehensweisen	71
2.1.3. Kalkulatorischer Gewinn.....	72

III

2.2. Aufwandsgleiche Kosten	73
2.2.1. Strombeschaffung und -erzeugungskosten	73
2.2.2. Konzessionsabgaben	73
2.2.3. Personalkosten.....	74
2.2.4. Betriebliche Steuern	75
2.3. Erlöse aus Nebengeschäften	76
3. Geplante Änderungen der Arbeitsanleitung.....	76
3.1. Kalkulatorische Abschreibungen	77
3.2. Kalkulatorische Zinsen	78
3.3. Kalkulatorischer Gewinn.....	78
3.4. Änderung der Nutzungsdauer	79
4. Überprüfung der Reinvestitionsfähigkeit.....	80
4.1. Kalkulatorische Kostenkomponenten	80
4.2. Kapitalerhaltungsrücklage	85
4.3. Überprüfungsergebnis.....	86
V. Beendigung eines Konzessionsvertrages mit anschließendem Versorgerwechsel.....	88
1. Zusammenhang zwischen Tarifpreisgenehmigung und Übernahmepreis	89
2. Bewertungsmöglichkeiten eines Versorgungsnetzes	91
2.1. Übernahmepreise	92
2.1.1. Sachzeitwert	92
2.1.2. Restbuchwert.....	95
2.1.3. Ertragswert	96
2.1.4. Anhaltewerte.....	98
2.2. Sonderprobleme	99
2.2.1. Behandlung noch nicht aufgelöster Baukosten- zuschüsse.....	99
2.2.2. Einbindungs- und Entflechtungskosten	100
2.2.3. Weiterbelieferungsvorbehalte und Durchleitungsrechte.....	102
2.2.4. Personalübernahmen	103
3. Entwicklung des Übernahmepreises.....	105
3.1. Determinanten möglicher Übernahmepreise	105
3.1.1. Nutzungsdauer	106
3.1.2. Ausgangsbasis	108

IV

3.2. „Angemessener“ Übernahmepreis.....	108
3.3. Ermittlungsmethodik	110
VI. Empirischer Teil	112
1. Theoretischer Aufbau der Simulationsrechnungen.....	112
1.1. Grundlegende Modellstruktur	113
1.2. Modellparameter.....	114
1.3. Übernahmepreisberechnung	118
1.4. Ermittlung der Endkundertarife	119
1.5. Steuer-, Thesaurierungs- und Renditenberechnung.....	122
2. Analyse der Ergebnisse der theoretischen Simulationsrechnungen.....	127
2.1. Analyse der Übernahmepreise und des Veräußerungsfalles	127
2.2. Kapitalstrukturanalyse	143
3. Beispielsrechnung aus der Praxis.....	145
3.1. Analyse des Mengengerüsts	147
3.2. Modellstruktur	150
3.3. Mögliche Übernahmepreise.....	153
4. Ergebnisse der empirischen Analyse.....	157
VII. Zusammenfassung und Ausblick	160
1. Zusammenfassung.....	160
2. Ausblick.....	162
Anhang 1: Formelsammlung	X
Anhang 2: Preisindizes	XIII
Anhang 3: Kalkulatorische Einzelkostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei unterschiedlichen Übernahmepreisen	XIV
Literaturverzeichnis	XVI

Abbildungsverzeichnis:	Seite
Abbildung 1: Netzbelastung in den alten Bundesländern am Tag der Höchstlast (15. Januar 1992; ohne Pumpstrom)	24
Abbildung 2: Spannungsebenen und Produktionssystem der Elektrizitätswirtschaft in der BRD	25
Abbildung 3: Tarifstruktur der allgemeinen Elektrizitätstarife vor Novellierung der BTO Elt 1990	31
Abbildung 4: Tarifstruktur der allgemeinen Elektrizitätstarife	34
Abbildung 5: Durchschnittspreise der öffentlichen Versorgung in Pf pro kWh in den Jahren 1975 bis 1992	36
Abbildung 6: Akteure in der Elektrizitätswirtschaft	52
Abbildung 7: Reinvestitionsfähigkeit durch kalkulatorische Abschreibungen ..	82
Abbildung 8: Reinvestitionsfähigkeit durch kalkulatorische Zinsen	84
Abbildung 9: Wirkung der Kapitalerhaltungsrücklage i.V.m. kalkulatorischen Abschreibungen	86
Abbildung 10: Mögliche Übernahmepreise	105
Abbildung 11: Potentielle Übernahmepreise abzüglich noch nicht aufgelöster Baukostenzuschüsse im Zeitablauf	128
Abbildung 12: Kalkulatorischer Kostenpfad des abgebenden Unternehmens und die Kostenpfade des aufnehmenden Unternehmens bei alternativen Übernahmepreisen	142
Abbildung 13: Eigenkapitalquote und tendenzieller Verlauf während des betrachteten Zeithorizontes	152
Abbildung 14: Relative Unterschiede zwischen den verschiedenen Übernahmepreisen bezogen auf den tarifkalkulatorischen Restbuchwert	159
Abbildung 15a: Kalkulatorische Kostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei tarifkalkulatorischem Restbuchwert und einem relativen Eigenkapital von 30 % in $t = 0$	XIV
Abbildung 15b: Kalkulatorische Kostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei kalkulatorischem Restbuchwert und einem relativen Eigenkapital von 30 % in $t = 0$	XIV
Abbildung 15c: Kalkulatorische Kostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei tarifkalkulatorischem Sachzeitwert und einem relativen Eigenkapital von 30 % in $t = 0$	XV
Abbildung 15d: Kalkulatorische Kostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei kalkulatorischem Sachzeitwert und einem relativen Eigenkapital von 30 % in $t = 0$	XV

Tabellenverzeichnis:	Seite
Tabelle 1: Stromaufkommen, Veränderungen gegenüber dem Vorjahr sowie Erzeugeranteile in der BRD von 1972 bis 1991	20
Tabelle 2: Netto-Stromverbrauch der öffentlichen Elektrizitätsversorgung nach Verbrauchergruppen und Gesamtverbrauch von 1980 bis 1992 (in GWh).....	22
Tabelle 3: Durchschnittlicher Verbrauch je Tarifkunde und Jahr in Westdeutschland von 1985 bis 1992 (in kWh).....	22
Tabelle 4: Reinvestitionsfähigkeit durch kalkulatorische Abschreibungen.....	81
Tabelle 5: Reinvestitionsfähigkeit durch kalkulatorische Zinsen.....	83
Tabelle 6: Theoretische Simulationsrechnung im Ein-Gut-Fall.....	124
Tabelle 7: Renditen des abgebenden und übernehmenden EVU.....	130
Tabelle 8a: Der Veräußerungsfall - tarifkalkulatorischer Restbuchwert - aus der Sicht des abgebenden EVU	132
Tabelle 8b: Der Veräußerungsfall - kalkulatorischer Restbuchwert - aus der Sicht des abgebenden EVU	133
Tabelle 8c: Der Veräußerungsfall - tarifkalkulatorischer Sachzeitwert - aus der Sicht des abgebenden EVU	134
Tabelle 8d: Der Veräußerungsfall - kalkulatorischer Sachzeitwert - aus der Sicht des abgebenden EVU	135
Tabelle 9a: Kosten- und Erlösentwicklung des aufnehmenden EVU bei dem tarifkalkulatorischen Restbuchwert als Übernahmepreis.....	136
Tabelle 9b: Kosten- und Erlösentwicklung des aufnehmenden EVU bei dem kalkulatorischen Restbuchwert als Übernahmepreis.....	136
Tabelle 9c: Kosten- und Erlösentwicklung des aufnehmenden EVU bei dem tarifkalkulatorischen Sachzeitwert als Übernahmepreis.....	139
Tabelle 9d: Kosten- und Erlösentwicklung des aufnehmenden EVU bei dem kalkulatorischen Sachzeitwert als Übernahmepreis.....	139
Tabelle 10: Ergebnisse unterschiedlicher Finanzierungsstrukturen	145
Tabelle 11: Nutzungsdauern verschiedener Netzsegmente.....	147
Tabelle 12: Segmentierung und Deflationierung des Verteilungsnetzes im Übernahmefall EVU Y / Stadtwerke X	155
Tabelle 13: Parameter und Ergebnisse im Übernahmefall EVU Y / Stadtwerke X	156
Tabelle 14: Preissteigerungsraten ausgewählter Bereiche und allgemeiner gewichteter Preissteigerungsindex der Elektrizitätswirtschaft.....	XIII

Abkürzungsverzeichnis:

a.F.	alte Fassung
A/KAE	Ausführungsanordnung Konzessionsabgabenanordnung
Abs.	Absatz
AfA	Absetzung für Abnutzung
AG	Aktiengesellschaft
AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
AGE	Arbeitsgruppe Endschafftsbestimmungen
AGK	aufwandsgleiche Kosten
AK	Arbeitskreis
AK/HK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
ARE	Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen
Art.	Artikel
AS	Ausschüttungssatz
ASB	Ausschüttungsbetrag
Aufl.	Auflage
AV	Anlagevermögen
AVBEItV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung von Tarifkunden
Az.	Aktenzeichen
BFuP	Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBI	Bundesgesetzblatt
BK	Strombezugskosten
BKZ	Baukostenzuschüsse
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMFT	Bundesministerium für Forschung und Technologie
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
BRD	Bundesrepublik Deutschland
BSP	Bruttosozialprodukt
BTO EIt	Bundestarifordnung Elektrizität
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BVerwGE	Bundesverwaltungsgerichtsentscheidung
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlendioxid
D	Abschreibungen
d.h.	das heißt
D/KAE	Durchführungsbestimmungen Konzessionsabgabenanordnung
ders.	derselbe
DM	Deutsche Mark
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
e.V.	eingetragener Verein
EK	Eigenkapital
EKP	Endkundenpreis
EKQ	Eigenkapitalquote
EKR	Eigenkapitalrendite
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EstG	Einkommensteuergesetz
evtl.	eventuell
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
f.	folgende
FAZ	Frankfurter Allgemeine Zeitung
ff.	fortfolgende
FK	Fremdkapital
FKT	Fremdkapitaltilgung

VIII

FKZ	Fremdkapitalzinsen
Fn.	Fußnote
GG	Grundgesetz
ggf.	gegebenenfalls
GK	Gesamtkosten
GKZ	Gemeinkostenzuschlag
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
HFA	Hauptfachausschuß
HGB	Handelsgesetzbuch
HMU	Hessisches Ministerium für Umwelt und Bundesangelegenheiten
Hrsg.	Herausgeber
i.d.F.	in der Fassung
i.d.R.	in der Regel
i.V.m.	in Verbindung mit
IdW	Institut der deutschen Wirtschaft
k	Körperschaftsteuersatz
KA	Konzessionsabgabe
KAE	Konzessionsabgabenanordnung
Kap.	Kapitel
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KER	Kapitalerhaltungsrücklage
KK	kalkulatorische Kosten
km	Kilometer
KSt	Körperschaftsteuer
kum.	kumuliert
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
KZ	kalkulatorische Zinsen
LG	Landgericht
LSÖ	Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund der Selbstkosten bei Leistungen für öffentliche Auftraggeber
LSP	Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten
LV	Lebensdauerverhältnis
m.a.W.	mit anderen Worten
m.E.	meines Erachtens
m.w.N.	mit weiteren Nachweisen
MBliV	Ministerialblatt innere Verwaltung
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
n	Nutzungsdauer
Nr.	Nummer
NRW	Nordrhein-Westfalen
NSE	Nettosubstanzerhaltung
NSEKV	Nettosubstanzerhaltungs-Kontrollvariable
o.a.	oben angeführte(n)
o.g.	oben genannte(n)
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OLG	Oberlandesgericht
OR	Operation Research
OVG	Oberverwaltungsgericht
p.a.	per annum
Pf	Pfennig
PK	Personalkosten
PÜ	Periodenüberschuß

IX

RBW	Restbuchwert
rd.	rund
RdE	Recht der Energiewirtschaft
RdErl.	Rund-Erlaß
resp.	respektive
RGBI.	Reichsgesetzblatt
RLP	Rheinland-Pfalz
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke
S	Thesaurierungs-Kontrollvariable
S.	Seite(n)
SB	Strombezug
sog.	sogenannte(n)
SP	Strombezugspreis
Sp.	Spalte(n)
STH	Soll-Thesaurierung
SZW	Sachzeitwert
TH	Thesaurierung
TNW	Tagesneuwert
Tz.	Textziffer
u.ä.	und ähnliches
u.a.	unter anderem
u.U.	unter Umständen
ÜNP	Übernahmepreis
usw.	und so weiter
V	Volt
VDEW	Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke
VEA	Verband der Energieabnehmer
verfügbar.	verfügbare
VEW	Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen
Vgl.	Vergleiche
VIK	Verband industrieller Energie- und Kraftwirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VO PR	Verordnung Preisrecht
WBW	Wiederbeschaffungswert
z.B.	zum Beispiel
z.T.	zum Teil
ZfbF	Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft
ZfK	Zeitschrift für Kommunalwirtschaft
Ziff.	Ziffer
ZögU	Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen

I. Einleitung

1. Problemstellung

In der industrialisierten Volkswirtschaft ist die Energiewirtschaft einer der bedeutendsten Sektoren. Die Elektrizitätswirtschaft als Zweig der Energiewirtschaft umfaßt die gesamte Erzeugung, Fortleitung und Abgabe elektrischer Energie. Die Elektrizitätsversorgung ist - neben den nationalen, historischen, politischen und rechtlichen Besonderheiten - durch maßgebliche physikalische Charakteristiken in zweierlei Hinsicht geprägt: Die nur durch hohen wirtschaftlichen Aufwand gekennzeichnete Speicherbarkeit sowie die ausschließliche Leitungsgebundenheit der Transportwege stellen die primären Determinanten der Elektrizitätsversorgung dar.

Die faktisch nicht vorhandene Speicherbarkeit verlangt nach einem, dem Nachfrageverhalten synchronen Angebotsverhalten. Die Leitungsgebundenheit bedingt zum einen kapitalintensive Investitionen, zum anderen eine langfristige Planung hinsichtlich der prognostizierten Nachfrageveränderungen, um eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit ist neben den physikalischen Gegebenheiten ein determinierendes primäres Ziel in der Elektrizitätswirtschaft.

Aus der Leitungsgebundenheit der Elektrizitätsversorgung und der Subadditivität der Kostenfunktionen, d.h. einer kostengünstigeren Elektrizitätsherstellung von einem im Vergleich zu mehreren Unternehmen, resultiert ein „natürliches“ Monopol der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU).¹ Letzteres wird in der Netzökonomik durch das Vorliegen von „Bündelungsvorteilen mit irreversiblen Kosten“² charakterisiert. Die Kostendegression bei steigender Größe der Erzeugungs- und Verteilungseinheiten (economics of scale) führt gleichfalls zu einem hohen Konzentrationsgrad im elektrizitätswirtschaftlichen Sektor.³ Des weiteren

¹ Vgl. Vogelsang, I. (1982), S. 11.

² Blankart, C.B./Knieps, G. (1992), S. 75 f. Die Bündelungsvorteile resultieren aus der Subadditivität der Kostenfunktionen; die irreversiblen Kosten resp. versunkene Kosten („sunk costs“) sind dadurch gekennzeichnet, daß sie für das Monopolunternehmen nicht mehr entscheidungsrelevant sind, wohl aber für den Markteintritt eines potentiellen Konkurrenten; vgl. Baumol, W.J./Panzar, J.J./Willig, R.D. (1982).

³ Vgl. Münch, P. (1983), S. 116.

resultiert aus der Monopolstellung ein Marktversagen mit der Konsequenz von Wohlfahrtsverlusten.

Angesichts dieser unumgänglichen Determinanten sowie der daraus resultierenden Monopolstellung der EVU greift der Staat mittels gesetzlicher Vorgaben und Regelungen in den Elektrizitätswirtschaftlichen Sektor ein, um eine Vermeidung von Wohlfahrtsverlusten aufgrund monopolistischer Verhaltensweisen der Anbieter zu erreichen. Diese durch Reglementierungen gekennzeichnete Beziehung zwischen der staatlichen und der versorgenden Seite hat sich historisch entwickelt.

Eine temporäre Monopolstellung wird zudem durch konzessionsvertragliche Vereinbarungen zwischen den Versorgungsunternehmen und den Gebietskörperschaften während der Vertragslaufzeit garantiert, so daß sich ein System abgegrenzter, geschlossener Versorgungsgebiete offenbart. Die tradierte Monopolsituation im Verteilungs- und Erzeugungsbereich der Elektrizitätswirtschaft ist in den letzten Jahren zunehmender Kritik ausgesetzt - Forderungen nach einer stärkeren wettbewerblichen Orientierung in diesem Sektor zum Vorteil der Verbraucher gewinnen zunehmend an Bedeutung.⁴

Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion über eine stärkere Wettbewerbsorientierung der Elektrizitätsversorgung ist die vorliegende Arbeit im Hinblick auf auslaufende Konzessionsverträge und im Zusammenhang mit der Erstellung eines entsprechenden Gutachtens im Auftrag des hessischen Ministeriums für Umwelt und Bundesangelegenheiten entstanden.⁵ Sie widmet sich der Fragestellung des „angemessenen“ Übernahmepreises gebrauchter Versorgungsanlagen bei einem potentiellen Wechsel der Versorgungszuständigkeit. Der Übernahmepreis ist - neben dem Auftreten einiger Sonderprobleme - der primäre Faktor, der die Auswirkungen einer potentiellen Netzübernahme bestimmt. Vorschläge in der Literatur zur Entwicklung eines „angemessenen“ Übernahmepreises sind durch Dissens gekennzeichnet;⁶ teilweise werden nur partikuläre

⁴ Vgl. Budde, H.-J. (1994), S. 54 ff.; vgl. auch Gröner, H. (1989), S. 22 ff.

⁵ Bedingt durch die 4. und 5. Kartellrechtsnovelle laufen alle Konzessionsverträge, die vor 1980 abgeschlossen wurden, Ende 1994 aus; vgl. Bolle, F. (1993), S. 174.

⁶ Vgl. Hubig, K. (1990), S. 215.

Aspekte und Interessen dieser Problematik berücksichtigt oder interessengeleitete Ansichten vertreten.

2. Vorgehensweise

Die Frage des „angemessenen“ Übernahmepreises muß - wie zu zeigen sein wird - mit den speziellen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft verknüpft werden. Daher ist zunächst eine Analyse der elektrizitätswirtschaftlichen Grundlagen notwendig, die die staatliche Regulierungsfunktion beschreiben (Kap. II.). Aufbauend auf den erörterten Grundlagen findet eine Diskussion der polit-ökonomischen Determinanten statt (Kap. III.), um die vielseitig verzahnten Interessenstrukturen zu verdeutlichen. Die Analyse der komplementären bzw. konfliktären Interessen und Ziele der beteiligten Akteure soll zu einer kritischen Sichtweise der globalen Gesamtproblematik beitragen.

Im weiteren Verlauf wird das Tarifpreisgenehmigungsverfahren (Kap. IV.) genauer analysiert. Die konzeptionellen Anforderungen sowie die konkreten Komponenten bzw. Bestimmungsgründe, die die Tarife der Elektrizitätswirtschaft determinieren, werden dargestellt. Mögliche methodische Vorgehensweisen im Rahmen der Erfüllung der konzeptionellen Vorgaben werden zugleich anhand abstrakter Modellrechnungen verdeutlicht.

Vor diesem Hintergrund werden potentielle Bewertungsmethoden vorgestellt, die den zuvor diskutierten Besonderheiten Rechnung tragen könnten, (Kap. V.). In Verbindung mit den gewonnenen Erkenntnissen wird ein „angemessener“ Übernahmepreis für gebrauchte Versorgungsanlagen entwickelt, der sowohl die berechtigten wirtschaftlichen Interessen der abgebenden als auch die der aufnehmenden Versorgungsunternehmen repräsentiert.

Die Überprüfung der Evidenz des den elektrizitätswirtschaftlichen Erfordernissen entsprechenden „richtigen“ Übernahmepreises erfolgt zunächst anhand eines Simulationsmodelles (Kap. VI.). In diesem Modell wird ein theoretisches Investitions-Rechenverfahren mit der Übernahmepreis-Problematik verknüpft. Aufbauend auf den Ergebnissen der Simulationsrechnung werden diese nachfolgend mit einem konkreten Praxisbeispiel eines Versorgerwechsels belegt.

II. Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft

Im folgenden werden die notwendigen Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland vorgestellt: Zunächst ist das normative Grundgerüst des elektrizitätswirtschaftlichen Sektors beschrieben (1.), das die gesetzlichen Rahmenbedingungen der beteiligten Akteure festschreibt. Aufbauend auf den gesetzlichen Grundlagen werden die strukturellen Besonderheiten dargestellt (2.). Des weiteren wird der Ist-Zustand der Elektrizitätswirtschaftsstruktur analysiert. Daran schließt sich die Darstellung einiger technischer Charakteristiken der Elektrizitätsversorgung an (3.); abschließend wird auf die Möglichkeiten der Tarifgestaltung näher eingegangen (4.).

1. Normative Regelungen des elektrizitätswirtschaftlichen Sektors

Die Elektrizitätsversorgung kann aufgrund ihrer besonderen Stellung im Energiesektor nach Auffassung des Gesetzgebers nicht dem freien Markt überlassen werden, da gerade in diesem Sektor das Primärziel Versorgungssicherheit zu jeder Zeit sichergestellt sein muß, ohne daß es zu negativen Allokationswirkungen kommt. Aus diesem Grunde hat der Gesetzgeber eine Reihe von Gesetzen und Verordnungen erlassen, die die Funktionsfähigkeit des Elektrizitätssektors im Interesse des Gemeinwohls gewährleisten soll.

Aufbauend auf das Energiewirtschaftsgesetz (1.1.) wird die Bundestarifordnung Elektrizität (1.2.) diskutiert. Die besondere - einleitend dargestellte - Situation des Elektrizitätssektors erfordert eine Erörterung der Rahmenbedingungen, die das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (1.3.) zur Regulierung vorgibt.⁷ Eine Erläuterung der konkretisierenden Regelungen zur Kostendarstellung (1.4.), der konzessionsrechtlichen Vorgaben (1.5.) sowie der allgemeinen Versorgungsbedingungen (1.6.) schließt sich an.

⁷ Auf die Darstellung der für den Elektrizitätssektor zwar relevanten, aber nachrangigen Vorschriften, wie beispielsweise Teile der Gemeindeverordnungen sowie der kommunalrechtlichen Bestimmungen, wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet.

1.1. Energiewirtschaftsgesetz

Das „Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft“⁸ (Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) stammt, abgesehen von einigen geringfügigen Änderungen der Nachkriegszeit, aus dem Jahre 1935. Dieses Gesetz ist die Basis für die Reglementierung des Energiesektors und wurde aufgrund von NS-Autarkieüberlegungen auf der Grundlage des sog. Ermächtigungsgesetzes in den dreißiger Jahren von der Reichsregierung erlassen. Mit Inkrafttreten des Grundgesetzes wurde das Energiewirtschaftsgesetz grundsätzlich in das Gesetzesgefüge der Bundesrepublik übergeleitet.⁹ In der Präambel war die Förderung der Verbundwirtschaft, die Vermeidung der „volkswirtschaftlich schädlichen Auswirkungen des Wettbewerbs“¹⁰ sowie die Sicherung einer billigen Energieversorgung festgeschrieben; die Präambel besitzt allerdings keine normative Gesetzeskraft mehr.¹¹ In der Vergangenheit sind indes vielfach Zweifel an der Rechtmäßigkeit des Energiewirtschaftsgesetzes - wegen des Ermächtigungsgesetzes als Grundlage - aufgekommen.¹² Jedoch ist es bislang zu keiner endgültigen Entscheidung des Bundesverfassungsgerichtes gekommen.

§ 1 des EnWG stellt die deutsche Energiewirtschaft (Elektrizitäts- und Gasversorgung) unter die Aufsicht des Staates. Demnach unterstehen sämtliche energiever sorgenden Unternehmen diesem Gesetz. Die allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht ist in § 6 Abs. 1 EnWG des Gesetzes festgeschrieben. Diese Bestimmung verpflichtet die EVU zur beständigen Versorgung des Elektrizitätskunden. Die allgemeinen Elektrizitätstarife der EVU sowie die Energieeinkaufspreise der Energieverteiler können nach § 7 EnWG von staatlicher Seite her „wirtschaftlich gestaltet werden“.¹³ Im Rahmen dieses staatlichen Eingriffs sind allerdings beide Interessenseiten zu berücksichtigen.¹⁴ Zur Leitungsverlegung im Gebiet der Gemeinden kann nach § 12 EnWG den Versorgungsunternehmen

⁸ Energiewirtschaftsgesetz, i.d.F. vom 13.12.1935, RGBl. I, S. 1451 ff.

⁹ Rechtsgrundlage zur Überleitung einiger, nicht den Grundrechten entgegenstehender Rechtsnormen ist Art. 123 GG.

¹⁰ Präambel des Energiewirtschaftsgesetzes, RGBl. I, S. 1451.

¹¹ Vgl. Weigt, N.(1984), S. 291.

¹² Vgl. Kammerl, F. A. (1990), S. 35 f.

¹³ § 7 EnWG.

¹⁴ D.h. es ist im Rahmen des staatlichen Eingriffs auf die Interessenlage des Staates, der Unternehmen und die der Konsumenten Rücksicht zu nehmen; vgl. § 7 Abs. 2 EnWG.

eine Gebührenpflicht für die Benutzung von Straßen und Verkehrswegen jeder Art auferlegt werden. Diese Gebührenpflicht ist heute durch die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) konkretisiert.¹⁵

Nach den Erfahrungen der ersten Energiekrise in den siebziger Jahren wurde 1977 eine Bevorratungspflicht dem Gesetzeswerk beigelegt.¹⁶ Die Versorgungsunternehmen wurden in die Pflicht genommen, einen Vorrat an fossilen Brennstoffen zu halten, der ihre Abgabeverpflichtung für 30 Tage decken muß. Das Gesetz enthält weiterhin eine Reihe von Sanktionsmaßnahmen, die bei Zuwiderhandlung der einzelnen Vorschriften angewandt werden können. Nach § 19 EnWG ist die Möglichkeit des Erlassens von Rechtsverordnungen im Zuständigkeitsbereich des Bundesministers für Wirtschaft angesiedelt. Diese Verordnungen bedürfen gemäß Art. 80 GG der Zustimmung des Bundesrates.

Die Vorschrift des § 7 EnWG bildet die Grundlage der Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Eit), in der die Ausgestaltung der allgemeinen Tarife¹⁷ geregelt ist.

1.2. Bundestarifordnung Elektrizität

Für die Versorgung der Niederspannungskunden ist den EVU in der Bundestarifordnung Elektrizität die Pflicht zur Bildung eines „allgemeinen Tarifes“ vorgeschrieben. Der Tarif hat „den Erfordernissen einer möglichst sicheren und preisgünstigen Elektrizitätsversorgung, einer rationellen und sparsamen Verwendung von Elektrizität sowie einer Ressourcenschonung und möglichst geringen Umweltbelastung“¹⁸ zu genügen. Die Grundsätze der rationellen und sparsamen Verwendung von Elektrizität sowie der Ressourcenschonung und möglichst geringen Umweltbelastung sind im Rahmen der Novellierung der BTO Eit 1990 dem § 1 hinzugefügt worden. Die Reform der BTO Eit hat den Zweck, das Tarifsystm zum einen transparenter zu gestalten, zum anderen eine stärkere Verbrauchsabhängigkeit im Tarif zu verankern. Die grundsätzliche Ausrichtung am zwei-

¹⁵ Vgl. § 2 KAV.

¹⁶ Vgl. § 14 EnWG, eingefügt durch Art. 3 des Gesetzes zur Änderung energierechtlicher Vorschriften vom 19.12.1977, BGBl. I S. 2750.

¹⁷ Unter „allgemeinen Tarifen“ ist der Tarif, den ein EVU im Rahmen seiner Anschluß- und Versorgungspflicht anbieten muß, zu verstehen; vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1990), S. III 84j.

¹⁸ § 1 BTO Eit, 1990, BGBl. I S. 2255.

gliedrigen Tarifsystem¹⁹ ist beibehalten worden; die starke Kostendegression, die in keiner Weise Anreize zur sparsamen Energieverwendung gibt, ist mit der „neuen“ Tarifstruktur allerdings etwas abgemildert worden.²⁰

Die möglichst „sichere und preisgünstige“ Elektrizitätsversorgung trat im Rahmen der Reform an die Stelle einer möglichst „sicheren und kostengünstigen“²¹ Elektrizitätsversorgung. Die Abstimmung auf eine „preisgünstige“ Versorgung, bei dem unveränderten Primärziel der sicheren Versorgung, hat nach dem Willen des Gesetzgebers psychologische Bedeutung, denn die Formulierung „der Preisgünstigkeit trifft das Gewollte besser, da es letztlich um den Preis geht, den der Kunde zu zahlen hat“.²² Grundsätzlich haben sich die Tarife jedoch an den Kosten der Elektrizitätsversorgung zu orientieren. Die kostenorientierte statt einer kostenrechten Preisbildung soll die Kunden, die in einem strukturell ungünstigeren Gebiet versorgt werden, gegenüber anderen Kunden nicht benachteiligen. Würde eine Kostenechtheit vom Gesetzgeber verlangt, wären Kunden, deren Versorgung höhere Kosten als die Durchschnittskosten verursacht, benachteiligt.²³

Die Tarife können nach den verschiedenen Bedarfsarten differenziert werden. Je nach Abnahmeverhalten können unterschiedliche Tarife für den Haushaltsbedarf, den landwirtschaftlichen Bedarf oder den gewerblichen, beruflichen und sonstigen Bedarf festgelegt werden, wenn das Abnahmeverhalten unterschiedliche Kosten verursacht.²⁴ Da eine exakte Zuordnung der Kosten, die durch die Lieferung einer einzelnen Kilowattstunde oder durch die Versorgung der Kunden hervorgerufen werden, aus praktischen Gründen ausgeschlossen ist, muß vielmehr eine einfache und pauschale Regelung zum Zuge kommen.²⁵ Im Bereich der Sondervertragskunden²⁶ ist eine exakte Kostenzurechnung denkbar, wenn beispielsweise

¹⁹ Der zweigliedrige Tarif besteht aus einem leistungsorientierten Grundpreiselement und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreiselement, d.h. die Tarifiermittlung erfolgt nicht ausschließlich nach - volkswirtschaftlich effizienten - Grenzkosten, sondern sowohl nach Grenz- als auch nach Durchschnittskosten; vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 70 sowie Fn. 127.

²⁰ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 70.

²¹ In der Fassung von 1935 war eine „sichere und billige“ Energieversorgung festgeschrieben.

²² Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1990), S. III 84k.

²³ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1990), S. III 84p.

²⁴ Vgl. § 3 BTO EIt.

²⁵ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 73.

²⁶ Zur Abgrenzung der Sondervertragskunden zu den Kunden mit einer Versorgung nach allgemeinen Tarifen vgl. Kap. I.4.2.

die Elektrizitätsnachfrage eines Großabnehmers zu bestimmten Tageszeiten den dadurch verursachten Kosten zugeordnet werden kann. Im Massengeschäft ist eine derartige Zuordnung jedoch nicht möglich.

Um eine Preisdiskriminierung von Kunden auszuschließen, ist ein Kostenvergleich mit angrenzenden Versorgungsunternehmen durchzuführen. Die Zulässigkeit des Kostenvergleichs ist in der Literatur umstritten, da jedes EVU seine spezifische kalkulatorische Kostenstruktur hat. Nach Auffassung von *Badura/Kern* können daher nur die echten Kosten verglichen werden.²⁷ Die tatsächlichen Kosten können je nach Struktur des Versorgungsgebietes erhebliche Ungleichheiten aufweisen. Der Kostenvergleich scheint trotz dieses Einwands sinnvoll, weil die Unternehmen damit zu einem sparsameren und wohlüberlegteren Handeln in ihren Entscheidungen angehalten werden können.

Der Grundsatz der Kostenorientierung²⁸ des Stromtarifes wirft jedoch die Problematik der externen Wirkung der internen Kostenrechnung auf. Ein Unternehmen kann die interne Kostenrechnung nach seinen spezifischen Erfordernissen ausrichten. Dieses von den Unternehmen frei wählbare System kann nicht zur Maßgabe der Tarifpreisgenehmigung werden; es müssen vielmehr verbindliche Normen vorgegeben werden, nach denen die Kosten der Elektrizitätsversorgung angesetzt werden dürfen. Konkretisiert werden die einzelnen Kostenelemente in der „Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung“ in Verbindung mit den „Leitsätzen für die Preisbildung auf Grund von Selbstkosten“ (LSP).²⁹

Der leitungsgebundene Versorgungsbereich gilt u.a. aufgrund der geschützten Versorgungsgebiete als wettbewerblicher Ausnahmebereich, der ein gewisses Regulativ erfordert, da ansonsten die Unternehmen versucht sein könnten, jegliche Kosten auf den Strompreis abzuwälzen. Dieses Regulativ ist in dem von der Preisaufsichtsbehörde zu verfolgenden Grundsatz der „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ zu sehen. Die Aufsicht über die Tarife ist im § 12

²⁷ Nach Auffassung von *Badura/Kern* müssen Tarifvergleiche einen stets identischen Gewinnzuschlag beinhalten, um die Vergleichbarkeit zu ermöglichen; vgl. *Badura, P./Kern, W. (1983), S. 99*

²⁸ *Weigt* sieht „unter der Berücksichtigung der Kosten- und Erlöslage“ eine kostenorientierte Gestaltung des Tarifs, vgl. *Weigt, N in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134p.*

²⁹ Vgl. *Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134h; vgl. auch Kap. I.4.*

BTO EIt geregelt.³⁰ Die Tarifpreisgenehmigung wird nur erteilt, wenn das Unternehmen nachweist, daß „entsprechende Preise in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind“.³¹ Das Merkmal der „rationellen Betriebsführung“ ist ein normatives Merkmal, das eine Wertung seitens der Preisaufsichtsbehörde erforderlich macht.³² Dem EVU ist demnach von der Preisaufsichtsseite her nachzuweisen, daß seine Betriebsführung konkreten Mängeln unterliegt. Der zu genehmigende Tarifpreis hat unter Zugrundelegung eines mängelfreien Kostennachweises zu erfolgen.³³ Der von der Behörde mit seinen Bestandteilen genehmigte Tarifpreis gilt als ein Höchstpreis, der nicht überschritten werden darf. Die Genehmigung ist grundsätzlich befristet - i.d.R. auf einen Zeitraum von zwei Jahren -, wobei die Behörde dem Unternehmen den Preis unter Auflagen oder Bedingungen genehmigen kann.³⁴

Die Preisaufsichtsbehörde hat nicht das Recht, den Tarifpreis autonom festzusetzen. Sie ist vielmehr auf eine enge Zusammenarbeit mit den EVU angewiesen, da die Preisaufsichtsbehörde gleichzeitig die berechtigten Interessen der Unternehmen, die zur sicheren Elektrizitätsversorgung verpflichtet sind, zu beachten hat.³⁵ Eine von der Preisaufsichtsbehörde im Falle fortgesetzter Preissteigerungen zu genehmigende Erlösverbesserung hat ein EVU, unter Darlegung seiner veränderten Kosten- und Erlöslage zu beantragen. Dieses Begriffspaar gilt als unbestimmter Rechtsbegriff, welcher der Betriebswirtschaftslehre - speziell dem Bereich der kalkulatorischen Kostenrechnung - entlehnt worden ist.³⁶ Weigt sieht die Tätigkeit der Preisaufsichtsbehörde als „Ausdruck des Ringens um einen Ausgleich dieser kollidierenden Unternehmens- und Kundeninteressen nach dem Grundsatz 'so preisgünstig wie möglich und so auskömmlich wie nötig'“.³⁷

³⁰ § 12 BTO EIt wurde 1990 aus dem vorhergehenden § 12a im wesentlichen übernommen. Absatz 2 stellt deutlicher als früher klar, daß für die Genehmigung der Tarifpreise die Kosten- und Erlöslage im Tarifabnehmerbereich maßgeblich ist; vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 82a.

³¹ § 12 Abs. 2 BTO EIt.

³² Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134o.

³³ Vgl. ebenda.

³⁴ Vgl. § 12 Abs. 4 BTO EIt.

³⁵ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134g.

³⁶ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134g.

³⁷ Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134g.

Die Kontrolle der allgemeinen Tarife ist im Energiewirtschaftsgesetz in Verbindung mit § 12 BTO Elt festgeschrieben; die Tarife der Sonderabnehmer unterliegen allerdings nicht der Preisaufsicht. Sie fallen unter die kartellrechtliche Mißbrauchsaufsicht, die im § 103 Abs. 5 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) festgelegt ist.³⁸ Durch die unterschiedlichen Vorschriften ergibt sich eine formale Trennung zwischen dem Tarifkunden- und dem Sonderabnehmerbereich.³⁹ Indirekt schlägt die Tarifpreisgenehmigung jedoch auch auf den Sondervertragskundenbereich durch, da der Tarifpreis unter Berücksichtigung der Gesamtkostenstruktur zu genehmigen ist. Tarifkunden dürfen aufgrund der Kostenorientierung nicht für die Kostendeckung des Sonderkundenbereichs herangezogen werden - et vice versa.⁴⁰ Zur Vermeidung der Quersubventionierung sind Über- bzw. Unterdeckungen in einem der beiden Bereiche gegebenenfalls mit den Mitteln der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht zu vermeiden. Beide Aufsichtsbehörden sind in den Umwelt- oder Wirtschaftsministerien der Länder angesiedelt und arbeiten i.d.R. eng zusammen.⁴¹

1.3. Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Wie bereits erwähnt, unterliegen die EVU partiell dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB). Darunter ist eine Freistellung bestimmter Vertragstypen von Teilen dieses Gesetzes zu verstehen.⁴² Die Vertragstypen umfassen im einzelnen Demarkations-, Konzessions-, Preisbindungs- und Verbundverträge.⁴³ Sie unterliegen indessen einer ständigen Mißbrauchsaufsicht. Die kartellbe-

³⁸ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 82a.

³⁹ Weigt spricht von einem „dualistischen Aufsichtssystem“; vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134n.

⁴⁰ Vielmehr hat die Tarifpreisgenehmigung in Anbetracht der „gesamten Kosten- und Erlöslage“ zu erfolgen. Nach dem Grundsatz der Kostenorientierung der BTO Elt sind keine Quersubventionierungen zwischen beiden Abnehmerbereichen zulässig.

⁴¹ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134m.

⁴² Es handelt sich um eine Freistellung von den §§ 1, 15 und 18 GWB.

⁴³ Zur horizontalen und vertikalen Abgrenzung der Versorgungsgebiete zwischen zwei Unternehmen werden Demarkationsverträge abgeschlossen; die Konzessionsverträge erlauben dem Versorger eine ausschließliche Versorgung eines Gebietes; Preisbindungsverträge normieren Preisbeziehungen; Verbundverträge erlauben unternehmerische Verbindungen; vgl. Aberle, G. (1992), S. 113. Insgesamt sind bei den Kartellbehörden 42000 Verträge zur Freistellung angemeldet worden. Dies betrifft vor allem Konzessionsverträge; vgl. Klaue, S. (1992), S. 2425 ff.

hördliche Mißbrauchsaufsicht ist das notwendige Korrektiv einer durch fehlenden Wettbewerb nicht wirksam kontrollierten Marktstellung.⁴⁴

Im Rahmen der 4. Kartellgesetznovelle ist die Freistellung zeitlich befristet worden. Obgleich das GWB nur die kartellrechtlich relevanten Teile eines Vertrages erfaßt, endet die Freistellung in jedem Falle nach 20 Jahren,⁴⁵ da ansonsten eine mit dem GWB unvereinbare faktische Bindung an den bisherigen Versorger vorliegen würde.⁴⁶ Die zeitliche Befristung solcher Verträge hat das Ziel, dem „Erfordernis einer möglichst hohen Anpassungsflexibilität der Versorgungswirtschaft Rechnung zu tragen und zu verhindern, daß das System der Gebietsmonopole zum Nachteil der Abnehmer erstarrt und nicht mehr flexibel genug ist, auf versorgungswirtschaftliche Erfordernisse zu reagieren“.⁴⁷ Die Intention des Gesetzgebers war es, die möglicherweise erstarrte Versorgungsstruktur zu lockern, um den Wettbewerb zum Vorteil der Verbraucher zu stärken.

Bezüglich eines potentiellen Versorgerwechsels kann nach Ansicht der Landeskartellbehörden eine Kaufpreisvereinbarung, die für die Gemeinden eintrittsverhindernd⁴⁸ ist, einen Preismißbrauch im Sinne des § 103a Abs. 1 GWB darstellen und somit die Nichtigkeit der Vereinbarung bedeuten.⁴⁹

Mit der 5. Kartellrechtsnovelle im Jahre 1990 sind die Regelungen über die Demarkationsverträge dahingehend geändert worden, daß sie gleichfalls enden, wenn sie einem Versorgerwechsel entgegenstehen. Außerdem kann die Mißbrauchsaufsicht nun im größerem Maße Durchleitungen über verschiedene Versorgungsgebiete hinweg erzwingen, um Wettbewerbsspielräume innerhalb von Versorgungsgebieten besser ausschöpfen zu können.⁵⁰

§ 103 GWB hat nach dem Willen des Gesetzgebers jedoch nur vorläufigen Charakter, bis ein neues Energiewirtschaftsgesetz in Kraft getreten ist.⁵¹ Im Zuge der

⁴⁴ Vgl. Klaue, S. (1992), S. 2426.

⁴⁵ Vgl. Fn. 5.

⁴⁶ Vgl. Urteil des LG München I vom 31.12.1989, Az.: 7 O 21.038/88 Kart.

⁴⁷ Bundestagsdrucksache 8/3690 vom 12.02.1980, S. 32.

⁴⁸ Falls eine Gemeinde aus wirtschaftlichen Gründen nicht in der Lage ist, ein Netz zu übernehmen, gilt dies als eintrittsverhindernd.

⁴⁹ AGE (1993), S. 5.

⁵⁰ Vgl. Schiffer, H.W. (1991), S. 195.

⁵¹ Vgl. Klaue, S. in: Immenga, U./Mestmäcker, E.-J. (1992), S. 2398.

Harmonisierung des Wettbewerbsrechts in der EU ist jedoch langfristig mit einem Wegfall der Normen des GWB zu rechnen.

1.4. Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten /

Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung

Die grundsätzliche Orientierung des Tarifpreises an den Kosten erfordert klare Richtlinien zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung. Die notwendige Konkretisierung hinsichtlich der Kosten im gesamten Bereich der öffentlichen Aufträge ist in den Vorschriften der „Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten“⁵² (LSP) zu finden. Die LSP basieren auf den sog. „Leitsätzen für die Preisermittlung auf Grund der Selbstkosten bei Leistungen für öffentliche Auftraggeber“ (LSÖ), die in den dreißiger Jahren erlassen wurden. Die LSP lösten am 01.01.1954 die bis dahin geltenden Vorschriften der LSÖ ab.⁵³

Da für die Energiewirtschaft und deren besondere Verhältnisse bestimmte Abweichungen notwendig sind,⁵⁴ existieren einige spezielle Arbeitsanleitungen „zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung in der Stromversorgung“.⁵⁵ Die Preisbehörden der Länder haben sich in der Arbeitsanleitung weitgehend an der LSP orientiert. Lediglich die Vorschriften für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Zinsen wurden nicht übernommen, da sie bei entsprechenden Stromtarifen zu Gesamtkosten weit über der Notwendigkeit der betrieblichen Substanzerhaltung geführt hätten.⁵⁶ Im Jahr 1986 und 1989 hat die LSP Änderungen hinsichtlich der kalkulatorischen Abschreibungen und

⁵² Ebisch, H./Gottschalk, J. (1987), LSP-Anlage zur VO PR Nr. 30/53.

⁵³ Zu den Unterschieden zwischen beiden Leitsätzen, vgl. Ebisch, H./Gottschalk, J. (1987), S. 212.

⁵⁴ Die Abweichungen resultieren u.a. aus den notwendigen langfristigen und kapitalintensiven Investitionen in dieser Branche; vgl. Weigt, N. (1984), S. III 134h.

⁵⁵ Eine bundeseinheitlich angewandte Arbeitsanleitung ist nicht vorhanden; im weiteren wird zunächst von der mehrheitlich angewandten Arbeitsanleitung ausgegangen, abgedruckt in: Obemolte, W./Danner, W. (1984), S. III 154b. Im späteren Verlauf der Arbeit werden zwei weitere Arbeitsanleitungen mit einbezogen; vgl. Kap. IV.2.

⁵⁶ Vgl. Ebisch, H./Gottschalk, J. (1987), S. 216.

der kalkulatorischen Zinsen erfahren,⁵⁷ die allerdings noch nicht in eine neue Arbeitsanleitung umgesetzt worden sind.⁵⁸

Die Vorschriften der Arbeitsanleitung haben Priorität gegenüber der LSP, die, soweit die Arbeitsanleitung keine abweichende Regelung vorsieht, subsidiär zur Anwendung kommt.⁵⁹ Die Arbeitsanleitung liefert eine standardisierte Vorgehensweise zur Darstellung der im Rahmen der Tarifpreisgenehmigung der Preisaufsichtsbehörde anzuzeigenden Kosten und Erlöse.⁶⁰

1.5. Konzessionsabgabenverordnungen

Die preisrechtliche Regelung der Konzessionsabgaben wurde in der Konzessionsabgabenanordnung (KAE) am 04.03.1941 vom Reichskommissar für die Preisbildung erlassen. Dies geschah mit der Intention, die Versorgungsunternehmen von betriebsfremden Aufgaben zu entlasten und eine fortschreitende Verbillichung von Elektrizität, Gas und Wasser einzuleiten.⁶¹ In der Verordnung ist die Zulässigkeit von Konzessionsabgaben näher geregelt. Zu der KAE wurden am 27.02.1943 eine Ausführungsanleitung (A/KAE) sowie Durchführungsbestimmungen (D/KAE) erlassen. Diese drei Regelungen galten bis 1992 als Bundesrecht fort.⁶² Ziel der Rechtsvorschriften war es, die Konzessionsabgaben vollständig zurückzudrängen. Neue Konzessionsabgaben durften nicht eingeführt werden, bestehende Abgaben waren schrittweise bis zur völligen Abschaffung der Konzessionsabgaben zu vermindern. Das Verbot der Neueinführung von Abgaben führte nach dem Kriege zu einer ungleichmäßigen Behandlung der Gemeinden, da nur solche eine Konzessionsabgabe erhielten, die vor dem Stichtag 04.03.1941 eine Abgabe vertraglich festgeschrieben hatten. Das Bundesverwal-

⁵⁷ Vgl. VO PR 1/89 sowie VO PR 1/86 zur Änderung der LSP.

⁵⁸ Gegenwärtig ist eine bundeseinheitliche Neufassung der Arbeitsanleitung in Vorbereitung und wird von den Preisaufsichtsbehörden der Länder diskutiert; die vorläufige Fassung wird unter Kap. IV.3. vorgestellt und analysiert.

⁵⁹ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1984), S. III 134h und Arbeitsanleitung, Abschnitt A. Allgemeines.

⁶⁰ Eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Arbeitsanleitungen findet in Kap. IV.2. statt.

⁶¹ Vgl. Herlitz, R. (1992), S. 77.

⁶² Vgl. Lenz, U. (1992), S. 253.

tungsgericht hob 1990 das Verbot der Neueinführung von Konzessionsabgaben auf.⁶³

Der in der gegenwärtigen Diskussion bei Netzübernahmen angeführte „Sachzeitwert“⁶⁴ erscheint in der D/KAE unter Ziff. 60 erstmals in diesem Zusammenhang. Ziff. 60 D/KAE in Verbindung mit § 6 KAE und § 13 A/KAE bestimmten, daß der Übergang von Versorgungsanlagen auf Kommunen nur gegen Zahlung eines Mindestpreises - dem Sachzeitwert - zulässig sei.⁶⁵

Am 01.01.1992 trat eine neue Konzessionsabgabenverordnung (KAV) in Kraft, die die Höhe der Konzessionsabgabe in Pfennig pro kWh - gestaffelt nach der Einwohnerzahl der betreffenden Gebietskörperschaft - genau regelt. Die Umstellung der Bemessungsgrundlage von einem relativen Anteil des Gewinns auf einen von der Gewinngröße unabhängigen Festbetrag erfolgte, um diesen Kostenbestandteil von der allgemeinen Preisentwicklung in diesem Bereich abzukoppeln.⁶⁶ Im Gegensatz zu der vorhergehenden Regelung gelten die Konzessionsabgaben nunmehr als Kostenbestandteil des Tarifpreises.⁶⁷

In der Konzessionsabgabenverordnung wird in § 3 KAV für den Übernahmepreis statt des Terminus des Sachzeitwertes der des „wirtschaftlich angemessenen Entgelts“⁶⁸ verwendet. Der Gesetzgeber stellt in seiner Begründung den Sachzeitwert zwar nicht generell in Frage, er versieht ihn jedoch mit einem Vorbehalt, falls kartellrechtliche oder preisrechtliche Entwicklungen dem Sachzeitwert als Übernahmepreis entgegenstehen.⁶⁹

⁶³ Vgl. Urteil vom BVerwG von 20.11.1990, BVerwGE 87, S. 136.

⁶⁴ Der erwähnte Sachzeitwert ist in der Verordnung jedoch weder definiert noch näher konkretisiert. Die Diskussion über die „richtige“ Definition dauert gegenwärtig an; vgl. Kap. V.2.1.

⁶⁵ Vgl. Ziff. 60 D/KAE; vgl. auch Herlitz, R. (1992), S. 77.

⁶⁶ Vgl. Bundesratsdrucksache 686/91, S. 11.

⁶⁷ Vgl. Lenz, U. (1992), S. 258. In diesem Zusammenhang muß darauf hingewiesen werden, daß die derzeit geltende Arbeitsanleitung die Konzessionsabgaben nicht als Kostenbestandteil anerkennt, sondern diese gesondert anzusetzen sind.

⁶⁸ § 3 Abs. 2 KAV.

⁶⁹ Vgl. Bundesratsdrucksache 686/91, S. 19.

1.6. Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifikunden

Die aus § 6 EnWG resultierende allgemeine Anschlußpflicht ist für beide Vertragsparteien in den „allgemeinen Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifikunden“ (AVBEItV) präzisiert. Diese Verordnung ist Bestandteil eines jeden Versorgungsvertrages.⁷⁰ In ihr sind Art und Umfang der Versorgung normiert; sie ist zugleich das Substitut zu den Vorschriften des AGB-Gesetzes.⁷¹ Im § 6 AVBEItV werden Haftungsverhältnisse, die durch Vermögensschäden infolge von Versorgungsstörungen hervorgerufen werden, geregelt, während in § 8 die Bedingungen der Grundstücksbenutzung erläutert sind. Die für die Herstellung von Hausanschlüssen requirierbaren Baukostenzuschüsse sowie die konkreten Zahlungsmodalitäten für die vom EVU erbrachten Leistungen sind ebenfalls in den allgemeinen Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifikunden systematisiert.

2. Strukturelle Merkmale der Elektrizitätswirtschaft

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland ist in drei Teilbereiche gegliedert. Der erste ist die öffentliche Elektrizitätsversorgung.⁷² Sie umfaßt die Unternehmen, die Dritte (Industrie, private Haushalte, Gewerbebetriebe und Landwirtschaft) mit elektrischer Energie versorgen. Als zweiter Teilbereich fungiert die industrielle Kraftwirtschaft, welche mit eigenen Kraftwerken den betrieblich benötigten Elektrizitätsbedarf produziert. Dieser Bereich ist nicht isoliert zu sehen, er kann sowohl Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, als auch Überschußkapazitäten in dieses einspeisen. Die Deutsche Bundesbahn wird als dritter Teilbereich der Elektrizitätswirtschaft betrachtet. Sie betreibt eigene Anlagen zur Elektrizitätserzeugung, um die notwendige Elektrizitätsversorgung der Schienennetze zu gewährleisten.⁷³

⁷⁰ Vgl. § 1 AVBEItV vom 21.06.1979, BGBl. I S. 684.

⁷¹ Vgl. §§ 3 ff AVBEItV.

⁷² Dies darf nicht als Kennzeichnung der Eigentumsverhältnisse mißverstanden werden.

⁷³ Vgl. Schiffer, H.-W. (1985), S. 79 f.

Im folgenden wird der Schwerpunkt der Betrachtung auf die öffentliche Elektrizitätsversorgung gelegt. Hierzu ist es notwendig, die Versorgung in zwei durch unterschiedliche Merkmale gekennzeichnete Bereiche zu differenzieren. So können Unternehmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Stromproduzenten und Verteilerunternehmen⁷⁴ unterschieden werden. In der Praxis ist vielfach ein Zusammenschluß oder ein Verbund zwischen beiden Sektoren feststellbar. Diese sog. Verbundunternehmen sind überregional, d.h. eine scharfe Abgrenzung ist bei ihnen nicht möglich. Im folgenden werden die Stromproduzenten (2.1.) und die Verteilerunternehmen (2.2.) dargestellt, bevor auf strukturelle Einzelheiten des Elektrizitätsaufkommens (2.3.) sowie des Verbrauchs (2.4.) eingegangen wird.

2.1. Stromproduzenten

Die Produktion elektrischer Energie entfällt auf einige wenige Stromproduzenten, da die Herstellung von Strom einen hohen technischen Aufwand erfordert. Durch die physikalische Eigenschaft der eingeschränkten Speicherfähigkeit von elektrischer Energie ist es notwendig, die Energieproduktion an die Inanspruchnahme anzupassen. Somit ist die Bereitstellung eines Grundlastbedarfsniveaus sowie die Deckung des darüber hinausgehenden Spitzenlastbedarfs erforderlich.⁷⁵ Der Grundlastbedarf wird durch die Großkraftwerke, der zu bestimmten Tageszeiten oder Jahreszeiten notwendige Spitzenlastbedarf mit zusätzlichen Kraftwerken gedeckt.⁷⁶

In der Bundesrepublik entfällt der größte Teil der Stromerzeugung auf neun Verbundunternehmen - ausnahmslos Großkonzerne in der Rechtsform von Aktiengesellschaften. Auf diese neun Verbundunternehmen⁷⁷ entfällt ein Anteil von rd. 80 % der gesamten nutzbaren Stromabgabe.⁷⁸ Die Verbundunternehmen

⁷⁴ Bei diesen Verteilerunternehmen ist vielfach eine konglomerate Unternehmensverbindung - sog. Querverbundunternehmen - festzustellen, d.h., sie betreiben auch Gas- und Wasserversorgungsanlagen, und auf regionaler Ebene ist z.T. ein Verbund mit dem öffentlichen Personennahverkehr vorzufinden.

⁷⁵ Unter Spitzenlast wird eine Leistung verstanden, die nur an wenigen Stunden eines Tages oder an einigen Tagen im Jahr nachgefragt wird.

⁷⁶ Vgl. Abbildung 1.

⁷⁷ Badenwerk AG, Bayernwerk AG, Berliner Kraft- und Licht AG (BEWAG), Energieversorgung Schwaben AG, Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW), Preußen-Elektra AG (PREAG), Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE), Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW) sowie seit 1990 Vereinigte Energiewerke AG (VEAG).

⁷⁸ Vgl. DVG (1993a), S. 24.

produzieren nicht ausschließlich Strom, sie betreiben vielfach auch selbst oder mit ihren Konzerntöchtern das Endkundengeschäft in Städten und Regionen.

Derzeit existieren in Westdeutschland rd. 900 Stromversorgungsunternehmen, von denen 658 in der VDEW-Statistik statistisch erfaßt⁷⁹ und 447 als Produzenten ausgewiesen sind.⁸⁰ Diese Statistik unterscheidet Unternehmen der öffentlichen Hand, gemischtwirtschaftliche und private Unternehmen.⁸¹ Die 264 Unternehmen der öffentlichen Hand produzieren 11 %, die 107 gemischtwirtschaftlichen Unternehmen 74 % und die 76 privaten Unternehmen 15 % der gesamten Brutto-Erzeugung elektrischer Energie.⁸² In den gemischtwirtschaftlichen Unternehmen ist der Kapitalanteil der Gebietskörperschaften zwar niedrig, jedoch sind ein Teil der Aktien Namensaktien mit 20-fachem Stimmrecht,⁸³ so daß oftmals eine öffentliche bzw. kommunale Stimmrechtsmehrheit anzutreffen ist.⁸⁴ Daher ist eine Abgrenzung nach Eigentumsverhältnissen nur eingeschränkt aussagefähig: Gemischtwirtschaftliche Unternehmen, deren Kapital mehrheitlich in privatem Besitz ist, werden dennoch über die Stimmrechtsmehrheit zumeist von der öffentlichen Hand kontrolliert.

2.2. Stromverteiler

Eine scharfe Abgrenzung zwischen Stromproduzenten und Stromverteilern ist nicht möglich, da beispielsweise viele vorrangig als Verteiler einzustufende Unternehmen kleinere Blockheizkraftwerke unterhalten. Die Verbundunternehmen betreiben auf untergeordneten Konzernebenen reine Verteilerunternehmen. Der Konzentrationsgrad zwischen Produzenten und Verteilerunternehmen ist je nach

⁷⁹ Vgl. VDEW (1992), S. 8. In der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft ist eine zunehmende Konzentration zu konstatieren. Existierten 1933 im Gebiet des Deutschen Reiches noch 16000 EVU, so waren 1955 nur noch 3000 EVU in Westdeutschland vorhanden; vgl. Monopolkommission (1976), S. 386.

⁸⁰ Die amtliche Elektrizitätsstatistik ist nicht nach den Unternehmensstrukturen differenziert; eine solche Untergliederung findet in der Statistik des VDEW statt.

⁸¹ Unternehmen der öffentlichen Hand sind gekennzeichnet durch eine Kapitalbeteiligung des Bundes, der Länder, Gemeindeverbände und Gemeinden von 95 % und mehr, die gemischtwirtschaftlichen Unternehmen durch weniger als 95 % öffentliches und unter 75 % privates Kapital, private Unternehmen durch private Kapitalanteile von 75 % und mehr.

⁸² Vgl. VDEW (1993a), S. 29.

⁸³ Im Falle des RWE hielten 1982/83 die Gebietskörperschaften bei einer Kapitalbeteiligung von 30,6 % einen Stimmrechtsanteil von 61,3 %.

⁸⁴ Vgl. Hennicke, P./Johnson, J. P./Kohler, S./Seifried, D. (1985), S. 187.

Bundesland sehr unterschiedlich.⁸⁵ Von 658 Unternehmen, die in der Statistik erfaßt sind, gelten 228 als reine Verteilerunternehmen.⁸⁶

Der interregionale Stromtransport wird praktisch ausschließlich von den Verbundunternehmen betrieben.⁸⁷ Seit 1960 wurde das 380 kV Höchstspannungsnetz erheblich ausgebaut, um eine Versorgung durch große Produktionseinheiten zu ermöglichen. Die mittlere Transportentfernung betrug 1972 ca. 270 km, im Jahr 1983 hingegen nur noch ca. 100 km. Das aufwendig und kapitalintensiv erstellte 380 kV Netz wird hauptsächlich auf einer Spannungsebene von 110 kV betrieben.⁸⁸ Ursache sind die im Verhältnis zur durchschnittlichen Nachfrage sehr hohen Kapazitäten, die im Mittel nur zur Hälfte ausgelastet sind.⁸⁹

Die Elektrizitätsverteilung im Niederspannungsbereich ist durch unterschiedlichen technischen Aufwand gekennzeichnet, wobei sich die Unterschiede aus den differierenden Verteilungsstrukturen ergeben. Ordnet man den Tarifkunden in den Bundesländern durchschnittliche Netzlängen zu, so sind zur Versorgung eines Tarifkunden in Bayern Niederspannungsleitungen von 31 Meter Länge, in Hessen von 22 Meter Länge und in Berlin von 7 Meter Länge notwendig.⁹⁰ Dadurch werden unterschiedliche Kostenstrukturen im Bereich der Endkundenverteilung verursacht. Die Kosten der Verteilung sind in den Stadtstaaten geringer als in den Flächenländern der Bundesrepublik. Wird die Abgabe an elektrischer Energie mit einbezogen, benötigt man in Bayern zur Verteilung von einer Gigawattstunde eine Leitungslänge von 7,5 km, in Hessen von 5,2 km und in Berlin eine Länge von 2,1 km.⁹¹

Wird die Fläche und die zugehörige Einwohnerzahl nach den Eigentumsverhältnissen differenziert, decken die gemischtwirtschaftlichen Unternehmen 79 % der gesamten Fläche der Bundesrepublik ab, 62,9 % der Gesamtbevölkerung fallen somit in den Versorgungsbereich dieser 107 Unternehmen. Die 417 Unternehmen

⁸⁵ Die in den Stadtstaaten tätigen Unternehmen sind sowohl Produzenten als auch Verteilerunternehmen, wie beispielsweise die Berliner Kraft- und Licht AG (BEWAG), die auf dem Berliner Markt als alleiniger Anbieter auftritt.

⁸⁶ Vgl. VDEW (1993a), S. 8.

⁸⁷ Vgl. Gröner, H. (1975), S. 55.

⁸⁸ Vgl. Hennicke, P./Johnson, J. P./Kohler, S./Seifried, D. (1985), S. 143 f.

⁸⁹ Vgl. Schacht, M. (1988), S. 90.

⁹⁰ Vgl. VDEW (1993a), S. 40.

⁹¹ Vgl. ebenda.

der öffentlichen Hand versorgen 15 % der Fläche und 32 % der Einwohner.⁹² Gliedert man die gesamte Abgabe elektrischer Energie ebenfalls nach den Eigentumsverhältnissen, so ergibt sich nahezu die gleiche Relation wie bei der versorgten Bevölkerung. Dieses Ungleichgewicht resultiert aus der vergleichsweise hohen Anzahl kommunaler Versorger in städtischen Ballungsräumen.

2.3. Aufkommen

Die inländische Bruttostromerzeugung belief sich im Jahre 1992 auf 537 Mrd. kWh; 86 % stammen aus den Kraftwerksanlagen öffentlicher Energieversorger.⁹³ Das restliche Aufkommen verteilte sich auf Anlagen der Industrie, des Bergbaus und der Deutschen Bahnen. Die Nettoerzeugung errechnet sich aus der Brutto-Erzeugung, abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs, der Netzverluste, des Pumpstromverbrauchs, der industriellen Erzeugung sowie des Exportsaldos.⁹⁴

Tabelle 1 zeigt die absoluten Stromerzeugungsdaten in Gigawattstunden und den auf Industrie, Bundesbahn und öffentliche Elektrizitätsproduktion entfallenden Anteil sowie die Veränderungen gegenüber dem jeweiligen Vorjahr in den Jahren 1972 bis 1991.

Die Stromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland ist in den letzten Jahren gestiegen. Die Veränderungen schwankten in den 80er Jahren stark, verringerten sich jedoch gegenüber den 70er Jahren. Die Produktion der Industrie ist in den letzten Jahren, bedingt durch den Rückgang des Verbrauchs, rückläufig.

⁹² Die fehlende Restfläche von 6 % entfällt auf die privaten Versorgungsunternehmen; vgl. VDEW (1993a), S. 29.

⁹³ Vgl. VDEW (1993a), S. 23 f.

⁹⁴ Vgl. BMWi (1993), S. 27.

Tabelle 1: Stromaufkommen, Veränderungen gegenüber dem Vorjahr sowie Erzeugeranteile in der BRD von 1972 bis 1991

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Elektrizitätserzeugung *	274768	298995	311710	319432	333651	335319	353360	372183	368770	368810
Veränderung geg. Vorjahr	5,8%	8,8%	4,3%	2,5%	4,5%	0,5%	5,4%	5,3%	-0,9%	0,0%
Öffentliche E-Werke	71,2%	73,0%	74,4%	74,8%	80,3%	80,3%	80,3%	80,2%	80,9%	81,8%
Industrie	26,7%	25,3%	23,9%	18,1%	18,1%	18,1%	18,1%	18,1%	17,4%	16,5%
Deutsche Bundesbahn	2,1%	1,7%	1,7%	7,0%	1,5%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Elektrizitätserzeugung *	366642	373813	394884	408705	408266	418262	431164	440893	449494	458681
Veränderung geg. Vorjahr	-0,6%	2,0%	5,6%	3,5%	-0,1%	2,4%	3,1%	2,3%	2,0%	2,0%
Öffentliche E-Werke	82,8%	83,3%	83,9%	84,8%	87,0%	86,4%	85,2%	85,8%	85,7%	86,1%
Industrie	15,6%	15,1%	14,6%	13,7%	13,6%	13,6%	13,4%	13,0%	13,1%	12,6%
Deutsche Bundesbahn	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,4%	1,2%	1,3%	1,3%

* in GWh

Quelle: Statistisches Bundesamt;⁹⁵ eigene Berechnungen.

Das deutsche Elektrizitätsaufkommen stammt zu 95 % aus inländischer Produktion. Der größte Teil des importierten Stroms kommt aus Frankreich, das ca. 40 % des ausländischen Bezuges liefert. Der Stromaußenhandel gewann in den letzten 10 Jahren zunehmend an Bedeutung.⁹⁶ Eine Analyse des Stromaustausches mit dem Ausland ist jedoch nur eingeschränkt möglich, da statistisch ausschließlich die direkt angrenzenden Länder erfaßt werden. Beispielsweise werden Importe aus Norwegen, die über Dänemark erfolgen, statistisch Dänemark zugerechnet.⁹⁷

Der relative Anteil der verschiedenen Energieträger an der Bruttostromerzeugung entfällt 1992 zu ca. 61 % auf fossile Brennstoffe. Der Anteil der Kernenergie belief sich 1992 auf ca. 34 % des Gesamtaufkommens; der aus Wasserkraftwerken stammende Anteil betrug ca. 4 %. Das Aufkommen aus regenerativen Energieträgern ist im Bereich der Stromversorgung unbedeutend.⁹⁸

Der durchschnittliche Brennstoffeinsatz je kWh der Nettoerzeugung in den alten Bundesländern hat sich innerhalb der letzten 40 Jahre nahezu halbiert, während sich der Primärenergieeinsatz in den ostdeutschen Ländern auf dem Stand der 60er Jahre der westdeutschen Länder befindet.⁹⁹ Das ostdeutsche Versorgungs-

⁹⁵ Vgl. Statistisches Bundesamt (1972), S. 230; vgl. Statistisches Bundesamt (1976), S. 268; vgl. Statistisches Bundesamt (1981), S. 204; vgl. Statistisches Bundesamt (1987), S. 210; vgl. Statistisches Bundesamt (1993), S. 254.

⁹⁶ Vgl. VDEW (1993a), S. 6 f.

⁹⁷ Vgl. BMWi (1994), S. 17.

⁹⁸ Vgl. BMWi (1994), S. 44.

⁹⁹ Vgl. VDEW (1993a), S. 38.

netz ist bislang noch nicht vollständig in das westeuropäische Verbundnetz integriert.¹⁰⁰

2.4. Verbrauch

Die Zuwachsraten des Elektrizitätsverbrauchs haben sich in den letzten Jahren deutlich gegenüber den Steigerungen in den vergangenen Jahrzehnten abgeschwächt. Waren in den fünfziger und sechziger Jahren Zuwächse von 7 bis 10 % keine Seltenheit, ist demgegenüber die Steigerung des Verbrauchs in den siebziger und achtziger Jahren von ca. 5 % auf ca. 2 % gesunken. Ausgeprägter ist das Absinken der jährlichen Zuwachsraten im industriellen Sektor: Hier sind in den letzten 20 Jahren vielfach sogar absolute Rückgänge des Verbrauchs aufgetreten.

Als Folge der unterschiedlichen Entwicklung in diesen Sektoren ist der Anteil des Industrieverbrauchs am Gesamtverbrauch relativ gesunken. Im Jahre 1984 hatte die Industrie einen Verbrauchsanteil von 50 %. Die privaten Haushalte konsumierten 26 % und der gewerbliche Verbrauch lag bei 24 % des gesamten Nettostromverbrauches der Bundesrepublik. Die größte Verbrauchergruppe innerhalb des industriellen Sektors ist die Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie. In diesem Bereich dominiert die Chemie-, Stahl-, und NE-Metallindustrie.¹⁰¹

Eine Prognose des Verbrauchs in den kommenden Jahren gestaltet sich schwierig, da der durchschnittliche Zuwachs höher war als der Anstieg des BSP. Der Energiekonsum hat jedoch in den letzten Jahren einen erheblichen Wertewandel erfahren, so daß es nicht möglich ist, die bisherigen Veränderungen als Trend fortzuschreiben. Die Versorgungsunternehmen erwarten derzeit sogar einen Rückgang des Verbrauchs.¹⁰²

Der gesamte Stromverbrauch kann nach spezifischen Kundengruppen differenziert werden. Tabelle 2 illustriert die absoluten Verbrauchsdaten der verschiedenen Verbrauchergruppen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung; der Anstieg im Jahr 1991 resultiert aus der Einbeziehung der neuen Bundesländer in die Stati-

¹⁰⁰ Vgl. BMWi (1994), S. 14.

¹⁰¹ Vgl. Schiffer, H.-W. (1985), S. 99.

¹⁰² Vgl. FAZ vom 02.03.1994, S. 16; vgl. auch FAZ vom 14.04.1994, S. 20.

stik. Die Zahlen des Industriesektors sind jedoch nur eingeschränkt aussagefähig, da sie die Übertragungen durch das Netz der öffentlichen Versorgung mit einschließen.¹⁰³

Tabelle 2: Netto-Stromverbrauch der öffentlichen Elektrizitätsversorgung nach Verbrauchergruppen und Gesamtverbrauch von 1980 bis 1992 (in GWh)

	1980	1985	1988	1989	1990	1991	1992
Industrie	138053	150944	160101	165806	169450	194126	192442
Verkehr	4399	4935	4857	5856	5926	9454	8879
Öffentliche Einrichtungen	24069	28301	31262	32058	32822	37237	37439
Landwirtschaft	7099	7580	7313	7219	7223	9312	8755
Haushalte	85551	97108	97697	97678	99586	122154	122804
Handel und Gewerbe	34162	40797	44850	46159	47833	56790	54622
Gesamtverbrauch	307856	346134	359935	371168	379299	450785	445732

Die Werte bis 1990 beinhalten das frühere Bundesgebiet; ab 1991 inklusive der neuen Bundesländer

Quelle: BMWi (1994), S. 42.¹⁰⁴

Tabelle 3 veranschaulicht den durchschnittlichen Pro-Kopf-Verbrauch der Tarifkunden in Westdeutschland. Offensichtlich ist ein nahezu gleichbleibender Verbrauch¹⁰⁵ im Haushaltssektor zu verzeichnen; im gewerblichen Sektor ist hingegen eine deutliche Zunahme des Verbrauchs feststellbar. Der landwirtschaftliche Sektor ist durch einen vergleichsweise hohen Durchschnittsverbrauch gekennzeichnet.

Tabelle 3: Durchschnittlicher Verbrauch je Tarifkunde und Jahr in Westdeutschland von 1985 bis 1992 (in kWh)

	1985	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Haushalte m. Speicherheizungen	3634	3690	3555	3518	3550	3697	3627
Haushalte o. Speicherheizungen	2886	2929	2884	2870	2903	2999	2977
Landwirtschaft	11136	11513	11136	11182	11340	11263	11267
Gewerbe und Sonstige	9695	9820	9802	9944	10129	10216	10508
Tarifkunden insgesamt	4398	4466	4334	4310	4357	4496	4422

Quelle: VDEW (1993a), S. 32.

Im Vergleich zu den OECD-Länder hat die Bundesrepublik in den Jahren 1988 bis 1991 ein unterdurchschnittliches Wachstum des Endenergieverbrauchs von 1,2 %

¹⁰³ Vgl. BMWi (1994), S. 42.

¹⁰⁴ Die Differenz zwischen der Summe der einzelnen Verbrauchergruppen und dem Gesamtverbrauch resultiert aus Netzverlusten und Nichterfaßtem. Eine weitere Differenzierung nach Sondervertragskunden und Tarifabnehmern sowie nach den einzelnen Bundesländern ist in der Elektrizitätsstatistik zu finden; vgl. BMWi (1994), S. 42.

¹⁰⁵ Bewegungen können die Folge von klimatischen Schwankungen sein, die sich auf den Energieverbrauch auswirken.

zu verzeichnen. In den USA und in Großbritannien waren im gleichen Zeitraum Steigerungen von 2,0 %, in Japan ein Anstieg von 5,5 % zu beobachten.¹⁰⁶ Dies kann als Indiz für ein vergleichsweise hohes Umweltbewußtsein in der Bundesrepublik gewertet werden. Ein Vergleich der internationalen Strompreise ist allerdings nur eingeschränkt aussagefähig, denn bei einer direkten Gegenüberstellung bleiben wichtige preisbestimmende Faktoren unberücksichtigt.¹⁰⁷

Die Elektrizitätsnachfrage unterliegt sowohl starken tages- als auch jahreszeitlichen Schwankungen. Die Versorgungsunternehmen waren in der Vergangenheit bemüht, die Lastverteilung innerhalb eines Tages anzugleichen. Mit einer flexibleren Tarifgestaltung sind die Abnehmer zur verstärkten Nachfrage in den Nachtzeiten angehalten worden.¹⁰⁸ Dies geschieht im wesentlichen durch Sondervereinbarungen mit Kunden, die ihre Raumheizungen und Warmwasserbereitungen mittels elektrischer Energie betreiben. Nachfolgende Abbildung 1 zeigt die Tageslastkurve am 15. Januar 1992. Dieser Werktag ist in der Elektrizitätsstatistik witterungsbedingt als der Tag mit der höchsten Nachfrage innerhalb des Jahres 1992 ausgewiesen.

Der unten abgebildete Lastverlauf ist annähernd repräsentativ für den regelmäßigen täglichen Lastgang. Die Belastung des Versorgungsnetzes steigt in den Morgenstunden an, erreicht gegen 12 Uhr ihren Höhepunkt und flacht in den Nachmittags- und Abendstunden wieder ab. Die Verbrauchswerte in den Zeiten der Spitzennachfrage erfordern zusätzliche Produktionskapazitäten und somit höhere Kosten. Um eine kostengünstige, gleichmäßige Produktionsstruktur zu erreichen, könnten durch eine bestimmte Konstruktion des Tarifsystems Anreize zu einem gleichmäßigeren Verbrauch gegeben werden.¹⁰⁹

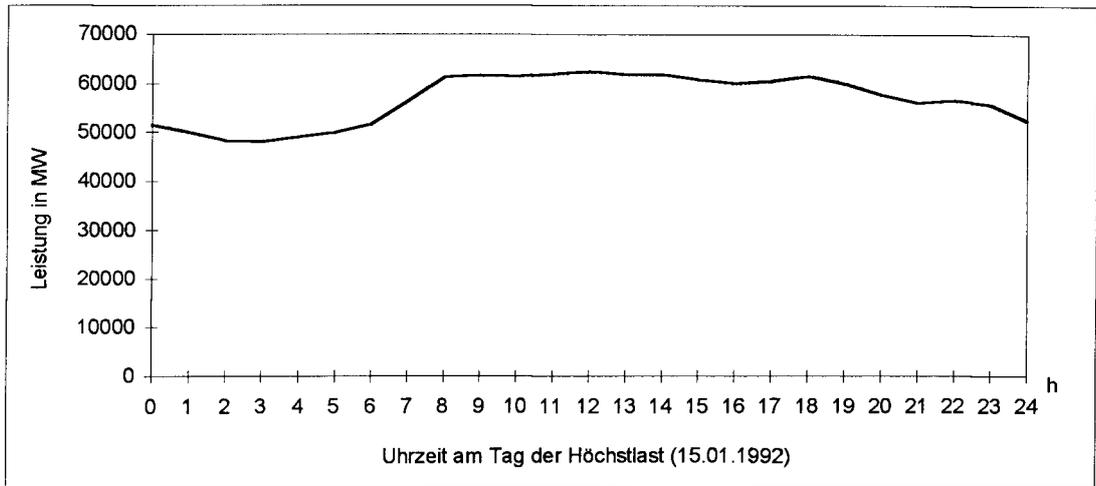
¹⁰⁶ Vgl. BMWi (1994), S. 6.

¹⁰⁷ Als Faktoren sind u.a. Unterschiede in der Erzeugungstechnologie, der Energie- bzw. Tarifpolitik, der jeweiligen Verbrauchs- und Tarifstruktur, den spezifischen Kaufkraftparitäten sowie den Strompreis tangierende Wechselkursschwankungen anzuführen; vgl. VDEW (1993b), S. 3 f.

¹⁰⁸ Vgl. VDEW (1993a), S. 11.

¹⁰⁹ Vgl. Kap. II.4.1.2.

Abbildung 1: Netzbelastung in den alten Bundesländern am Tag der Höchstlast (15. Januar 1992; ohne Pumpstrom)



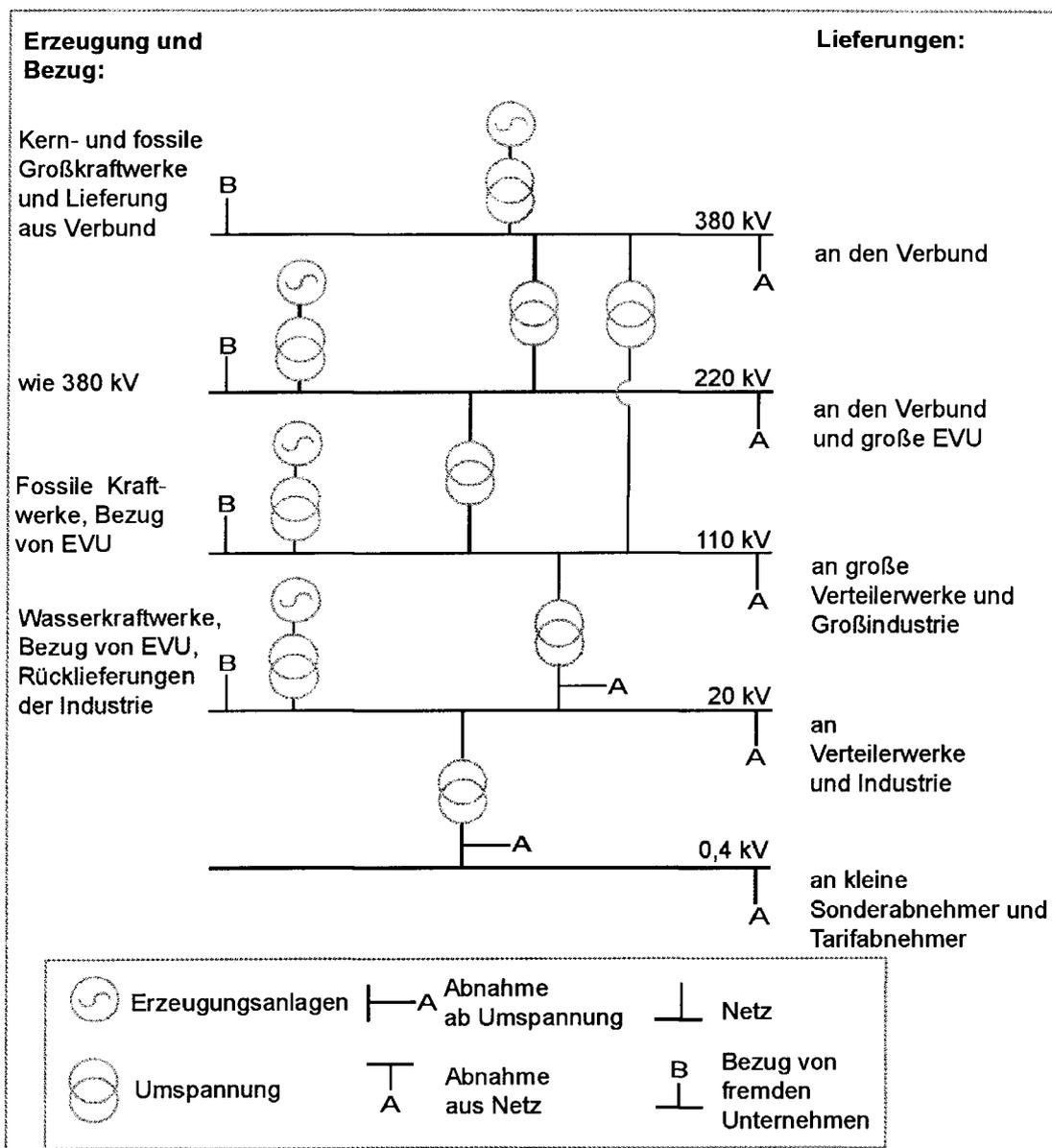
Quelle: BMWi (1994), S. 48 f.; eigene Berechnungen.¹¹⁰

3. Technische Struktur der Elektrizitätsversorgungsnetze

Unter den technischen Merkmalen wird im folgenden die Differenzierung des gesamten Netzes nach Spannungsebenen verstanden. Das Versorgungsnetz ist in eine Höchst- bzw. Hoch-, Mittel- sowie Niederspannungsebene unterteilt. Die in Abbildung 2 gegebene Übersicht stellt den technischen Zusammenhang zwischen den verschiedenen Spannungsebenen sowie den Einspeisungen und Abnahmen aus dem Netz der öffentlichen Versorgung dar.

¹¹⁰ Werden die Spitzenbelastungskurven der Netze der letzten Jahre verglichen, zeigt sich gegenwärtig eine deutlich gleichmäßigere Auslastung als in der Vergangenheit; vgl. VDEW (1993a), Abbildung 1.

Abbildung 2: Spannungsebenen und Produktionssystem der Elektrizitätswirtschaft in der BRD



Quelle: Mergenthaler, H. (1984), S. 31.

Das Leitungsnetz der Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik hatte 1992 eine Gesamtlänge von mehr als 1,48 Mio. Kilometern.¹¹¹ Diese Strecke besteht zu 67 % aus Erdkabelleitungen im Mittel- und Niederspannungsbereich.

Im folgenden werden die Besonderheiten des Hochspannungsnetzes (3.1.), Mittelspannungsnetzes (3.2.) und Niederspannungsnetzes (3.2.) kurz dargestellt

¹¹¹ Vgl. VDEW (1992), S. 2.

sowie deren Relevanz im Falle eines Netzübergangs zwischen zwei Versorgern erläutert.

3.1. Hochspannungsnetz

Der Transport elektrischer Energie vom Ort der Produktion über große Distanzen zu den regionalen und überregionalen Verteilungsunternehmen geschieht mittels Hoch- und Höchstspannungsnetzen.¹¹² Weite Entfernungen erfordern einen Transport über solche Netze aufgrund der physikalischen Eigenschaft der geringeren Verluste bei Höchst- bzw. Hochspannungsübertragungen. Diese Netze befinden sich i.d.R. im Besitz der großen Verbundunternehmen. Die Verbundunternehmen planen gemeinsam die Höchst- bzw. Hochspannungsverbundnetze und betreiben diese kooperativ.¹¹³ Im Hoch- und Höchstspannungsbereich dominieren aus technisch-wirtschaftlichen Gründen Freileitungen.¹¹⁴ Der Energietransport bei Höchst- bzw. Hochspannung reicht bis zu den sog. Umspannwerken, wo die Spannung auf die Mittelspannungsebene heruntertransformiert wird. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Netze nicht weiter berücksichtigt, da ein potentieller Verkauf nicht zur Diskussion steht.

3.2. Mittelspannungsnetz

Für den Transport der an Umspannwerken aus dem Hochspannungsnetz ankommenden Energie in die Nähe der Endkunden oder Großabnehmer wird ein Mittelspannungsnetz mit einer Spannungsebene von 20 kV benötigt. Über dieses Netz wird die elektrische Energie zu den örtlichen Transformatorenstationen¹¹⁵ befördert, wo sie nochmals heruntertransformiert wird, um die Endkunden zu beliefern. Gewerbliche Großkunden werden - je nach Bedarf - auch mit Elektrizität in Form von Mittelspannung versorgt. Die Mittelspannungsnetze bestehen aus Freileitungen oder Erdkabeln. Freileitungen sind hauptsächlich älterer Bauart; bei Neuverlegungen werden gegenwärtig fast ausschließlich Kabel verlegt. Die In-

¹¹² Unter Hochspannung wird die Spannung von 110.000 Volt (110kV), unter Höchstspannung werden die Spannungsebenen von 220.000 (220kV) und 380.000 Volt (380kV) verstanden.

¹¹³ Vgl. Mergenthaler, H. (1984), S. 31 f.

¹¹⁴ VDEW (1993a), S. 22.

¹¹⁵ Die Transformatorenstationen zur Umwandlung von Mittel- in Niederspannung sind je nach Leistung als Stationshäuser oder Maststationen realisiert.

vestitionskosten der Kabelverlegung sind wegen der notwendigen Erd- und Oberflächenarbeiten weitaus höher als die einer Freileitungsverlegung. Für die Ermittlung von Übergabepreisen für Ortsnetze sind die Mittelspannungsleitungen von Relevanz, da im Falle eines Netzübergangs die Neueinbindungen und Entflechtungen auf dieser Ebene durchzuführen sind. Um volkswirtschaftlich ineffiziente Doppelverlegungen von Leitungen zu vermeiden, ist hinsichtlich eines Netzübergangs die Frage der Durchleitungsrechte gleichfalls von Interesse.¹¹⁶

Gegenwärtig hat das Mittelspannungsnetz in der Bundesrepublik ein Gesamtlänge von 461.000 km; die Freileitungen im Mittelspannungsbereich belaufen sich auf ca. 42 %.¹¹⁷ Der gesamte Wiederbeschaffungswert des Mittelspannungsnetzes beträgt ca. 70 Mrd. DM.¹¹⁸

In der Bundesrepublik existierten 1992 insgesamt 539.231 Transformatoren.¹¹⁹ Diese Umspannanlagen mit einer Oberspannung¹²⁰ von 10 bis 20 kV kommen im Gebiet der Endverbraucher zum Einsatz. Legt man einen durchschnittlichen Wiederbeschaffungspreis von 20.000 DM pro Transformatorenstation zugrunde, ergibt sich ein Gesamtwert von 10,8 Mrd. DM.¹²¹

3.3. Niederspannungsnetz

Die Verteilung elektrischer Energie an Tarifkunden und gewerbliche Kleinabnehmer geschieht über das Niederspannungsnetz. Die Spannungshöhe beträgt 0,4 kV (380 V). Die Eigentümer dieser Netze sind zumeist die regionalen oder örtlichen Versorgungsunternehmen.

Das Niederspannungsnetz der Bundesrepublik Deutschland hatte 1992 eine Gesamtlänge von 904.150 km. Der Bestand an Freileitungen, der wie im Bereich der

¹¹⁶ Vgl. Kap. V.2.2.3.

¹¹⁷ Vgl. BMWi (1994), S. 58.

¹¹⁸ Dieser Wert ist unter Zugrundelegung eines Preises von 150,- DM pro Meter errechnet. In der Realität ist ein deutlich höherer Preis für Versorgungsleitungen, sofern es sich um ein Mittelspannungskabelnetz handelt, üblich. Der hier verwendete Preis gilt für ein Mittelspannungsfreileitungsnetz. Im Niederspannungsbereich wird für einen Meter Kabel mit einem kalkulatorischen Satz von 170,- DM als durchschnittlichem Wiederbeschaffungswert gerechnet.

¹¹⁹ Vgl. VDEW (1993a), S. 39.

¹²⁰ Die Primärspannung - höhere Spannung - wird Oberspannung genannt.

¹²¹ Ein Transformator kostet je nach Leistung zwischen 5.000 und 30.000 DM. Kosten für die Montage und die Stationshäuser kommen hinzu.

Mittelspannung stetig abnimmt, beläuft sich auf 251.900 km. Dies entspricht einem prozentualen Anteil von 28 % am gesamten Niederspannungsnetz.¹²²

Wird - wie im Falle der Mittelspannung - ein durchschnittlicher Wiederbeschaffungspreis von 150,- DM je Meter¹²³ zugrunde gelegt, ergibt sich daraus ein Wert von zusammen ca. 135 Mrd. DM. Dem Niederspannungsnetz sind die Zähl- und Meßeinrichtungen zuzurechnen, da im Falle von Veräußerungen diese Anlagen mit in das zu übertragende Mengengerüst einbezogen werden. Die Zahl der Haushaltsanschlüsse betrug 1992 im Westen der Bundesrepublik insgesamt 28,9 Mio.¹²⁴ Wird eine vorsichtige Preisschätzung von 350,- DM¹²⁵ pro Zählrichtungen angenommen, resultiert ein Wiederbeschaffungswert von ca. 10 Mrd. DM.

Diese Überschlagsrechnungen zeigen, welche Kostendimensionen sich bei einem Wechsel der Versorger ergeben können. Steht lediglich ein kleiner Teil des öffentlichen Netzes zur Disposition, können Kaufpreissummen in Höhe von mehreren Milliarden DM entstehen. Sicherlich stehen nur die Partikularnetze der auslaufenden Konzessionsverträge zum Verkauf an; gerade auf kommunaler Seite werden jedoch - nicht zuletzt wegen des vermeintlich hoch rentablen Elektrizitätsversorgungsbereichs - aktuelle Überlegungen zur Netzübernahme durchgeführt.¹²⁶

4. Tarifsystematik

Der Elektrizitätsmarkt ist zum einen regional abgegrenzt und zum anderen hinsichtlich der Preisgestaltung im Abnehmerbereich differenziert. Zunächst wird der Komplex der Tarifabnehmer (4.1.) diskutiert, danach werden die wesentlichen Unterschiede zum Sondervertragskundenbereich (4.2.) aufgezeigt. Die kostenorientierten Tarife können sich einerseits nach den Durchschnittskosten, anderer-

¹²² Vgl. BMWi (1994), S. 58.

¹²³ Der Preis von 150,- DM ist aus Vorsichtsüberlegungen heraus sehr niedrig bemessen; vgl. Fn. 118.

¹²⁴ Vgl. VDEW (1993a), S. 12.

¹²⁵ Die Preise der Zähl- und Meßeinrichtungen differieren je nach Anschlußart zwischen 100,- DM für einfache Wechselstromzähler und 1.000,- DM für Doppeltarifzähler. Diese Werte stellen ausschließlich Materialpreise dar. Die Montagekosten variieren sehr stark, so daß auf eine Überschlagsermittlung verzichtet wurde.

¹²⁶ Dies zeigt die „Material-Sammlung“ vom Januar 1993 zu dem Thema „Netzübernahmen“ des VKU, in der der kommunalen Seite eine Netzübernahme nahegelegt wird, vgl. VKU (1993), S. 2.

seits nach den Grenzkosten orientieren.¹²⁷ Auf eine Wiedergabe der theoretischen Preisbildungskonzeptionen nach Grenz- und/oder Durchschnittskosten auf diesen Märkten wird verzichtet.¹²⁸

4.1. Allgemeine Tarife

Grundsätzlich ist der Tarif - wie oben erwähnt - nach Maßgabe der Kosten zu bilden. Aus Praktikabilitätsgründen setzt sich der Tarif aus unterschiedlichen Preiselementen zusammen, die nachfolgend dargestellt werden. Vor der Änderung der BTO Elt im Jahre 1990 existierten verschiedene Tarife mit unterschiedlich bemessenen Preiselementen. Die Tarifstruktur wurde wesentlich umgestellt: Der „neue“ Tarif ist auf die hinzugefügten Ziele, die sparsame und rationelle Verwendung von Elektrizität sowie die Ressourcenschonung und eine möglichst geringe Umweltbelastung abgestellt.¹²⁹ Ein einheitlicher Pflichttarif wurde geschaffen, der die aus § 1 BTO Elt abgeleitete Kostenorientierung stärker betonen soll.

Zunächst wird die Systematik der Tarife vor der Reform dargestellt (4.1.1.), die wesentlichen Kritikpunkte werden diskutiert; im weiteren wird das gegenwärtig geltende Tarifsystem beschrieben (4.1.2.).

4.1.1. Tarifstruktur vor der Änderung 1990

Das aus der BTO Elt a.F. abgeleitete Tarifsystem verpflichtete die EVU, ihren Kunden mindestens zwei Grundpreistarife, einen Kleinverbrauchstarif sowie einen Schwachlasttarif anzubieten. Darüber hinaus durften individuelle Tarife mit Son-

¹²⁷ Die Tarifbildung in der Bundesrepublik Deutschland erfolgt nach dem - bereits erwähnten - zweigliedrigen Tarif, einem Mischsystem zwischen Grenz- und Durchschnittskostenorientierung. Unter volkswirtschaftlichen Lenkungs- oder Allokationsgesichtspunkten wäre eine ausschließliche Grenzkostenorientierung vorteilhafter. Das Mischsystem besteht jedoch aufgrund der Versorgungssicherheit, da durch eine vollständige Grenzkostenorientierung das langfristige Bestehen der Versorgungsunternehmen gefährdet wäre, wenn die langfristigen durchschnittlichen betrieblichen Ist-Kosten über den Grenzkosten liegen würden. Vice versa würden die Unternehmen allokativ ineffiziente „super normal profits“ erhalten; vgl. Hoven, I./Schulz, W. (1988), S. 221.

¹²⁸ Eine Elektrizitätswirtschaftlich bezogene Erläuterung der theoretischen Preisbildungskonzeptionen nach der Grenzkostenorientierung geben *Hoven/Schulz*; vgl. Hoven, I./Schulz, W. (1988), S. 221 ff. Eine Darstellung der Spitzenlastpreis-Problematik ist bei *Wenders* zu finden; vgl. *Wenders*, J.T. (1982), S. 91 ff.

¹²⁹ Vgl. *Zimmermann*, G. (1990), S. 34.

derabnehmern vereinbart werden. Die Tarifikunden waren im preisgünstigsten Tarif einzustufen, diese sogenannte „Bestabrechnung“ war in § 2 Abs. 5 BTO EIt verankert.¹³⁰

Die Grundpreistarife bestanden aus zwei Elementen - einem Grund- und einem Arbeitspreis. Der Grundpreis setzte sich aus dem Bereitstellungspreis und dem Verrechnungspreis zusammen. Ersterer war das Entgelt für die Bereitstellung des Netzanschlusses; in den Verrechnungspreis flossen die Kosten der Zähl- und Meßeinrichtungen, des Inkassos und der Verrechnung ein.¹³¹

Die Bereitstellung des Netzanschlusses für die drei verschiedenen Bedarfsarten - Haushalts-, landwirtschaftlicher- und gewerblicher Bedarf - hatte jeweils unterschiedliche Bemessungsgrundlagen. Für den Haushaltsbedarf wurde die Anzahl der genutzten Räume zugrunde gelegt. Die landwirtschaftliche Nutzfläche galt als Grundlage des landwirtschaftlichen Bedarfs, und die Anschlußwerte der eingesetzten elektrischen Gerätschaften waren die Bemessungsgrundlage des gewerblichen Bedarfs.¹³² Die Tarifbildung des Bereitstellungspreises nach den Bemessungsgrundlagen der drei Bedarfsarten war aufgrund der nicht vorhandenen Kostenorientierung umstritten und für Kunden nicht nachvollziehbar.¹³³ Kunden des Haushaltsbedarfs wurden im Grundpreis II eingestuft, der einen vergleichsweise hohen Grundpreis und einen niedrigen Arbeitspreis vorsieht. Die Grundpreistarife waren so angelegt, daß oberhalb einer bestimmten Verbrauchsmenge der Grundpreistarif II für den Verbraucher - von der durchschnittlichen Kostenhöhe her - günstiger war.

Außerdem existierte eine lineare Komponente, so daß der Durchschnittspreis des Verbrauchers oberhalb einer bestimmten Verbrauchsmenge nicht mehr sinken durfte, sondern sich asymptotisch an einen Minimumpreis annähern mußte.¹³⁴ Ein Kritikpunkt an den Grundpreisen war deren Entscheidungsirrelevanz für den individuellen Verbrauch, wodurch sie die Charakteristik einer Kopfsteuer besaßen.¹³⁵

¹³⁰ Vgl. Schiffer, H.-W. (1985), S. 118.

¹³¹ Vgl. § 4 BTO EIt a.F.

¹³² Vgl. § 2 BTO EIt a.F.

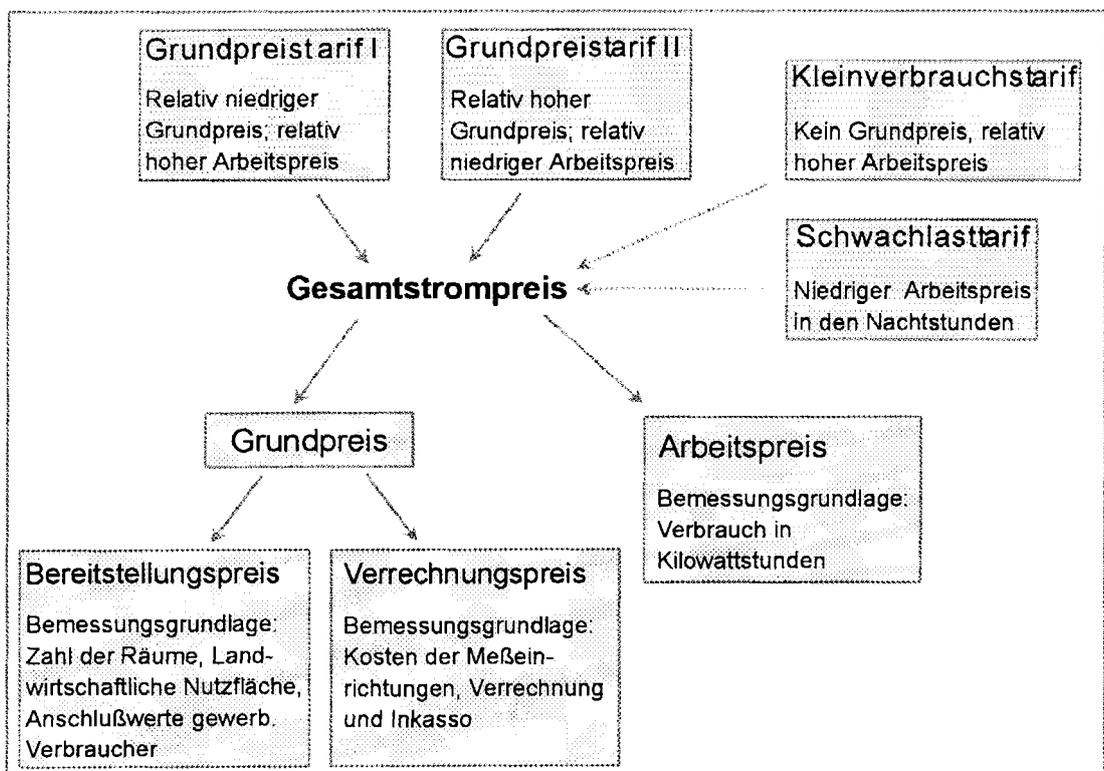
¹³³ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 70 ff.

¹³⁴ Vgl. Schiffer, H.-W. (1985), S. 119.

¹³⁵ Vgl. Zimmermann, G. (1990), S. 34.

Der Grundpreis sollte die fixen Kosten der Netzinfra- und Kraftwerksstruktur sichern, während der Arbeitspreis die variablen Kosten der Elektrizitätserzeugung decken sollte. Die Gesamtkosten des Elektrizitätssektors setzten sich zu 70 % aus fixen Kosten und zu 30 % aus variablen Kosten zusammen.¹³⁶ Eine Übertragung dieser Kostenstruktur auf die allgemeinen Tarife war nicht möglich, da dann eine starke Verbrauchsabhängigkeit der Stromkosten nicht existieren würde. Die gesamte Abdeckung der Fixkosten durch einen Sockelbetrag im jeweiligen Tarif hätte zur Folge, daß aus einem steigenden Elektrizitätsverbrauch sinkende Durchschnittskosten pro kWh für den Verbraucher resultierten. Abbildung 3 gibt einen Überblick zu den verschiedenen Tarifpreisen sowie deren Bemessungsgrundlagen.

Abbildung 3: Tarifstruktur der allgemeinen Elektrizitätstarife vor Novellierung der BTO EIt 1990



Graphische Darstellung der §§ 2 - 9 BTO EIt a.F.

Die degressive Tarifstruktur wurde massiv kritisiert. Es wurde die Ansicht vertreten, daß die degressiven Tarife zu einem höheren Verbrauch „ver“führen.¹³⁷ Im

¹³⁶ Vgl. Zimmermann, G. (1990), S. 33.

¹³⁷ Ebenda.

Bereich der Tarifabnehmer mit vergleichsweise hohen Abnahmemengen führte diese Struktur zur rechnerischen Verbilligung der durchschnittlichen Tarifpreise. Berücksichtigt man, daß industriellen Großabnehmern deutlich günstigere Konditionen des Abnahmepreises eingeräumt wurden, führte diese Differenzierung zu einer mit dem „neuen“ Ziel der sparsamen Verwendung nicht in Einklang zu bringenden Verbrauchsförderung. Zudem wurde der Tarif nach den Verwendungsorten elektrischer Energie differenziert; Kunden, die Strom zu vergleichsweise ineffizienten Wärmeszwecken nutzen, wurden damit durch niedrigere Tarifpreise begünstigt.¹³⁸

Kunden mit Wärmespeicheranlagen wurde zur zeitlichen Nivellierung des Lastgangs ein Schwachlasttarif angeboten. Dieser galt i.d.R. zwischen 22 Uhr und 6 Uhr. Es ist fraglich, ob dieser Tarif Anreize zur Verbrauchsminderung und Umweltschonung setzt. Sinnvoller ist eine Verschiebung von Überschüssen in geringen Lastzeiten durch den verstärkten Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken auf die Zeit höherer Lastgänge. Dies würde gleichzeitig zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen und damit zur umweltschonenderen Ressourcenverwendung beitragen.

Zu den Tarifkosten des Verbrauchers sind die Mehrwertsteuer und eine 7,5 %ige Ausgleichsabgabe zu addieren. Diese Abgabe ist im Rahmen des sog. „Jahrhundertvertrages zur Verstromung der deutschen Steinkohle“ dem Abnehmer auferlegt worden. Die Zahlungen fließen in den „Ausgleichsfonds zur Sicherung des Steinkohleneinsatzes“.¹³⁹

4.1.2. Gegenwärtige Tarifstruktur

Mit der BTO-ElE-Reform im Jahr 1990 hat sich die Tarifstruktur grundlegend geändert. Das Primärziel der Reform war eine stärkere Verankerung der Verbrauchsabhängigkeit im Tarif, um dem Verbraucher finanzielle Anreize zum sparsamen Umgang mit elektrischer Energie zu bieten.

Wie in der vorangegangenen Tarifstruktur können die EVU die Tarifpreise nach Bedarfsarten differenzieren, sofern die einzelnen Kundengruppen unterschiedli-

¹³⁸ Vgl. Henricke, P./Johnson, J. P./Kohler, S./Seifried, D. (1985), S. 214 f.

¹³⁹ Rechtsgrundlage ist das „Dritte Verstromungsgesetz“ i.d.F. vom 19.04.1990, BGBl. I S. 917.

che Kosten verursachen. Die Preise sind jedoch nach den gleichen, nachfolgend beschriebenen Grundsätzen zu ermitteln.¹⁴⁰

Die Versorgungsunternehmen werden verpflichtet, grundsätzlich einen leistungsbezogenen Tarif mit Arbeits- und Leistungspreislelementen anzubieten, wobei der Leistungspreis durch Messung der in Anspruch genommenen Leistung oder in Abhängigkeit von der Höhe des Stromverbrauches zu ermitteln ist.¹⁴¹ Durch die Neuregelung des Tarifsystems entfallen die Bemessungsgrundlagen „Größe des Wohnraums“, „Hektarzahl“ oder „Anschlußwerte“, die für die Kunden kaum nachvollziehbar waren.¹⁴² Der Leistungspreis kann in einen verbrauchsabhängigen variablen und in einen festen Bestandteil getrennt werden. Der feste Bestandteil darf nur mit Kosten begründet werden, die bei langfristiger Betrachtung verbrauchsunabhängig sind.¹⁴³ Die variable Komponente des Leistungspreises ist, sofern kein unverhältnismäßig hoher Aufwand dem entgegensteht, durch Messung zu ermitteln. Die in Anspruch genommene Leistung eines Abrechnungsjahres bestimmt sich nach dem höchsten Verbrauch des Kunden während einer Zeitspanne, die im Tarif festzulegen ist.¹⁴⁴ Dies geschieht beispielsweise durch Anwendung des sog. 96-Stunden-Tarifs.¹⁴⁵ Die Meßperiode beträgt 4 Tage (96 Stunden). Innerhalb dieses Zeitraums werden die bezogenen Kilowattstunden vom Zähler im Stundentakt fortschreitend gemessen, wobei der Leistungsmittelwert durch Gleichsetzung mit der Menge der elektrischen Arbeit in diesem Zeitraum festgestellt wird.¹⁴⁶ Der höchste Leistungsmittelwert im Abrechnungszeitraum wird der Berechnung des Leistungspreises zugrunde gelegt.¹⁴⁷

Andere Periodenlängen können ebenfalls zur Bestimmung des variablen Leistungspreises herangezogen werden. Für Großabnehmer ist beispielsweise eine viertelstündige Meßperiode vorgesehen. Wenn der Leistungspreis aufgrund eines

¹⁴⁰ Vgl. § 2 BTO Eit.

¹⁴¹ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 70.

¹⁴² Vgl. Zimmermann, G. (1990), S. 35.

¹⁴³ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 71.

¹⁴⁴ Vgl. § 5 Abs. 2 BTO Eit.

¹⁴⁵ Ursprünglich wurde in Feldversuchen die Messung mit einer 100-stündigen Meßperiode erprobt. Im Falle einer solchen Periodenlänge verschiebt sich alle 4 Tage der Beginn der darauffolgenden Periode um 4 Stunden, was Verzerrungen zur Folge hatte; vgl. Zimmermann, G. (1990), S. 34 f.

¹⁴⁶ Vgl. Zimmermann, G. (1990), S. 43.

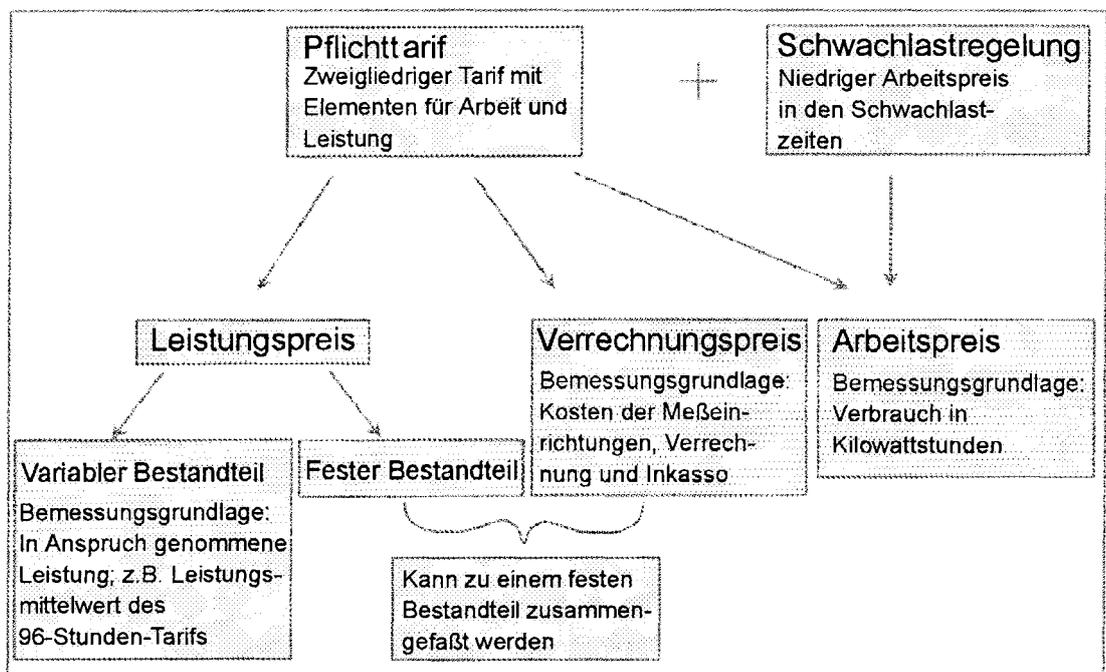
¹⁴⁷ Vgl. VDEW (1993c), S. 5.

unvertretbar hohen technischen Aufwandes nicht durch Messungen ermittelt werden kann, ist er wie bisher nach Durchschnittswerten oder nach Mengenzonen aus dem Jahresverbrauch zu berechnen.¹⁴⁸

Der Pflichttarif besteht, neben dem Leistungspreis, aus einem Arbeitspreis für jede in Anspruch genommene Kilowattstunde und aus dem Verrechnungspreis zur Abdeckung der Kosten der Verrechnung, des Inkassos sowie der Meß- und Zählleinrichtungen.

Abbildung 4 verdeutlicht die derzeit geltende Tarifstruktur.

Abbildung 4: Tarifstruktur der allgemeinen Elektrizitätstarife



Graphische Darstellung der §§ 2 - 9 BTO Eit.

Nach § 4 BTO Eit können, wenn die Lastverhältnisse des EVU dies rechtfertigen, einzelne Preisbestandteile mit einer zeitlichen Staffelung (Zeitzonung) angeboten werden, um eine Nivellierung des Lastverlaufes zu erreichen.¹⁴⁹ Der Schwachlasttarif wurde zugunsten einer Schwachlastregelung aufgehoben. Diese Regelung bezieht sich ausschließlich auf eine Verminderung des Arbeitspreises, wodurch in Zeiten schwacher Leistungsanspruchnahme ebenfalls Anreize zur Nivellierung des Verbrauchs erbracht werden sollen.¹⁵⁰ Die EVU sind zum Angebot einer sol-

¹⁴⁸ Vgl. § 6 BTO Eit.

¹⁴⁹ Vgl. § 4 Abs. 1 Satz 2 BTO Eit.

¹⁵⁰ Vgl. § 9 BTO Eit.

chen Regelung nicht verpflichtet, sofern mit einer Zeitzonung des Tarifes ein gleichwertiges Ergebnis erzielt werden kann.

Neben dem Pflichttarif dürfen - wie im vorhergehenden Tarifsysteem - von den EVU Wahltarife angeboten werden, um eine Erprobung neuer Tarifmodelle zu ermöglichen.¹⁵¹

4.2. Sondervertragskunden

Die erläuterten und diskutierten Tarife finden lediglich im Tarifabnehmerbereich Anwendung; im Rahmen der Sondervertragskunden gelten andere Preisstrukturen. Die Tarife können individuell ausgehandelt werden. Diese individuellen Sondervereinbarungen werden i.d.R. nur ausgehandelt, wenn ein industrieller Großkunde sich nicht in einer Abhängigkeitsposition gegenüber dem EVU befindet, d.h. eine Eigenproduktionsanlage besitzt und diese gegebenenfalls erweitern kann. Falls dies nicht der Fall ist, werden genormte Sonderverträge (Sonderabnehmertarife) abgeschlossen.¹⁵² Preiserhöhungen im Bereich der Sonderabnehmer sind im Gegensatz zu den Tarifkunden nicht genehmigungspflichtig, sie unterliegen ausschließlich der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht.¹⁵³

Die Preisaufsichtsbehörde wirkt jedoch auch indirekt auf die Sondervertragskundertarife ein, da sie die allgemeinen Tarife in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage zu genehmigen hat. „Werden dabei Unter- bzw. Überdeckungen im Bereich der Sondervertragskunden festgestellt, so muß dies entweder zu entsprechenden Restriktionen (Versagung bzw. Einschränkung) oder (und) zur Einschaltung der Kartellbehörde führen.“¹⁵⁴ Die Erlöse aus dem Sondervertragskundenbereich dürfen demnach nicht zur Querverrechnung der den Tarifkunden zuzuordnenden Kosten herangezogen werden.¹⁵⁵

Es ergibt sich dennoch eine Preisdifferenzierung, beispielsweise zwischen den gewerblichen Abnehmern des Mittelstandes und den industriellen Großkunden,

¹⁵¹ Vgl. Weigt, N. in: Obernolte, W./Danner, W. (1989), S. III 71.

¹⁵² Vgl. Gröner, H. (1975), S. 373.

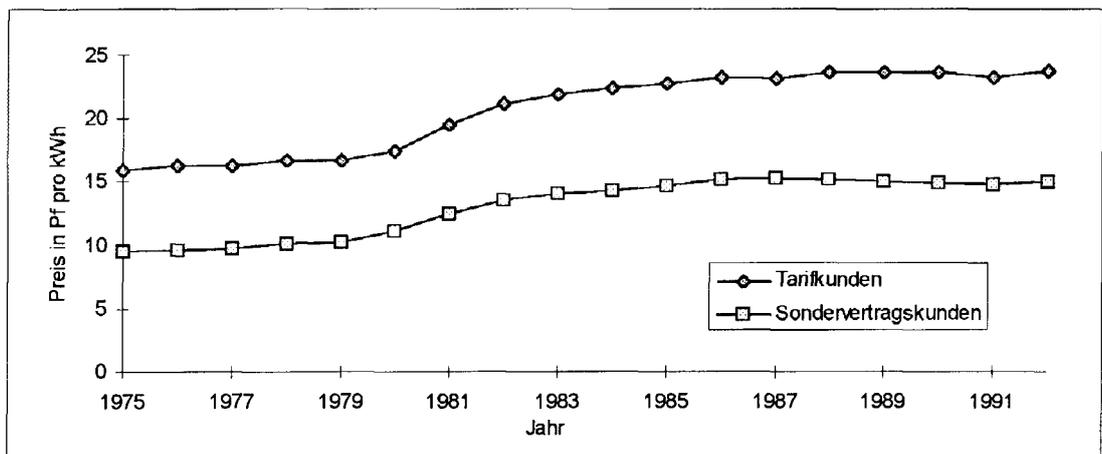
¹⁵³ Vgl. Schiffer, H.-W. (1984), S. 117; vgl. hierzu auch die Analyse von Salje zum „Preismißbrauch durch EVU“; Salje, P. (1978).

¹⁵⁴ Jüngst, R. (1990), S. 153.

¹⁵⁵ Vgl. Kap. II.1.2.

die durch ein besonders hohes preisliches Mißverhältnis gekennzeichnet sein kann; so sind die Tarifpreise der gewerblichen Abnehmer pro abgegebener kWh z.T. um das Sechsfache höher als die industrieller Großkunden.¹⁵⁶ Der Durchschnittserlös aus dem Stromverkauf nach Sonderverträgen lag 1992 um 8,8 Pf pro kWh niedriger als derjenige des Tarifkundenbereichs.¹⁵⁷ Begründet wird die Differenz mit einem unterschiedlichen Kostenaufwand in der Verteilungsstruktur, da industrielle Großabnehmer ihren Strombezug zumeist mittelspannungs- oder hochspannungsseitig erhalten. Ein weiteres Argument ist die vergleichsweise hohe Ausnutzungsdauer der Großkunden, da mit zunehmender Ausnutzungsdauer der Anteil der aus kostengünstigeren Grundlastenergien erzeugten Elektrizität wächst.¹⁵⁸ Die folgende Abbildung 5 zeigt die Preisspanne die in den letzten 17 Jahren zwischen diesen Abnehmerbereichen bestand.

Abbildung 5: Durchschnittspreise der öffentlichen Versorgung in Pf pro kWh in den Jahren 1975 bis 1992



Quelle: ARE (1994), S. 52 f.; eigene Berechnungen.

Die grundsätzliche Tarifgestaltung erfolgt - weitgehend einheitlich in der Bundesrepublik - nach dem zweigliedrigen Prinzip, es besteht eine Leistungspreisregelung mit zwei nach Tag und Nacht differenzierten Arbeitspreisen.¹⁵⁹ Der Leistungspreis bestimmt sich aufgrund des kontinuierlicheren Verbrauchs aus einer viertelstündigen Meßperiode.¹⁶⁰

¹⁵⁶ Vgl. Gröner, H. (1975), S. 21.

¹⁵⁷ Vgl. ARE (1994), S. 52 f. Der Durchschnittserlös des Sonderkundenbereichs betrug 1992 somit lediglich 63 % des Erlöses aus dem Tarifkundenbereich.

¹⁵⁸ BMWi (1994), S. 19.

¹⁵⁹ Vgl. VDEW (1993c), S. 8.

¹⁶⁰ Vgl. zur Leistungspreisbestimmung, Kap. II.4.1.2.

Außerdem sind Rabattvereinbarungen zwischen den EVU und ihren Großabnehmern möglich, die nochmals in vielschichtiger Weise differenziert werden können. Im weiteren Fortgang dieser Arbeit wird der Betrachtungsschwerpunkt auf den Bereich der allgemeinen Tarifkunden gelegt, da nur dieser hinreichend objektiviert werden kann.

III. Interessenstruktur der beteiligten Akteure

Die in Kap. II. dargestellten Grundlagen zeigen die besonderen Eigenschaften der Elektrizitätswirtschaft auf. Gleichsam ist - neben der Untersuchung der normativen, technischen, strukturellen und monetären Strukturen - eine polit-ökonomische Analyse der Elektrizitätswirtschaft erforderlich, da Entscheidungen, die die Interessensphäre der beteiligten Akteure betreffen, durch bestimmte Gruppenstrukturen beeinflusst werden können. Die demarkations- bzw. konzessionsvertraglich abgegrenzten Gebietsmonopole könnten daher auch ein Bestimmungsgrund für die in der Elektrizitätswirtschaft ausgeprägte Interessenvertreterstruktur sein.¹⁶¹

Jeder Akteur der Elektrizitätswirtschaft kann Versuche unternehmen, einzeln oder durch Interessenvertretungen, Einfluß auf die Ausgestaltung oder die Auslegung des staatlichen Ordnungsrahmens auszuüben. Bei diesem, in der Theorie des „rent seeking“ analysierten Phänomen versucht jedes beteiligte Wirtschaftssubjekt, seine ökonomische Rente zu erhöhen.¹⁶² Sowohl Lobbyisten als auch staatliche Entscheidungsträger können durch ihren Informationsvorsprung den eigenen Nutzen maximieren.¹⁶³ Alle beteiligten Akteure werden demnach grundsätzlich bestrebt sein, eventuell bestehende Regulierungsspielräume auszuschöpfen.

Um sich Renten aus den öffentlichen Unternehmen anzueignen, streben die Interessengruppen bzw. Entscheidungsträger nach wettbewerblichen Ausnahmeregelungen; dies kann als Bestimmungsgrund für die in der Bundesrepublik Deutschland charakteristische öffentlich-rechtliche bzw. gemischtwirtschaftliche Eigentumsstruktur interpretiert werden.¹⁶⁴

Eine mögliche Verbindung zwischen den Unternehmen der öffentlichen Hand und den staatlichen Entscheidungsträgern begünstigt zugleich das Auftreten der Principal-Agent-Problematik. Jeder Entscheidungsträger wird sein Handeln nach eigenen Nutzenmaximierungsvorstellungen ausrichten, da infolge einer asymme-

¹⁶¹ Vgl. Kap. III.1.2.

¹⁶² Die positive Theorie der staatlichen Regulierung erklärt das Regulierungsverhalten des Staates als „politisches Gleichgewicht, in dem starke Interessengruppen den staatlichen Regulierungseingriff benutzen, um Wettbewerb auszuschalten und so Einkommen zu ihren Gunsten umzuverteilen.“ von Weizäcker, C. C. (1982), S. 343.

¹⁶³ Zur Theorie des „rent seeking“; vgl. Buchanan, J. M./Tollison, R. D./Tullock, G. (1980).

¹⁶⁴ Vgl. Blankart, C.B. (1980), S. 159.

trischen Informationsstruktur zwischen Agent und Principal für ersteren sich trotz Regulierung zusätzliche Handlungsspielräume eröffnen.¹⁶⁵ Wenn diese - sofern sie vom Wähler legitimiert wurden - den übergeordneten politischen Interessen der Wähler verpflichtet sind, ergeben sich konfliktäre Zielsetzungen zwischen den jeweils angestrebten Handlungsstrategien.

Im folgenden werden die Interessenstrukturen der einzelnen beteiligten Akteure genauer beleuchtet. Zunächst erfolgt dabei eine Analyse des Interessengefüges der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (1.), daran schließt sich eine Skizzierung der Interessenlage der Konsumenten (2.) und der Interessenstruktur des öffentlichen Sektors (3.) an. Abschließend wird eine Übersicht der beteiligten Akteure im Elektrizitätswirtschaftlichen Sektor gegeben (4.).

1. Interessen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Das Geschäftsfeld des Elektrizitätsmarktes stellt einen wettbewerbspolitischen Ausnahmebereich dar. Wie bereits ausführlich erläutert, ist dieser Ausnahmebereich erheblichen gesetzlichen Reglementierungen unterworfen. Nicht zuletzt aufgrund der gesetzlichen Verpflichtungen, die die legitimen Ziele des Staates bzw. der Konsumenten repräsentieren, sehen die EVU ihr unternehmerisches Handeln ausgesprochen stark eingeschränkt. Die EVU behaupten gegenüber den Gemeinden infolge des ausschließlichen Wegemonopols „beim Aushandeln und Abwickeln von Konzessionsverträgen eine vergleichsweise schwache Position“¹⁶⁶ zu haben.

Die Interessensphäre der EVU kann jedoch nicht eindeutig gegenüber der des Staates, insbesondere der kommunalen Gebietskörperschaften, abgegrenzt werden: Sie besitzen mit Kapitalbeteiligungen und Stimmrechten an Elektrizitätswirtschaftlichen Unternehmen großen Einfluß in diesem Sektor. Die kommunalen Gebietskörperschaften haben folglich ähnliche Zielsetzungen wie die Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

¹⁶⁵ Die Principal-Agent-Problematik ist i.d.R. verbunden mit einer asymmetrischen Informationsstruktur, d.h. der Agent, der über Informationsvorsprünge gegenüber dem Principal verfügt, kann seinen persönlichen Nutzen maximieren; vgl. Elschen, R. (1991), S. 1002 ff.

¹⁶⁶ ARE/DVG (1993), S. 4.

Die vielseitig verzahnte Interessenstruktur von Akteuren der Elektrizitätswirtschaft verursacht einen Widerstand gegenüber Veränderungen des Ordnungsrahmens, der diesen Sektor umgibt. Kapitalintensive Investitionen und die damit verbundene langfristige Bindung an Investitionsentscheidungen verstärken dies nochmals. Einen Versuch zur Beibehaltung des gegenwärtig geltenden ordnungspolitischen Rahmens belegen Veröffentlichungen der Verbände der Versorgungsunternehmen, die immer wieder die „bewährte pluralistische Struktur“¹⁶⁷ der Versorgungswirtschaft betonen. Der gescheiterte Reformversuch des EnWG in den 70er Jahren läßt erkennen, daß die Elektrizitätswirtschaft ein wesentliches Interesse an der Beibehaltung der gegenwärtigen Rahmenbedingungen hat.¹⁶⁸ Gegenwärtig ist das Bundesministerium für Wirtschaft beauftragt, eine Novelle des EnWG vorzulegen.¹⁶⁹ Die Elektrizitätswirtschaft nimmt diese Aktivitäten wiederum zum Anlaß, falls ein neues EnWG erlassen wird, mit den neuen Rahmenbedingungen eine „Begrenzung des kommunalen Einflusses“¹⁷⁰ in diesem Bereich zu fordern.

Im folgenden werden die Zielfunktionen der Unternehmen (1.1.) sowie die für die Elektrizitätswirtschaft agierenden Interessenvertretungen (1.2.) betrachtet.

1.1. Zielfunktionen der Unternehmen

Für die EVU entstehen aufgrund ihres Versorgungsauftrages konkurrierende bzw. konfliktäre Zielvorstellungen. Ursache ist zum einen die gesetzliche Verpflichtung zu einer „sparsamen und rationellen“ Betriebsführung; zum anderen verfolgen die EVU jedoch ihre eigenen Zielfunktionen. Wird realistischerweise von einer in erster Linie egoistisch orientierten Verhaltensweise ausgegangen, ergibt sich folgende Zielsetzung: Als primäre Zielfunktion der Unternehmen ist somit die Gewinnerzielung und zugleich deren langfristige Maximierung zu nennen. Hieraus resultieren die Subziele Einkommenssicherung durch angemessene Ausschüt-

¹⁶⁷ VDEW (1994), S. 1.

¹⁶⁸ Vgl. Schacht, M. (1988), S. 94. Die Monopolkommission konstatierte im Hauptgutachten I 1973/1975, daß Reformversuche vor allem an den vielfältigen „wirtschaftlichen und politischen Besitzständen“, die das geltende Recht geschaffen hat, gescheitert sind; Monopolkommission (1976); S. 400.

¹⁶⁹ Anlaß zur Novellierung des EnWG ist der Beschluß der Bundesregierung zur CO₂-Reduktion im Jahr 1990; vgl. Böke, E./Heller, W. (1991), S. 269.

¹⁷⁰ Böke, E./Heller, W. (1991), S. 269.

tungen bzw. Vermögenssicherung und -mehrung. Die langfristige Gewinnmaximierung impliziert eine Bestandssicherung des Unternehmens, die aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie der konzessionsvertraglichen Vereinbarungen über einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert ist. Die Gewinnorientierung trifft aufgrund fiskalischer Interessen der öffentlichen Hand auch auf Unternehmen zu, die weitgehend im Einflußbereich des Staates liegen.¹⁷¹

Entsprechend den erwerbswirtschaftlichen Zielen eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens sollen einerseits die Kosten minimiert, andererseits die Erlöse durch Absatzausweitung maximiert werden. Im Gegensatz zu den im Wettbewerb stehenden Unternehmen, deren Gewinn sich als Residualgröße (erzielbarer Erlös abzüglich der Kosten) ergibt, resultieren aus dem in der Elektrizitätswirtschaft angewandten Kostenerstattungsprinzip andere Zielsetzungen. Aus der Kostenüberwälzung auf die Tarifpreise kann, sofern die Preisaufsichtsbehörde dies zuläßt, eine Maximierungsstrategie hinsichtlich der tariflich anererkennungsfähigen „Kosten“¹⁷² resultieren. Aus dieser Überlegung, soweit rationales unternehmerisches Verhalten unterstellt wird, folgt eine zumindest partielle Kostenmaximierungsstrategie der Unternehmen.¹⁷³

Ein weiteres, durch die Existenz der staatlichen Aufsichtsbehörden hervorgerufenen spezifisches Charakteristikum ist die Rentabilitätsregulierung bzw. -beschränkung, die den Unternehmen mit Hilfe der Tarifpreisgenehmigungsverfahren auferlegt werden. Hieraus resultiert sowohl im theoretischen Modell als auch in der Realität zur Maximierung der Gesamtrentabilität eine Tendenz zur Überkapitalisierung der Produktions- und Verteilungsanlagen (Averch-Johnson-Effekt).¹⁷⁴

¹⁷¹ Vgl. Kap. III.3.

¹⁷² Die gesamten Kosten setzen sich aus den kalkulatorischen und aufwandsgleichen Kostenelementen zusammen. Der Maximierungsspielraum der im Unternehmen verbleibenden Gewinngröße ist im Rahmen der kalkulatorischen Kosten zu vermuten, da diesen kein tatsächlicher Aufwand in der gleichen Höhe gegenübersteht. Im weiteren wird zu zeigen sein, welche Spielräume das Tarifpreisgenehmigungsverfahren ermöglicht, eine Maximierungsstrategie hinsichtlich der einen oder anderen Kostenart zu betreiben.

¹⁷³ Wenn alle mit einer rationalen Betriebsführung begründbaren Kosten anerkannt und auf die Kunden überwälzt werden können, setzt dies zugleich Anreizwirkungen zur Maximierung der anererkennungsfähigen Kosten.

¹⁷⁴ Vgl. Vogelsang, I. (1982), S. 154; vgl. auch Schacht, M. (1988), S. 90.

Trotz dieser Maximierungsstrategie werden sich die Unternehmen gegen Entscheidungen sperren, die ihre wirtschaftlichen Interessen negativ beeinflussen (wie beispielsweise eine CO₂-Abgabe oder die Forcierung energiesparender Systeme), da sie einen mit Gewinnrückgang verbundenen Absatzrückgang befürchten. Die Energiewirtschaft wurde Ende der 80er Jahre von vielen Seiten aufgefordert, sich „den Innovationen auf dem Gebiet der Energieeinsparung anzunehmen“.¹⁷⁵ Derartige Programme werden in der Elektrizitätswirtschaft erst langsam und aufgrund des „unübersehbaren politischen Drucks“¹⁷⁶ sowie teilweise mit Hilfe politischer Kompensationsgeschäfte eingeführt.¹⁷⁷

Das Verbundunternehmen RWE als größtes Elektrizitätsunternehmen der Bundesrepublik Deutschland ist ein anschauliches Beispiel für die Verflechtung zwischen öffentlichem Sektor und Elektrizitätswirtschaft. Die Gemischtwirtschaftlichkeit, d.h. die Beteiligung sowohl privater als auch öffentlicher Kapitalgeber hat zur Konsequenz, daß kommunale Entscheidungsträger als Vertreter der kommunalen Kapitalbeteiligung in den Beiräten des Unternehmens auch Unternehmensentscheidungen mitbestimmen.¹⁷⁸ Zugleich vertreten die kommunalen Entscheidungsträger die privaten Konsumenten im Rahmen der Kommunalpolitik. Hieraus resultieren - eine persönliche Nutzenmaximierungsstrategie der kommunalen Individuen vorausgesetzt - erhebliche Konflikte im Hinblick auf die zu verfolgenden Ziele bzw. Interessen. Im Rahmen ihrer Funktion im Unternehmen werden die Entscheidungsträger an möglichst hohen Erlösen interessiert sein, in ihrer Funktion als kommunaler Vertreter sind sie der preisgünstigen Versorgung ihrer Wähler verpflichtet.

1.2. Interessenvertretungen

An dieser Stelle werden beispielhaft die größten Interessenvertretungen der Elektrizitätswirtschaft sowie deren Ziele kurz vorgestellt. Die gemeinsame Organi-

¹⁷⁵ Von Weizäcker, C. C. (1988), S. 146.

¹⁷⁶ Wirtschaftswoche Nr. 20, vom 13.05.1994, S. 54.

¹⁷⁷ Die RWE AG startete Ende 1992 ein großes Energieeinsparprogramm, um im Gegenzug einen umstrittenen Braunkohlentagebau genehmigt zu bekommen. Ähnlich verhielt sich die PreussenElektra AG, die eine mögliche Disposition der vier Kernkraftwerke im SPD-regierten Bundesland Niedersachsen fürchtete; vgl. Wirtschaftswoche Nr. 20, vom 13.05.1994, S. 54.

¹⁷⁸ Vgl. Hennicke, P./Johnson, J. P./Kohler, S./Seifried, D., P. (1986), S. 187 ff.

sation der Unternehmen der Elektrizitätsversorgung ist die „Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke“ e.V. (VDEW), die die öffentliche Meinungsbildung in Elektrizitätspolitischen Fragen entscheidend zu beeinflussen versucht. Die VDEW, die Grundsatzstellungen für die Öffentlichkeit oder für staatliche Stellen erarbeitet, ist der Spitzenverband der Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland.

Die mehr als 700 Mitgliedsunternehmen des VDEW decken ca. 90 % des gesamten Stromverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland.¹⁷⁹ Eine der elementaren Aufgaben sieht die VDEW darin, „die gemeinsamen Interessen ihrer Mitglieder bei Parlamenten, Regierungen, Behörden, gesellschaftlichen Gruppen, anderen Verbänden und sonstigen Stellen zu vertreten“ und „diesen Vorschläge zu unterbreiten“.¹⁸⁰ Diese Zielsetzung verdeutlicht, daß die VDEW sämtliche sie betreffenden Akteure und Entscheidungsträger zu beeinflussen versucht.

Die VDEW pflegt eine enge Zusammenarbeit mit den drei wichtigsten spezifischen Interessenvertretungen der Elektrizitätswirtschaft:

- Der Deutschen Verbundgesellschaft e.V. (DVG),
- der Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e.V. (ARE) sowie dem
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU).

Aus der Zusammenarbeit mit den einzelnen Interessenvertretungen kann ebenfalls ein Zielkonflikt innerhalb der VDEW resultieren, da die genannten Verbände nicht immer gleichgerichtete Interessen besitzen.

Die neun großen Verbundunternehmen, die in den Bereichen der Elektrizitätserzeugung und dem interregionalen Stromtransport bzw. -austausch tätig sind, organisieren ihre Interessen in der „Deutschen Verbundgesellschaft“ (DVG). Dieser Verband arbeitet - bei gemeinsamen Belangen - eng mit anderen Gruppen zusammen. Ihre Hauptaufgabe sieht die DVG in der Förderung „der Zusammenarbeit im nationalen und internationalen Verbundsystem“ sowie der Erweiterung

¹⁷⁹ Vgl. VDEW (1992), S. 1.

¹⁸⁰ VDEW (1992), S. 3.

desselben.¹⁸¹ Die internationale Zusammenarbeit im Bereich der Elektrizitätswirtschaft wird durch mehrere Organisationen gewährleistet.¹⁸²

Der Zusammenschluß der regionalen Elektrizitätsunternehmen erfolgt durch die Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen e.V. (ARE); ihr gehören gegenwärtig 54 regionale EVU an.¹⁸³ „Die Aufgabe des Verbandes ist es, die besonderen Belange und gemeinsamen Interessen der regionalen EVU gegenüber anderen Gruppen innerhalb der Energiewirtschaft, gesetzgebenden Körperschaften, Behörden, Verbänden und sonstigen Stellen zu vertreten“.¹⁸⁴ Diese Arbeit vollzieht sich zur Wahrung der Gesamtinteressen in enger Zusammenarbeit mit dem VDEW. Eine der wesentlichen Zukunftsaufgaben der ARE ist es, der „Dezentralisierung“ und „Rekommunalisierung“ wirksam entgegenzutreten sowie mit den Bereichen der Ver- bzw. Entsorgung und der Energiedienstleistungen eine horizontale Integration zu fördern.¹⁸⁵

Zu den Aufgaben des Verbandes gehört gleichsam eine intensive Öffentlichkeitsarbeit. Die ARE nimmt Einfluß auf den Meinungsbildungsprozeß der politischen Entscheidungsträger, u.a. durch die Vergabe von Gutachten zu energiepolitischen und -rechtlichen Fragestellungen.¹⁸⁶ Dies geschieht, wenn globale Interessen der gesamten Elektrizitätsversorgungsbranche tangiert werden, gemeinsam mit anderen Interessenvertretungen.¹⁸⁷

Die energiepolitischen Interessen der kommunalen EVU werden durch den Verband der Kommunalen Unternehmen (VKU) wahrgenommen. Dem VKU gehören 673 Mitgliedsunternehmen an; dies sind i.d.R. Eigengesellschaften der Kommunen. Ebenso wie die ARE ist der VKU „ein energiepolitischer ‘Kampfverband‘“,¹⁸⁸ der seine Interessen gegenüber den anderen beteiligten Akteuren vertritt. Der

¹⁸¹ DVG (1993a), S. 25.

¹⁸² Die Interessen des westeuropäischen Verbundbetriebs werden durch die „Union für die Koordination der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie“ (UCPTE) vertreten, darüber hinaus existieren weitere internationale Interessenzusammenschlüsse; vgl. DVG (1993b), S. 17 f.

¹⁸³ Vgl. ARE (1994), S. 250 ff.

¹⁸⁴ ARE (1994), S. 248.

¹⁸⁵ Vgl. ARE (1994), S. 13.

¹⁸⁶ So z.B. die Publikationen von *Badura/Kern* (1983), *Hüffer/Tettinger* (1990) und *Busse von Colbe* (1994), denen Aufträge der ARE u.a. zugrunde liegen.

¹⁸⁷ Die Diskussion der Reform des § 12a BTO Eit ist beispielsweise wesentlich durch das von der ARE und der DVG veranlaßte Gutachten von *Badura/Kern* (1983) beeinflusst worden.

¹⁸⁸ Schmidt, G. (1987), S. 263.

VKU berät seine Mitglieder bei einer aufgrund auslaufender Konzessionsverträge möglichen Netzübernahme von kommunaler Seite.¹⁸⁹ Hintergrund der VKU-Argumentation im Zusammenhang mit der Rekommunalisierung ist es, die im Stromgeschäft erzielbaren Gewinne zur Quersubventionierung von chronisch defizitären Unternehmen zu nutzen;¹⁹⁰ der Elektrizitätsbereich könnte beispielsweise im Querverbund mit öffentlichen Verkehrseinrichtungen betrieben werden.¹⁹¹

Aus den Dezentralisierungsinteressen¹⁹² der im VKU organisierten Gemeinden resultiert ein Konflikt mit anderen Zielsetzungen der Verbundunternehmen und der Regionalversorger. Die Gemeinden sehen die lokale Energieversorgung zum einen als Instrument der Industrieansiedlungspolitik, zum anderen als einen Weg zur Entwicklung kommunaler Energieversorgungskonzepte. Dies steht diametral im Gegensatz zu den Konzentrationstendenzen der Regionalversorgungs- und Verbundunternehmen.¹⁹³

2. Interessen der Konsumenten

Aus der Perspektive der Konsumenten ist zunächst die Sicherheit einer beständigen Versorgung als primäres Ziel anzuführen. Die Preisgünstigkeit der Versorgung und die Pflicht zum Anschluß an das öffentliche Versorgungsnetz sind weitere ebenso wichtige Zielkategorien. Die preisgünstige Elektrizitätsversorgung ist zum Schutz der Verbraucher von immenser Bedeutung; sie soll durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen gewährleistet werden. Die Rahmenbedingungen sollen den Konsumenten vor monopolistisch überhöhten Preisen schützen, da diese aus Sicht der Verbraucher zu einem unerwünschten Wohlstandsverlust führen würden.

Von den Verbrauchern wird der Verbesserung der Umweltqualität als öffentlichem Gut eine eher nachrangige Rolle eingeräumt, da die Konsumenten primär ihren

¹⁸⁹ Vgl. VKU (1993), S. 2.

¹⁹⁰ Der Verband versucht somit das gesetzlich vorgegebene Quersubventionierungsverbot zu unterlaufen; vgl. Kap. II.1.2.

¹⁹¹ Vgl. Bolte, H./Günther, A. (1990), S. 128.

¹⁹² Vgl. Kap. III.3.2.

¹⁹³ Vgl. Rehfeld, D. (1986), S. 68.

einzelwirtschaftlichen Interessen folgen.¹⁹⁴ Die o.g. Ziele der Konsumenten - auch das Ziel der Verbesserung der Umweltqualität, das im strategischen Verhalten der Verbraucher nicht unbedingt zum Ausdruck kommt - sollen durch den Gesetzesrahmen erreicht werden, der die Elektrizitätswirtschaft umgibt.

Im Gegensatz zu den weitgehend gut organisierten Interessenvertretungen der Elektrizitätswirtschaft haben die privaten Konsumenten keine Organisation, die ihre Standpunkte verfolgt.¹⁹⁵ Zur Interessenwahrung der Konsumenten tritt der Staat daher subsidiär ein. Die staatlichen Aufsichtsbehörden erfüllen im Rahmen ihrer Tätigkeit als Preisaufsicht bzw. kartellrechtliche Mißbrauchsaufsicht eine Verbraucherschutzfunktion. Die simultane Berücksichtigung der Interessen von Unternehmen und Konsumenten verursacht einen Interessenkonflikt. Die Aufsichtsbehörden haben in ihrer Funktion sowohl das Verbraucherschutzinteresse wahrzunehmen als auch die Ziele der Unternehmen, d.h. eine Erhaltung der Reinvestitionsfähigkeit zum Zwecke einer sicheren Elektrizitätsversorgung sowie eine angemessene Rendite, zu berücksichtigen.

Die Konsumenten des industriellen Sektors, die auch in begrenztem Maße eigene Produktionsanlagen betreiben, assoziieren sich im „Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft“ e.V. (VIK).¹⁹⁶ Der VIK führt mit dem VDEW seit den 50er Jahren eine kontroverse Auseinandersetzung um die ordnungspolitische Ausgestaltung der Elektrizitätswirtschaft; er hält den Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft für zu gering und fordert eine entsprechende Änderung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes.¹⁹⁷ Würde ein Wettbewerb zwischen den Versorgern bestehen, hätten die Konsumenten eindeutige Vorteile im Hinblick auf eine preisgünstigere Versorgung zu erwarten, da eine monopolistisch bedingte Produzentenrente auf die Konsumenten umverteilt würde.

¹⁹⁴ Vgl. Schacht, M. (1988), S. 72.

¹⁹⁵ Der in der Bundesrepublik existierende Verband der Energieabnehmer (VEA) vertritt hauptsächlich die Interessen industrieller Abnehmer.

¹⁹⁶ Eine eindeutige Zuordnung des VIK zum Bereich der Konsumenten oder Produzenten ist nicht möglich. Der Verband wird an dieser Stelle unter der konsumtiven Seite subsumiert, da seine Mitglieder Elektrizität aus dem Netz der öffentlichen Versorgung beziehen.

¹⁹⁷ Vgl. Rehfeld, D. (1986), S. 69.

3. Interessenstruktur der Entscheidungsträger im öffentlichen Sektor

Die Interessen des Staates werden zum einen von der Legislative vertreten, indem sie den institutionellen Rahmen der gesamten Energiewirtschaft vorgibt. Im Rahmen dieser Zielvorgabefunktion ist die Wahrung der Konsumenten- und Produzenteninteressen zu gewährleisten. Die Kontrolle der Zielerreichung der gesetzlichen Vorgaben wird zum anderen durch die Exekutive (Landesbehörden) ausgeübt. Eine nach den spezifischen Märkten differenzierte Kontrolle erfüllen die Bundesländer mittels der Preisaufsichts- und Kartellbehörden. Deren Aufsichtspflicht hinsichtlich einer preisgünstigen Versorgung kann jedoch von den kommunalen und landespolitischen Zielsetzungen erheblich abweichen, da die Aufsichtsbehörden zumindest übergeordnete Interessenstandpunkte repräsentieren, die nicht immer mit den Partikularinteressen der Kommunen übereinstimmen müssen. Sie haben vielmehr einen Interessenausgleich zwischen den beteiligten Akteuren herbeizuführen.¹⁹⁸

Die Interessenstruktur der regulierenden Seite des Elektrizitätswirtschaftlichen Sektors kann in drei Teile differenziert werden: die Interessenlage von Bund (3.1.), Ländern (3.2.) und Kommunen (3.3.).

3.1. Bundesinteresse

Die primäre Funktion des Bundes ist die Bereitstellung der Rahmenbedingungen, die die Gesetzgebungsorgane beschließen. Durch energiepolitische Gesetzgebungsmaßnahmen kann eine Bundesregierung die Richtung der Energiepolitik vorgeben bzw. beeinflussen. Eine Neuorientierung ist unter Beachtung der Interessenlage der beteiligten Akteure nicht ohne weiteres möglich, da durch kapitalintensive Investitionen die Versorgungsunternehmen langfristig an ein bestehendes Energiekonzept gebunden sind.

Zugleich kann der Bund jedoch mittels gezielter Subventionspolitik aktive Elektrizitätspolitik betreiben. Zu nennen sind an dieser Stelle Förderungen der Steinkohle und der Kernenergie sowie Unterstützungen der Forschung und Entwicklung im Bereich der Grundlagenforschung und Erschließung neuer Energiequel-

¹⁹⁸ Vgl. Kap. II.1.2.

len.¹⁹⁹ Die kohlepolitisch motivierten, staatlichen Finanzhilfen im Rahmen der Elektrizitätspolitik beliefen sich im Zeitraum von 1979 bis 1984 auf ca. 37 Mrd. DM.²⁰⁰ Die staatliche Förderung der Kernenergie in Form offener und verdeckter Subventionen betrug im gleichen Zeitraum ca. 18 Mrd. DM; etwa zwei Drittel dieser Maßnahmen erstreckten sich auf den Bereich der Grundlagenforschung. Die restlichen Aufwendungen gingen in die Reaktorentwicklung sowie den Brennstoffkreislauf und die Sicherheit.²⁰¹ Dieses Volumen ist ein Anzeichen für das Engagement des Bundes in der aktiven Elektrizitätspolitik.

Rehfeld konstatiert zudem eine „Fragmentierung der Energiepolitik“ auf der Ebene des Bundes, da Teilbereiche der Energiepolitik eine unterschiedliche institutionelle Verankerung haben.²⁰² Die Elektrizitätspolitik unterliegt dem Bundesministerium für Wirtschaft, das fiskalische Interesse obliegt dem Bundesministerium der Finanzen und die Energieeinspar- sowie die Kernenergiepolitik werden durch das Bundesministerium für Forschung und Technik vertreten. Hinzu kommt das arbeitsmarktpolitische Interesse des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales, das beispielsweise i.V.m. dem Bundesministerium für Wirtschaft Kohlepolitik betreibt und damit sozial- und strukturpolitische Ziele verfolgt.²⁰³

3.1. Landesinteresse

Der energiepolitische Gestaltungsspielraum auf Landesebene ist durch die gesetzlichen Vorgaben des Bundes eingeschränkt, die Länder haben lediglich eine ausführende Funktion. Dennoch können die Länder im Tarifpreisgenehmigungs-

¹⁹⁹ Vgl. Düngen, H. (1984), S. 262 ff.

²⁰⁰ In diesem Förderungsvolumen sind jedoch keine sozialen Kosten im Rahmen des Strukturpassungsprozesses (d.h. vor allem Zuschüsse zu den knappschaftlichen Rentenversicherungen) berücksichtigt; vgl. Düngen, H. (1984), S. 266.

²⁰¹ Im Zeitraum von 1979 bis 1984 wurden der Komplex der Reaktorentwicklung mit 4,1 Mrd. DM, die Bereiche Brennstoffkreislauf und Sicherheit (hierzu zählen u.a. Risikobeteiligungen, Strahlenschutz und Lagerung von Kernbrennstoffen) mit 2,5 Mrd. DM gefördert; vgl. Düngen, H. (1984), S. 267.

²⁰² Vgl. Rehfeld, D. (1986), S. 188.

²⁰³ Es ergeben sich z.B. Konflikte zwischen BMWi und BMF hinsichtlich des Ausmaßes der steuerlichen Belastung bei Energieprodukten. Zwischen BMWi und BMFT können Kontroversen über die Tiefe der staatlichen Eingriffe in der Forschungsförderung sowie Energieeinsparpolitik auftreten; vgl. Rehfeld, D. (1986), S. 189.

verfahren gewisse Spielräume ausschöpfen. Die Ausgestaltung der jeweiligen Arbeitsanleitung wird von den Aufsichtsbehörden der Länder vorgenommen.²⁰⁴

Im Rahmen von Landesbeteiligungen verfolgen die Bundesländer auch fiskalpolitische Zielsetzungen. Dieses primär einnahmeorientierte Interesse wird im Freistaat Bayern deutlich. Die Landesbeteiligung am Bayernwerk AG betrug 58 % im Jahr 1991.²⁰⁵ Im Haushalt war dazu eine Gewinnabführung von 66,5 Mio. DM vorgesehen.²⁰⁶ Ähnliche Interessen bestehen in den Stadtstaaten Hamburg und Berlin, die ihre Elektrizitätsversorgung durch regionale Versorger durchführen lassen.²⁰⁷ In diesen Fällen ist eine Interessenüberschneidung festzustellen, da auch die Preis- und Kartellaufsichtsbehörden der Stadtstaaten primär dem Verbraucherschutz verpflichtet sind. Zugleich ist die jeweilige Landesregierung durch die Kapitalbeteiligungen den Unternehmensinteressen sowie den eigenen fiskalischen Interessen verbunden.

3.2. Kommunalinteresse

Die primäre Bestrebung der Gemeinden, d.h. insbesondere die der jeweiligen Stadtkämmerer, ist die Maximierung der finanziellen Einnahmen, die durch Konzessionsabgaben, Gewinnabführungen und Gewerbesteuern zu erwarten sind.²⁰⁸

Die einnahmenorientierte Interessenlage der Kommunen impliziert folglich eine Absatzausweitung - ein Gegensatz zu den politischen Zielen der Energieeinsparung und Ressourcenschonung.

Für Gemeinden kann eine Versorgungsübernahme von fiskalischem Interesse sein, um eine Quersubventionierung anderer gemeindlicher Versorgungsbereiche durchzuführen. Existiert ein verlustbehafteter Betrieb, können die Einnahmen aus der Stromversorgung die ansonsten erforderlichen Steuereinnahmen zur Finanzierung des verlustbringenden Betriebs substituieren.²⁰⁹ Es könnten sogar „... Hallen- und Freibäder in den Querverbund einbezogen werden, wenn ein tech-

²⁰⁴ Vgl. Kap. IV.2.

²⁰⁵ Seit 1991 bestehen jedoch Überlegungen der bayerischen Landesregierung, die Landesbeteiligungen am Bayernwerk zu veräußern; vgl. Stern, V. (1992), S. 61.

²⁰⁶ Vgl. Stern, V. (1992), S. 59.

²⁰⁷ Vgl. Fn. 77.

²⁰⁸ Vgl. Schacht, M. (1988), S. 79.

²⁰⁹ Vgl. Bolte, H./Günther, A. (1990), S. 129.

nisch-wirtschaftlicher Zusammenhang besteht.“²¹⁰ Diese Argumentation der kommunalen Seite veranschaulicht den Anreiz, den eine Übernahme der Elektrizitätsversorgung bietet.

Ein weiterer Interessenschwerpunkt sind die energiepolitischen Gestaltungsmöglichkeiten, beispielsweise eine dezentrale Elektrizitätserzeugungsstruktur i.V.m. einer Kraft-Wärme-Koppelung, die sich durch eine eigene Versorgungsstruktur ergibt. Mit ihr verbunden sind populäre Zielsetzungen der Kommunalpolitiker, wie die bereits erwähnte Industrieansiedlungspolitik und die dadurch verbesserte Arbeitsmarktsituation im Gemeindegebiet.²¹¹

Die kommunale Gebietsreform zu Beginn der siebziger Jahre veränderte die Interessenstruktur erheblich. Eine Folge dieser Reform war die Ausweitung der Gemeindegrenzen vieler Gemeinden mit eigenen Stadtwerken (sog. A-Gemeinden).²¹² Deren Interesse besteht nun darin, nach Beendigung der bestehenden Konzessionsverträge die Versorgungszuständigkeit ihrer eigenen EVU auf das „neue“ Gemeindegebiet auszuweiten.²¹³ Im Hinblick auf die Interessenlage regionaler bzw. überregionaler Versorgungsunternehmen resultiert ein Zielkonflikt. Die Kommunen streben nach Ablauf der konzessionsvertraglichen Vereinbarungen danach, ihr Versorgungsgebiet zu erweitern - die regionalen Versorgungsunternehmen versuchen, dies zu verhindern.

Kommunen sind bezüglich spezifischer energiewirtschaftlicher Belange oftmals unzureichend informiert. Kommunale Verwaltungen können sich i.d.R. nicht gegen die energiewirtschaftliche Kompetenz der Unternehmen in der Elektrizitätswirtschaft durchsetzen.²¹⁴ Die Durchsetzungsfähigkeit hängt gleichsam von der Größe der kommunalen Gebietskörperschaft ab.

Gemeinden, die bislang keine eigenen EVU betreiben (B-Gemeinden), versuchen, vornehmlich Einfluß auf die Gestaltung der Konzessionsverträge zu nehmen, um ein Höchstmaß an finanziellen Erträgen durch Konzessionsabgaben zu erwirt-

²¹⁰ Bolte, H./Günther, A. (1990), S. 129; vgl. auch Fn. 190 sowie Kap. II.1.2.

²¹¹ Vgl. Schacht, M. (1988), S. 84 f.

²¹² Kommunen, die die Elektrizitätsversorgung nicht mit eigenen Stadtwerken oder Betrieben betreiben, werden folglich als B-Gemeinden klassifiziert.

²¹³ Vgl. Schmidt, H. (1989), S. 257.

²¹⁴ Vgl. Schacht, M. (1988), S. 78.

schaften. Ein Aufbau eigener Versorgungsinstitutionen ist aufgrund großer, hauptsächlich ökonomischer Hindernisse kaum möglich.²¹⁵ Ihnen bietet sich lediglich ein Anknüpfungspunkt zur Eigenversorgung in Form bestehender Gas- oder Wasserversorgungseinrichtungen.²¹⁶

4. Übersicht der beteiligten Akteure im elektrizitätswirtschaftlichen Sektor

Das Interessen- und Wirkungsgeflecht der Verbände und beteiligten Akteure ist in nachfolgender Abbildung 6 illustriert. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge wird auf eine Darstellung der Unterorganisationen der Verbände, die die weitergehende Öffentlichkeitsarbeit betreiben, verzichtet. Der Staat wird durch die Legislative und die staatlichen Aufsichtsbehörden repräsentiert; erstere besitzt durch die Gestaltung der Rahmenbedingungen Einfluß auf die Aufsichtsbehörden.²¹⁷

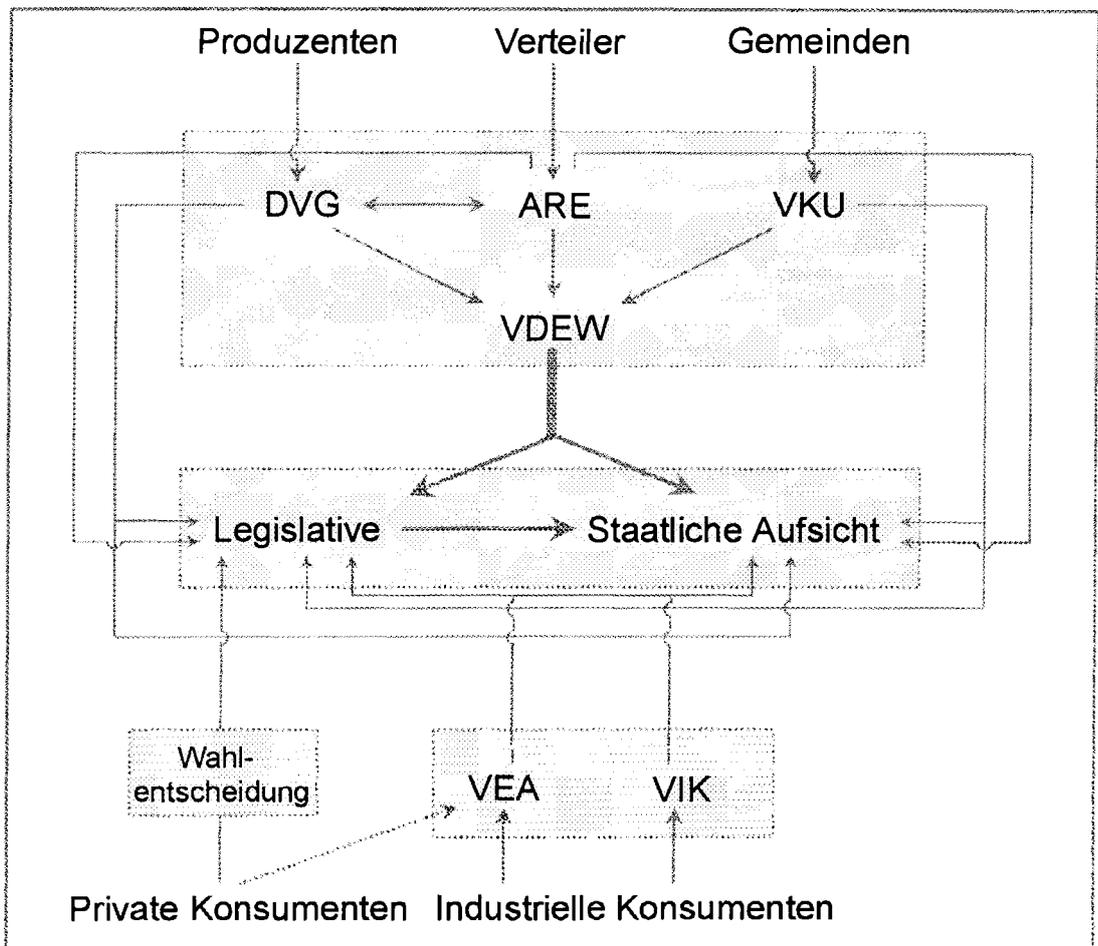
Wie in Abbildung 6 verdeutlicht, richten die Interessenvertretungen der Unternehmen und Gemeinden ihre Einflußnahme direkt bzw. indirekt auf die staatlichen Entscheidungsträger aus. Es wird gleichfalls dokumentiert, daß die DVG, ARE und der VKU keine grundsätzliche Interessenidentität besitzen. Liegt eine Identität vor, werden die gebündelten Interessen durch die VDEW in ihrer Funktion als Dachverband vertreten. Die Verbände verfolgen zugleich direkt ihre spezifischen Partikularinteressen gegenüber der Legislative und der staatlichen Aufsicht.

²¹⁵ Vgl. Schmidt, H. (1989), S. 257.

²¹⁶ Vgl. Schmidt, H. (1989), S. 258.

²¹⁷ Auf eine Einbindung der Judikative wurde verzichtet, da hier primär der regulative Aspekt des staatlichen Handelns durch die Legislative und die staatliche Kontrollfunktion betrachtet wird, wengleich der Judikative infolge der zunehmenden Zahl der gerichtlich zu entscheidenden Übernahmefälle eine nicht zu unterschätzende Bedeutung zukommt.

Abbildung 6: Akteure in der Elektrizitätswirtschaft



Eigene graphische Darstellung.

Der Zusammenschluß industrieller Interessen versucht, vornehmlich Einfluß auf die Gestaltung des gesetzlichen Rahmens zu nehmen; ihre Einwirkung auf die Aufsichtsseite ist begrenzt. Die privaten Konsumenten hingegen haben einen vergleichsweise geringen Einfluß auf die staatlichen Organe;²¹⁸ sie können lediglich durch ihre Wahlentscheidungen die Legislative beeinflussen.

²¹⁸ Partielle Konsumenteninteressen werden durch den VEA vertreten; vgl. Kap. III.2.

IV. Das Tarifpreisgenehmigungsverfahren

Den im Rahmen der BTO Elt zu genehmigenden, allgemeinen Tarifen können unterschiedliche Konzepte zur Realisierung des primären Ziels der Versorgungssicherheit zugrunde gelegt werden. Daher ist zunächst eine Analyse der konzeptionellen Grundlagen notwendig (1.), da sie Auswirkungen auf den Übernahmepreis aufweisen. Das Tarifpreisgenehmigungsverfahren muß die Kosten der kapitalintensiven Anlagegüter im Sinne eines standardisierten Ansatzes operationalisieren, der sowohl für die Aufsichtsbehörde als auch für das Unternehmen praktikabel ist. Der standardisierte Ansatz von Kosten erfolgt durch die bereits erwähnte „Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung“ mittels des Erhebungsbogen-K.²¹⁹ Die Genehmigungspraxis in den Bundesländern wird nach unterschiedlichen Arbeitsanleitungen realisiert. Im folgenden wird die von der Mehrzahl der Bundesländer verwendete Arbeitsanleitung diskutiert (2.).²²⁰ Bestehen gravierende Abweichungen hinsichtlich der Kostenanerkennung gegenüber anderen Bundesländern, erfolgt ein entsprechender Hinweis.²²¹ Durch Änderungen der LSP im Jahre 1986 und 1989 motiviert,²²² ist gegenwärtig eine überarbeitete Fassung der Arbeitsanleitung in der Diskussion,²²³ deren Auswirkungen auf die Kostenkomponenten ebenfalls dargestellt werden (3.).

Im Anschluß an die Darlegung der Genehmigungspraxis erfolgt eine Modellrechnung, die die in den Arbeitsanleitungen verwendeten Verfahren zur Berechnung der kalkulatorischen Kostenkomponenten auf deren Tauglichkeit hinsichtlich des Erreichens der Versorgungssicherheit untersucht (4.).

²¹⁹ Vgl. HMU (1992), Erhebungsbogen-K.

²²⁰ Die mehrheitlich verwendete Arbeitsanleitung ist veröffentlicht in Obernolte, W./ Danner, W. (1983), S. III 154b ff.

²²¹ Eine abweichende Praxis in der Kostenanerkennung ist in Nordrhein-Westfalen sowie in Rheinland-Pfalz festzustellen; beide Länder verfügen über eigene Arbeitsanleitungen, die in einigen Punkten gegenüber der erstgenannten, die u.a. in Bayern, Hessen, Niedersachsen und in Brandenburg verwendet wird, differiert.

²²² Vgl. Begründung zur Änderung der „Arbeitsanleitung“ (1993), S. 2 f. Die vorläufige Fassung dieser Arbeitsanleitung wird im weiteren als modifizierte Arbeitsanleitung bezeichnet.

²²³ Vgl. modifizierte Arbeitsanleitung i.d.F. vom 16.04.1993.

1. Konzepte zur Realisierung der Versorgungssicherheit

Angesichts der Sicherstellung des primären Ziels der Versorgungssicherheit ist für die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft der Zwang zur Reinvestition verbrauchter Anlagegüter gegeben. Unter Zugrundelegung dieses Erfordernisses müssen die Unternehmen in die Lage versetzt werden, auch bei fortgesetzten Preissteigerungen notwendige Investitionsmaßnahmen tätigen zu können. Somit ist eine Konzeption der allgemeinen Tarifpreise erforderlich, die die Unternehmenssubstanz nicht auszehrt. Die Betriebswirtschaftslehre hat in der Vergangenheit einige der im folgenden diskutierten Erhaltungskonzeptionen bereitgestellt (1.1.). Anschließend werden die in der Bundesrepublik Deutschland im Rahmen der Tarifpreisgenehmigungsverfahren verwendeten Konzeptionen erörtert (1.2.).

1.1. Erhaltungskonzeptionen aus theoretischer Sicht

Die Erhaltungskonzeptionen versuchen, durch Abschreibungen die Kapital- und/oder Substanzentwertung aufgrund von Preissteigerungen zu eliminieren. Eine potentielle Substanzentwertung resultiert u.a. aus der Ausschüttung der auf Preissteigerungen basierenden Gewinne.²²⁴ Zwei grundsätzliche Arten von Erhaltungskonzeptionen werden unterschieden, einerseits die Kapitalerhaltungskonzeptionen (1.1.1.), andererseits die Substanzerhaltungskonzeptionen (1.1.2.).²²⁵

1.1.1. Kapitalerhaltungskonzeptionen

Die Kapitalerhaltungskonzeptionen, die synonym auch als Geldkapitalerhaltungskonzeptionen bezeichnet werden, knüpfen auf der Passivseite der Bilanz an, d.h. das Kapital soll unabhängig von der Struktur sowie der spezifischen Substanzentwertung des Aktivvermögens einer Unternehmung über ein Zeitintervall erhalten werden. Diese Erhaltung kann am nominalen oder realen Kapitalbestand einer Unternehmung ansetzen. Nachfolgend werden die Konzepte der Nominalkapitalerhaltung (1.1.1.1.) sowie der Realkapitalerhaltung (1.1.1.2.) dargestellt.

²²⁴ Ein weiterer Substanzverlust entsteht durch das steuerliche Nominalwertprinzip, nach dem auch durch den Inflationseffekt begründete Gewinne besteuert werden.

²²⁵ *Schildbach* interpretiert beide Grundkonzeptionen als sogenannte „Minimalziele“ im Rahmen des Gewinnstrebens einer Unternehmung; vgl. *Schildbach, T. (1992), Sp. 1888.*

1.1.1.1. Nominalkapitalerhaltung

Die Nominalkapitalerhaltung geht ausschließlich von der Erhaltung des nominalen Geldkapitalbestandes im Zeitablauf aus. Eine Geldeinheit am Anfang einer Periode entspricht einer Einheit am Ende der Periode.²²⁶ Im Hinblick auf Abschreibungen innerhalb der internen Kostenrechnung eines Unternehmens sind somit nur Abschreibungen auf der Basis von historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zulässig. Diese „nominalistische Bilanztheorie“ wird in der Kostenrechnungsliteratur vergleichsweise selten vertreten.²²⁷

Geld- und Sachwertschwankungen in einer Volkswirtschaft und die resultierenden Änderungen der Wiederbeschaffungspreise werden in diesem Konzept nicht berücksichtigt. Unter dieser Prämisse ist ein Unternehmen nicht in der Lage, in Zeiten fortgesetzter Preissteigerungen auf den Beschaffungsmärkten, unter Annahme konstanter Absatzpreise, auf seinem Markt zu bestehen.

Ein weiterer Aspekt ist die Besteuerung der auf die Inflation zurückzuführenden Gewinnbestandteile. Daher ist es möglich, daß ein Unternehmen am Ende der Abschreibungsperiode nicht in der Lage ist, die verbrauchten Anlagegüter durch neue Güter zu ersetzen.²²⁸ Im Falle einer ausschließlichen Nominalkapitalerhaltung unter inflatorischen Bedingungen kann die Substanz eines Unternehmens sich derart verringern, daß das Unternehmen in seinem Fortbestand gefährdet ist.

1.1.1.2. Realkapitalerhaltung

Die reale Kapitalerhaltung geht von der Erhaltung der monetären Kaufkraft aus. Das Kapital ist real erhalten, wenn die Kaufkraft des Kapitals am Ende einer Periode der Kaufkraft zu Beginn der Periode entspricht.²²⁹ In der Regel wird hierzu der allgemeine Preissteigerungsindex der Konsumgüter des Statistischen Bundesamtes herangezogen.²³⁰ Dieses Vorgehen ist jedoch zweifelhaft, da es auf die spezielle Zusammensetzung des wiederzubeschaffenden Güterbündels der Unternehmung ankommt, und der Wert des Konsumgüterindex in den seltensten

²²⁶ Vgl. Schildbach, T. (1992), Sp. 1892.

²²⁷ Vgl. Wöhe, G. (1990), S. 1200.

²²⁸ Vgl. Gisbier, H. (1984), S. 68 f.

²²⁹ Vgl. Bönner, U. (1992), S. 232.

²³⁰ Vgl. Schildbach, T. (1992), Sp. 1892.

Fällen den Wert des unternehmensspezifischen Anlagenpreisindexes annehmen wird.²³¹ In speziellen Fällen, wie beispielsweise der Investitionsgüterindustrie oder dem Großhandel, können spezifische Indizes gebildet werden.²³² Ein allgemein verbindlicher Index für alle Unternehmen kann allerdings nicht gebildet werden.

Wöhe weist darauf hin, daß dieses Verfahren im Vergleich zu den unten diskutierten Substanzerhaltungskonzeptionen eine höhere Praktikabilität aufweist, da ausschließlich inflationsbedingte Preissteigerungen berücksichtigt werden. Hingegen werden bei einer Orientierung an den Preisveränderungen der Anlagegüter auch solche Abweichungen einbezogen, die auf Qualitätsveränderungen beruhen.²³³

1.1.2. Substanzerhaltungskonzeptionen

Die Substanzerhaltungskonzeptionen gehen von der Erhaltung der Gütermengen des Unternehmens aus. Die Bedingung der Substanzerhaltung ist dann erfüllt, wenn der mengenmäßige Bestand der Vermögensgegenstände am Periodenende dem des Periodenanfangs entspricht. Im Rahmen der Unternehmenserhaltung stellen diese Konzeptionen die Aktivseite der Bilanz in den Vordergrund.²³⁴

Substanzerhaltungskonzeptionen unterscheiden sich nach dem Volumen des zu erhaltenden Güterbestandes und nach der - entweder statischen oder dynamischen - Betrachtungsweise. Die statische Sichtweise geht von unveränderten Qualitäts- und Produktivitätsbedingungen im Zeitablauf aus, die dynamischen Konzeptionen berücksichtigen diese Fortschritte im Rahmen der Substanzerhaltung.²³⁵ Im folgenden werden ausschließlich die statischen Konzeptionen, die Bruttosubstanzerhaltung (1.1.2.1.) und Nettosubstanzerhaltung (1.1.2.2.) behan-

²³¹ Vgl. Jacobs, O./Schreiber, U. (1979), S. 111 f.

²³² Vgl. Wöhe, G. (1990), S. 1202.

²³³ Vgl. Wöhe, G. (1990), S. 1202. Dies gilt natürlich nur für die vom Unternehmen ermittelten Preisveränderungen der Anlagegüter. Werden die Preisveränderungen aus den Indices des Statistischen Bundesamtes gewonnen ergibt sich kein Unterschied, da diese von Qualitätsveränderungen bereinigt sind.

²³⁴ Vgl. Schildbach, T. (1992), Sp. 1893.

²³⁵ Dynamische Substanzerhaltungskonzeptionen gehen auf *F. Schmidt* zurück, der erstmals Ende der zwanziger Jahre eine Kompensation der Preis- und Qualitätsveränderungen im Rahmen der bilanziellen Bewertung des Anlagevermögens forderte; vgl. Schmidt, F. (1929), S. 176 ff.

delt, da nur diese eine Relevanz für die Kostendarstellung im Elektrizitätswirtschaftlichen Sektor besitzen.²³⁶

1.1.2.1. Bruttosubstanzerhaltung

„Bei der Bruttosubstanzerhaltung soll die Substanzerhaltung aus eigener Kraft erfolgen, es ist für die Substanzerhaltung keine zusätzliche Außenfinanzierung erforderlich.“²³⁷ Die Konzeption der Bruttosubstanzerhaltung geht demnach von einem unverändertem Bestand des nominalen Fremdkapitals am Ende einer Periode aus und fordert die Möglichkeit der Refinanzierung der verbrauchten Güter ohne zusätzliche Fremdkapitalaufnahme.

Der Gewinn eines Unternehmens bemißt sich daher aus dem Überschuß der Erlöse über die zu Wiederbeschaffungswerten am Umsatztag bewerteten Gütermengen, die zur Erzielung der Erlöse verbraucht wurden.²³⁸ Die Bruttosubstanzerhaltung fordert die Deckung der inflatorischen Finanzierungslücke ausschließlich mit Eigenkapital. Einem Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft, das diese Konzeption im Rahmen der Tarifpreisgenehmigung verfolgen würde,²³⁹ entstünde so aus dem unternehmensspezifischen Gewinn ein substanzerweiternder Effekt.

1.1.2.2. Nettosubstanzerhaltung

Die Nettosubstanzerhaltungskonzeption gleicht prinzipiell der Bruttosubstanzerhaltung, mit der Einschränkung, daß sie nur den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens miteinbezieht. Demzufolge differenziert das Konzept den zu erhaltenden Anteil des Anlagevermögens in Abhängigkeit von dessen Finanzierung durch Eigen- oder Fremdkapital. Das Erhaltungskonzept berücksichtigt das Fremdkapital nicht, da dieses nur zum Nominalwert zurückzuzahlen ist.

Aus der Besteuerung der auf den Inflationseffekt zurückzuführenden Gewinnbestandteile resultiert ein Substanzverlust des eigenfinanzierten Teils des Anlage-

²³⁶ Um eine Realisierung der Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist ein Ausgleich der auf dem Inflationseffekt beruhenden Preissteigerungen zu ermöglichen; Preissteigerungen, die auf Qualitätsveränderungen basieren, sind schwer quantifizierbar und somit nicht praktikabel.

²³⁷ Vgl. Zimmermann, G. (1989), S. 509.

²³⁸ Vgl. Bönner, U. (1992), S. 233.

²³⁹ Die EVU bevorzugten die bis in die 70er Jahre in der Betriebswirtschaftslehre vorherrschende Bruttosubstanzerhaltungskonzeption; vgl. Zimmermann, G. (1989), S. 509.

vermögens. Auf das Fremdkapital entfallene Gewinne unterliegen keiner Scheingewinnbesteuerung, da in Zeiten fortgesetzter Preissteigerungen auch Schuldnergewinne entstehen, die die Scheingewinne kompensieren („Aufrechnungsthese“).²⁴⁰ Eine kritische Betrachtung der „Aufrechnungsthese“ zeigt, daß Scheingewinne auf der Basis unternehmensindividueller Wiederbeschaffungspreise ermittelt werden, Schuldnergewinne hingegen als an den allgemeinen Preissteigerungsindex gebundene Kaufkraftgewinne definiert sind.²⁴¹ Diese Diskrepanz belegt, daß die „Aufrechnungsthese“ ein, in der Realität nur selten erfülltes, theoretisches Konstrukt ist.

Ein wesentliches Problem dieser Konzeption ist die Ermittlung der „richtigen“ Eigenkapitalquote, die den Abschreibungskorrekturen zugrunde gelegt wird. *Busse von Colbe* hält prinzipiell jede proportionale Zuordnung der Kapitalarten zu den Vermögensgegenständen für möglich.²⁴² Einerseits kann der in der Literatur vorgeschlagenen proportionalen Zuordnung nach der „goldenen Bilanzregel“ gefolgt werden,²⁴³ wonach das Anlagevermögen durch das langfristig gebundene Eigenkapital zu finanzieren ist. Andererseits ist auch die Gesamtelation von Eigen- zu Fremdkapital zur Bestimmung der Eigenkapitalquote denkbar.²⁴⁴

Einem pragmatischen Ansatz entsprechend, kann die ursprüngliche Eigenkapitalquote bei der Anschaffung bzw. Herstellung der Sachanlagegüter in der Anfangsperiode verwendet werden, da diese Quote vorliegt oder einfach zu ermitteln ist.

In der Literatur ist umstritten, welche Instrumente des Rechnungswesens geeignet sind, eine Nettosubstanzerhaltung zu ermöglichen. *Schneider* betrachtet die Nettosubstanzerhaltung, die über eine mit der Eigenkapitalquote gewichtete Abschreibung zu Wiederbeschaffungskosten²⁴⁵ erreicht werden soll, als Übererfüllung der Konzeption an.²⁴⁶ Zur Vermeidung von Substanzverlusten schlägt

²⁴⁰ Vgl. Zimmermann, G. (1989), S. 511.

²⁴¹ Vgl. Zimmermann, G. (1989), S. 511.

²⁴² Vgl. Busse von Colbe, W. (1989), S. 78.

²⁴³ Vgl. HFA (1975), S. 614 ff.

²⁴⁴ Vgl. Jacobs, O./Schreiber, U. (1979), S. 124 auch S. 164.

²⁴⁵ Da die Wiederbeschaffungskosten des Anlagegutes im Zeitpunkt der Reinvestition nicht bekannt sind, wird hierfür der Wert zum Abschreibungszeitpunkt (Tagesneuwert) verwendet. Im folgenden wird unter dem Terminus der „Abschreibungen auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten“ der im jeweiligen Abschreibungszeitpunkt bekannte Wiederbeschaffungswert verstanden.

²⁴⁶ Vgl. Schneider, D. (1984), S. 2524.

Schneider vor, eine bestimmte fixierte Eigenkapitalquote - z.B. 25 % - zu erhalten, indem Abschreibungen, die diesem Kapitalanteil zugeordnet werden, auf der Basis des geschätzten zukünftigen Wiederbeschaffungswert erfolgen. Somit würden während der Nutzungsdauer die zur Reinvestition notwendigen Mittel angespart.²⁴⁷ *Zimmermann* sieht hingegen die Nettosubstanzerhaltung als erreicht an, „wenn die auf Anschaffungspreisbasis ermittelten Abschreibungsgegenwerte und die kalkulatorischen Zinsen im Zeitpunkt des Rückflusses verzinslich angelegt werden“.²⁴⁸

Infolge von Daten- bzw. Prognoseproblemen sind die Wiederbeschaffungskosten aufgrund der Unsicherheit und der fehlenden Nachprüfbarkeit während des Abschreibungszeitraums zum Reinvestitionszeitpunkt im allgemeinen nicht bekannt. Daher ist als Abschreibungsbasis der jeweilige Tagesneuwert²⁴⁹ der Anlage zugrunde zu legen.²⁵⁰ Hieraus kann eine inflatorische Lücke entstehen.

Koch schlägt eine Nachholabschreibung vor, um diese Lücke zu schließen. Allerdings berücksichtigt er keine Verzinsung der Abschreibungsgegenwerte.²⁵¹ Eine weitere Möglichkeit stellt die Bildung einer Substanzerhaltungs- oder Kapitalerhaltungsrücklage dar, die die inflationsbedingten Kapitalverluste abfangen soll.

Da zur Reinvestition ein absolut höherer Fremdfinanzierungsbetrag notwendig ist, muß ein bestimmter Eigenkapitalanteil, der den „realen Kapitalmarktverhältnissen“ entspricht, im Unternehmen vorhanden sein, um eine interne Finanzierung der Reinvestition zu ermöglichen.²⁵²

1.2. Erhaltungskonzeptionen in den Tarifpreisgenehmigungsverfahren

Seit den 70er Jahren wird die Ansicht vertreten, daß mit der internen Kostenrechnung eines Unternehmens das Ziel der Nettosubstanzerhaltung zu verfolgen ist.²⁵³ Dies wurde mit der „Aufrechnungsthese“ - Ausgleich der Schein- mit den

²⁴⁷ Vgl. *Schneider*, D. (1984), S. 2526.

²⁴⁸ *Zimmermann*, G. (1989), S. 514.

²⁴⁹ Vgl. Fn. 245.

²⁵⁰ Vgl. *Busse von Colbe*, W. (1989), S. 308.

²⁵¹ Vgl. *Koch*, H. (1984), S. 79.

²⁵² Vgl. *Schneider*, D. (1984), S. 2524.

²⁵³ Vgl. *HFA* (1975), S. 614 ff.; so auch *Zimmermann*, G. (1989), S. 510; *Bönner*, U. (1992), S. 234.

Schuldnergewinnen - begründet.²⁵⁴ *Bönner* sieht die Nettosubstanzerhaltung als „Minimalziel“ im Rahmen der Tarifpreisgenehmigung an.²⁵⁵ Von Seiten der EVU wird konzidiert, daß das Tarifpreisgenehmigungsverfahren zumindest dem Konzept der Nettosubstanzerhaltung genügen sollte, da die Pflicht zur Reinvestition verbrauchter Anlagegüter keine Substanzauszehung des eigenkapitalfinanzierten Teils des Anlagevermögen im Unternehmen zuläßt.²⁵⁶ Fraglich ist jedoch, ob eine reale Kapitalerhaltung im Wege der kalkulatorischen Zinsen nicht ebenso dem Kriterium der Versorgungssicherheit genügen würde.

Im Rahmen von Tarifpreisgenehmigungsverfahren werden unterschiedliche Konzeptionen in den Bundesländern verwirklicht. Die in Rheinland-Pfalz praktizierte Arbeitsanleitung sieht für ihre Tarifpreisgenehmigungsverfahren beispielsweise die Zielsetzung der realen Kapitalerhaltung vor. Mit der - in der Diskussion befindlichen - modifizierten Arbeitsanleitung wird ebenfalls eine reale Kapitalerhaltung (allerdings über kalkulatorische Zinsen) angestrebt.²⁵⁷ Die nordrhein-westfälische Preisaufsichtsbehörde verfolgt das Konzept der Bruttosubstanzerhaltung, während andere Genehmigungsbehörden, wie u.a. hessische, niedersächsische und bayerische, gegenwärtig die Nettosubstanzerhaltungskonzeption anwenden.

Für den Reinvestitionszeitpunkt ist aus der Sicht des Unternehmens die Fähigkeit zur Reinvestition von primärer Bedeutung. Daher wird im Anschluß an die Darstellung der Kostenkomponenten zu prüfen sein, welche Maßnahmen hinsichtlich der Abschreibungen und/oder der Zinsen geeignet sind, eine solche Reinvestitionsfähigkeit zu ermöglichen. Gleichfalls wird untersucht, ob eine Kapitalerhaltungsrücklage - wie sie die rheinland-pfälzische Preisaufsichtsbehörde zuläßt - zur Reinvestitionsfähigkeit nach Ablauf der Nutzungsdauer führt.²⁵⁸ An dieser Stelle muß zugleich betont werden, daß in jedem Fall - unabhängig von der zugrunde gelegten Erhaltungskonzeption - **sämtliche den Unternehmen zufließenden Erlöse (Kostenbestandteile des Tarifpreisgenehmigungsverfahrens)** zu be-

²⁵⁴ Vgl. Zimmermann, G. (1989), S. 511.

²⁵⁵ Vgl. Bönner, U. (1992), S. 234.

²⁵⁶ Vgl. Bönner, U. (1992), S. 234.

²⁵⁷ Vgl. Begründung zur modifizierten Arbeitsanleitung (1993), S. 3.

²⁵⁸ Vgl. unten Kap. IV.3.

rücksichtigen sind, um die Reinvestitionsfähigkeit zur Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

2. Standardisierte Verfahren zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung mit Hilfe verschiedener Arbeitsanleitungen sowie des Erhebungsbogen-K

Bei der Darstellung der im Rahmen der Arbeitsanleitungen praktizierten Verfahren wird zunächst von der mehrheitlich angewendeten Systematik des Kostennachweises ausgegangen.²⁵⁹ Ergeben sich bei einigen Preisaufsichtsbehörden fundamentale Differenzen, erfolgt ein entsprechender Hinweis zur dortigen Vorgehensweise. Ein „Hauptaugenmerk“ wird auf den kalkulatorischen Kostenblock gelegt. Die aufwandsgleichen Kosten finden gleichfalls Beachtung, wobei deren Ermittlung jedoch weniger aufwendig erscheint und weniger Abweichungen innerhalb der Tarifpreisgenehmigungsverfahren festzustellen sind.

Die Erlösentwicklung wird nicht explizit erörtert, da sie implizit aus der Entwicklung der Kosten resultiert. Weiterhin wird die Umsetzung der aus der BTO Elt abgeleiteten Prämisse der „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ diskutiert, nach der nur „angemessene Kosten“ in der Tarifpreisgenehmigung zum Ansatz gebracht werden dürfen.²⁶⁰ Des weiteren gelten im Rahmen des Kostennachweises in der Arbeitsanleitung die Grundsätze eines „geordneten Rechnungswesens“,²⁶¹ die sich an den betriebswirtschaftlichen Grundsätzen ordnungsgemäßer Buchführung und Bilanzierung ausrichten. So ist beispielsweise darauf zu achten, daß jeder Geschäftsvorfall vollständig, einmalig, einheitlich usw. zu erfassen ist.²⁶² Die kalkulatorische Rechnung nach der Arbeitsanleitung soll eine „kostenverursachungsgerechte, perioden- und betriebsbezogene Ermittlung“²⁶³ der Kosten ermöglichen. Der Kosten- und Erlösnachweis hat über einen Zeitraum von drei Geschäftsjahren zu erfolgen: für das abgelaufene nachkalkula-

²⁵⁹ Wenn im folgenden die Arbeitsanleitung genannt wird, ist hierunter zunächst die bereits oben erwähnte Anleitung zu verstehen. Vgl. Fn. 220.

²⁶⁰ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt B.2.

²⁶¹ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt B.4.

²⁶² Vgl. ebenda.

²⁶³ Arbeitsanleitung, Abschnitt A.

torisch, für das laufende teils nachkalkulatorisch, teils vorkalkulatorisch, für das bevorstehende vorkalkulatorisch.²⁶⁴

Die Darstellung des Kostennachweises wird nach den kalkulatorischen (2.1.) sowie den aufwandsgleichen Kosten (2.2.) differenziert. Da ausschließlich die Kosten des Elektrizitätssektors in der Darstellung zu berücksichtigen sind, müssen die Erlöse aus Nebengeschäften eliminiert werden; die entsprechenden Regelungen werden unter (2.3.) beschrieben.

2.1. Kalkulatorischer Kostenblock

Der kalkulatorische Kostenblock setzt sich aus den kalkulatorischen Abschreibungen, den kalkulatorischen Zinsen, den kalkulatorischen Einzelwagnissen bzw. dem kalkulatorischen Gewinn zusammen. Im folgenden wird auf die kalkulatorischen Abschreibungen (2.1.1.) sowie Zinsen (2.1.2.) detailliert und auf den Gewinn nur kurz (2.1.3) eingegangen. Die kalkulatorischen Wagniskosten sind vergleichsweise einfach zu ermitteln, da sie aus der GuV-Position „Verluste aus Wertminderungen oder dem Abgang von Gegenständen des Umlaufvermögens“ sowie z.T. aus den „sonstigen Aufwendungen“ entnommen werden können.²⁶⁵

2.1.1. Kalkulatorische Abschreibungen

Die kalkulatorischen Abschreibungen sollen den Wertverzehr der im Stromgeschäft notwendigen materiellen und immateriellen Anlagegüter wiedergeben. Im Gegensatz zu der nicht normierten, unternehmensinternen kalkulatorischen Kostenrechnung, die eine möglichst genaue tatsächliche Wertminderung der Anlagegüter wiedergeben sollte, ist die Methodik im Tarifpreisgenehmigungsverfahren nicht frei wählbar, sondern durch die jeweilige Arbeitsanleitung vorgegeben. Im Bereich der kalkulatorischen Abschreibungen differieren die drei untersuchten Arbeitsanleitungen erheblich.

Die Untersuchungsgegenstände im Rahmen der kalkulatorischen Abschreibungen beinhalten den Abschreibungsausgangsbetrag (2.1.1.1.) und - im Fall einer Ab-

²⁶⁴ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt B.5.

²⁶⁵ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.10.

hängigkeit des Abschreibungsausgangsbetrages von der Kapitalstruktur - die zugrunde zu legende Eigenkapitalquote (2.1.1.2.), die jeweils zu unterstellende Nutzungsdauer (2.1.1.3.) sowie die grundsätzliche Abschreibungsmethodik (2.1.1.4.).

2.1.1.1. Abschreibungsbasis

Die verwendete Abschreibungsbasis differiert in den Arbeitsanleitungen. Einerseits ist es in einigen Bundesländern möglich, - unabhängig von der Finanzierung - die Abschreibungsbeträge auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten zu berechnen, andererseits werden, ob partiell oder vollständig, die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten als Abschreibungsgrundlage herangezogen. In der mehrheitlich verwendeten Arbeitsanleitung wird eine nach der Kapitalstruktur „gesplittete“ Abschreibungsbasis angewendet. Diese zwischen dem eigen- und dem fremdfinanzierten Anlagevermögen differenzierte Ausgangsbasis trägt dem Konzept der Nettosubstanzerhaltung Rechnung.²⁶⁶ Für den fremdfinanzierten Teil des Anlagevermögens ist von den historischen Herstellungs- und Anschaffungskosten, für den eigenfinanzierten Teil vom jeweiligen aktuellen Wiederbeschaffungswert abzuschreiben. Die gesonderte Abschreibung auf Grundlage des Wiederbeschaffungswertes basiert auf den bis 1989 geltenden Vorschriften der LSP, die eine solche Möglichkeit zuließ.

Die jeweiligen Wiederbeschaffungswerte werden i.d.R. an Hand der Indizierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten gewonnen.²⁶⁷ Die Arbeitsanleitung schreibt bei der Ermittlung des Wiederbeschaffungswertes als Abschreibungsausgangsbetrag die Berücksichtigung eines Abschlages für den technisch-wirtschaftlichen Fortschritt vor.²⁶⁸

Die Preisaufsichtsbehörden in Rheinland-Pfalz lassen als Abschreibungsausgangsbetrag ausschließlich die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten

²⁶⁶ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.5.2.

²⁶⁷ Das Statistische Bundesamt liefert zwar keine allgemeine Basisreihe für Versorgungsanlagen, jedoch existieren einige Indexreihen spezifischer Anlagegüter, so daß es den EVU möglich ist, nach dem vorhandenen Güterbündel individuell gewichtete Reihen zu bilden; vgl. Anhang 2.

²⁶⁸ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.5.3; da die Quantifizierung dieses Abschlages problematisch ist, wird in der Praxis der Abschlag entweder pauschal oder aber z.T. überhaupt nicht berücksichtigt.

sten zu. Durch Geldwertänderungen hervorgerufene Kapitalverluste werden dort mittels einer Kapitalerhaltungsrücklage kompensiert.²⁶⁹ Die Genehmigungspraxis in NRW sieht hinsichtlich des Abschreibungsausgangsbetrages als Ausgangsgröße Wiederbeschaffungswerte oder Sachzeitwerte vor.²⁷⁰ Die nordrhein-westfälische Arbeitsanleitung empfiehlt zugleich bei der Indizierung der Anschaffungswerte Korrekturen - „meistens Zuschläge“ - sowie die Einholung eines sachverständigen Rates, „um zu niedrige Abschreibungen zu vermeiden“.²⁷¹

2.1.1.2. Eigenkapitalquote

Wie oben angedeutet, ist die „richtige“ Eigenkapitalquote zur Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen von hoher Relevanz. Im Rahmen der mehrheitlich angewandten Tarifpreisgenehmigungspraxis wird der Anlagendeckungsgrad herangezogen. Dieser Quotient aus Eigenkapital und Anlagevermögen (beides der Bilanz entnommen) ist die Grundlage zur Berechnung der Mehrabschreibungen für den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens.²⁷²

Die Fragwürdigkeit dieser Quote wird durch die Betrachtung eines theoretischen Abschreibungsmodells im Ein-Gut-Fall deutlich, in dem die Eigenkapitalquote - es wird eine 50 %ige Quote zu Beginn der Investition unterstellt - ohne Zuführung von Thesaurierungsbeträgen aus dem Gewinn eine Höhe von 100 % erreicht, wenn durch eine lineare Abschreibung des Anlagevermögens selbiges zur Hälfte abgeschrieben ist. Darüber hinaus erreicht die Eigenkapitalquote ökonomisch unsinnige Werte von über 100 %, wenn das Eigenkapital höher sein sollte als das Anlagevermögen - dies ist bei einem nahezu vollständig abgeschriebenem Anlagevermögen der Fall. Der Anstieg der Eigenkapitalquote wird durch die steuerlich mögliche, degressive Abschreibung zu Beginn einer Investitionsperiode beschleunigt.

In der Literatur wird die Ermittlung der sachgerechten Eigenkapitalquote kontrovers diskutiert: *Badura/Kern* sehen die Ermittlung der Eigenkapitalquote als pro-

²⁶⁹ Vgl. Arbeitsanleitung (RLP) (1992), S. 19.

²⁷⁰ Vgl. Arbeitsanleitung (NRW) (1992), S. 18. Sachzeitwerte können als Basis angesetzt werden, wenn eine Übernahme zu diesem Wert erfolgte.

²⁷¹ Arbeitsanleitung (NRW) (1992), S. 18.

²⁷² Vgl. HMU (1991), Erhebungsbogen-K.

blembehaftet an, denn die o.g. pragmatischen Ansätze spiegeln die tatsächlichen Kapitalverhältnisse - wenn überhaupt - nur zufällig wider.²⁷³ Busse von Colbe lehnt die praktizierte Heranziehung des Anlagendeckungsgrades als „irrelevant“ ab, da dieser nicht die tatsächliche Finanzierungsstruktur repräsentiert.²⁷⁴ Gerade aufgrund der unmöglichen objektiven und sachgerechten Ermittlung der Eigenkapitalquote ist im Rahmen des Tarifpreisgenehmigungsverfahrens eine Unabhängigkeit der Abschreibungen von der Finanzierungsstruktur erforderlich.²⁷⁵

Ökonomisch weitaus sinnvoller wäre die Verwendung einer Quote, die das Eigenkapital ins Verhältnis zu dem betriebsnotwendigen Gesamtkapital setzen würde; diese Quote ist in jedem Fall auf 100 % begrenzt. Eine solchermaßen konstruierte Eigenkapitalquote ist allerdings durch die Finanzierungspolitik des Unternehmens beeinflussbar, da sie zum einen von der Geschwindigkeit der Fremdkapitaltilgung, zum anderen von der Auflösungsdauer der Baukostenzuschüsse (die mit 20 Jahren i.d.R. keine Kongruenz zu der Abschreibungsdauer des Investitionsobjektes hat) determiniert wird.

2.1.1.3. Nutzungsdauern

Die Regelungen hinsichtlich der anzusetzenden Nutzungsdauern differieren in den einzelnen Bundesländern. Mehrheitlich werden die steuerlich zulässigen Nutzungsdauern²⁷⁶ sowie deren AfA-Sätze benutzt. Eine Ausnahme bildet NRW; dort ist die jeweilige „betriebsübliche technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer“²⁷⁷ als Abschreibungsdauer anzusetzen.

Im Fall einer kürzeren als der tatsächlichen Nutzungsdauer der Anlagegüter ergibt sich eine Inkonsistenz zum o.a. Postulat der möglichst „kostenverursachungsgerechten und periodenbezogenen“ Ermittlung der Kostenelemente, da die Ab-

²⁷³ Vgl. Badura, P./Kern, W. (1983), S. 156 f.

²⁷⁴ Vgl. Busse von Colbe, W. (1989), S. 82.

²⁷⁵ Die Tarifgenehmigungspraxis in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz verzichtet auf eine Ermittlung der Eigenkapitalquote im Rahmen der kalkulatorischen Abschreibungen, da dort keine Differenzierung der Abschreibungsausgangsbeträge zwischen der Finanzierungsstruktur erfolgt. Allerdings verfolgen beide Preisgenehmigungsbehörden unterschiedliche konzeptionelle Zielsetzungen.

²⁷⁶ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.5.4.

²⁷⁷ In „Sonderfällen können“ jedoch auch „kürzere Nutzungsdauern für einzelne Objekte“ angewendet werden; vgl. Arbeitsanleitung (NRW) (1991), S. 19.

schreibungen einen möglichst realistischen Werteverzehr wiedergeben sollten. Bei einer Zwischenanlage der Abschreibungsgegenwerte oder der sofortigen Reinvestition resultiert aus einer kürzeren Nutzungsdauer zudem ein verstärkter Kapazitätserweiterungseffekt (Lohmann-Ruchti-Effekt).

Bei der Verwendung der steuerlich zulässigen Nutzungsdauer wird im Extremfall - in bezug auf die technisch-wirtschaftliche Nutzungszeit - ein auf die Hälfte verkürzter Abschreibungszeitraum angesetzt.²⁷⁸ Diese kürzeren Nutzungsdauern ermöglichen einen schnelleren Kapitalrückfluß für das Unternehmen, demnach wird das Anlagegut in einem kürzeren Zeitraum von den Kunden über den Tarifpreis bezahlt, als es für die Versorgung der Kunden zur Verfügung steht.

Für einen potentiellen Verkauf eines Partikularnetzes ist die tarifliche Anerkennung der Nutzungsdauer von großer Bedeutung. Wird beispielsweise der Übergabepreis auf der Basis einer längeren Nutzungsdauer berechnet als im Tarifpreisgenehmigungsverfahren zulässig, hat der potentielle Übernehmer seine daraus resultierenden höheren Kosten in einem kürzeren Zeitraum anzusetzen. Dies führt zu vergleichsweise höheren Abschreibungsbeträgen in den verbleibenden Perioden.

2.1.1.4. Abschreibungsmethode

In der Handels- und Steuerbilanz können die EVU Wahlmöglichkeiten hinsichtlich des Abschreibungsverfahrens ausschöpfen. Im Rahmen der Vorschriften des HGB und EStG sind z.B. degressive Abschreibungsmethoden, die zu einem anfänglich schnelleren Rückfluß der Mittel führen, zulässig. Im Tarifpreisgenehmigungsverfahren ist gegenwärtig - bundeseinheitlich - ausschließlich die lineare Abschreibungsmethode anzuwenden.²⁷⁹ Der jeweilige Abschreibungsausgangsbetrag wird demnach über die entsprechende Nutzungsdauer gleichmäßig auf die Perioden verteilt.

²⁷⁸ Zu den Unterschieden der Nutzungsdauern der einzelnen Anlagegüter vgl. Tabelle 11.

²⁷⁹ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.5.2.; vgl. Arbeitsanleitung (RLP), S. 10; vgl. Arbeitsanleitung (NRW), S. 19.

2.1.2. Kalkulatorische Zinsen

Über die kalkulatorische Zinskostenkomponente sollen die Kosten der Bereitstellung des betriebsnotwendigen Kapitals angemessen entgolten werden.²⁸⁰ Eine bundeskonforme Regelung bezüglich der kalkulatorischen Zinsen besteht nicht; in der Genehmigungspraxis wird auch hier unterschiedlich verfahren.

Bevor auf die Genehmigungspraxis eingegangen wird, ist zunächst im Rahmen der kalkulatorischen Zinsen ein Exkurs in die volkswirtschaftliche Zinstheorie zweckmäßig. Die Zinstheorie sieht im nominalen Zinssatz eine Inflationskomponente, die Geldwertänderungen berücksichtigen soll, eine Realverzinsungskomponente, die dem Kapitalgeber eine angemessene Rendite verschaffen soll, sowie eine Risikokomponente. Letztere spiegelt die Entgeltung des potentiellen Risikos eines partiellen oder totalen Verlustes des eingesetzten Kapitals wider. Die Inflationskomponente ist bei einer statischen Betrachtungsweise um die Produktivitäts- bzw. Qualitätssteigerung infolge des technischen Fortschritts zu bereinigen. Die durchschnittliche Wachstumsrate der Produktivität im elektrizitätswirtschaftlichen Sektor der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren von 1961 bis 1981 betrug 1,9 %. Dies stellt im Vergleich zum Stahlsektor (0,5 %), der durch ähnlich kapitalintensive Anlagegüter sowie langfristige Nutzungsdauern gekennzeichnet ist, eine deutlich höhere Wachstumsrate dar.²⁸¹

Das potentielle Risiko eines partiellen oder totalen Kapitalverlustes ist - zumindest im Verteilungsbereich - u.a. durch das Kostenerstattungsprinzip nahezu ausgeschlossen. Sämtliche Investitionskosten, mit einer rationellen Betriebsführung und i.V.m. dem Postulat der Versorgungssicherheit begründet, können im Rahmen der allgemeinen Tarife auf die Verbraucher abgewälzt werden.²⁸² Ein weiteres Argument zum Ausschluß des Risikobestandteiles im Zinsfuß ist die konzessionsvertraglich abgesicherte Monopolstellung, durch die den im Versorgungssektor operierenden Unternehmen eine Quasi-Absatzgarantie über 20 Jahre zugesichert wird.

²⁸⁰ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.1.

²⁸¹ Vgl. Unger, R. (1986), S. 53.

²⁸² Vgl. Kap. II.1.2.

Im folgenden wird auf die überwiegend angewandte Praxis eingegangen, d.h. die Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens (2.1.2.1.), die Bestimmung des Abzugskapitals (2.1.2.2.) sowie die Berücksichtigung von Zinserträgen (2.1.2.3.) sind zu diskutieren. Abschließend werden abweichende Vorgehensweisen kurz dargestellt (2.1.2.4.).

2.1.2.1. Betriebsnotwendiges Vermögen

Zur Bestimmung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Kapitals wird das betriebsnotwendige Vermögen herangezogen, das sich aus dem Anlage- und Umlaufvermögen zusammensetzt.²⁸³ Das Anlagevermögen bestimmt sich aus den kalkulatorischen Wertansätzen, während bei der Ermittlung des Umlaufvermögens auf die bilanziellen Werte zurückgegriffen wird. Durch den kalkulatorischen Wertansatz des Anlagevermögens entsteht eine Diskrepanz zwischen dem betriebsnotwendigen Vermögen, das in der Tarifpreisgenehmigung zum Ansatz kommt, und den bilanziellen Größen des Anlagevermögens. Eine Diskrepanz resultiert u.U. auch aus der Anwendung unterschiedlicher Abschreibungsmethoden.

Im Tarifpreisgenehmigungsverfahren ist von durchschnittlich gebundenen Mengen auszugehen, d.h. vom Mittelwert der kalkulatorischen Restwerte zum Anfang und Ende des Kalkulationsjahres. Eine Abweichung im Hinblick auf die Regelungen der LSP ergibt sich aus der möglichen Ansetzung im Bau befindlicher Anlagen.²⁸⁴ Die Gründe sind u.a. in der langen Planungs- und Bauphase der kapitalintensiven Anlagegüter zur Elektrizitätserzeugung zu sehen. Diese Regelung erscheint auf den ersten Blick sinnvoll, da den Unternehmen während der Bauphase eine Kapitalverzinsung zugestanden wird. Bedenklich sind in diesem Zusammenhang unsichere Bauvorhaben, beispielsweise zweifelhafte Erzeugungstechnologien, da sie trotz ihrer Fragwürdigkeit durchgeführt werden.

Im Rahmen der Arbeitsanleitung werden die tatsächlichen Aufwendungen für die Verzinsung des Fremdkapitals nicht berücksichtigt.²⁸⁵ Hinter dieser Praxis könnte

²⁸³ Vgl. HMU (1992), Erhebungsbogen KZi, S. 1.

²⁸⁴ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.5.

²⁸⁵ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.2.

eine Gewinnkomponente vermutet werden, sofern der Fremdkapitalzinssatz, mit dem sich das EVU finanziert, niedriger ist als der angesetzte Zinsfuß der kalkulatorischen Verzinsung. Vice versa, ist dies für die EVU von Nachteil, da dann die Differenz zwischen beiden Zinssätzen aus der Eigenkapitalverzinsung getragen werden müßte.

In der mehrheitlich angewandten Arbeitsanleitung gilt ein vom Bundesminister für Wirtschaft festgesetzter Höchstzinssatz von 6,5 %.²⁸⁶ Mit diesem Zinssatz wird das betriebsnotwendige Kapital verzinst, das aus dem betriebsnotwendigen Vermögen (vermindert um das Abzugskapital) besteht.²⁸⁷ Das betriebsnotwendige Vermögen setzt sich aus dem für das Stromgeschäft betriebsnotwendigen Anlage- und Umlaufvermögen zusammen.

Wird ein Kapitalverlustrisiko ausgeschlossen,²⁸⁸ kann auf die Umlaufrendite staatlicher Wertpapiere rekuriert werden, denn diese beinhaltet faktisch die Realverzinsungs- und die Inflationskomponente. In den Jahren 1980 bis 1994 betrug der durchschnittliche Realzins öffentlicher Anleihen 4,5 %.²⁸⁹

Fraglich erscheint, ob dem EVU eine weitere inflationskompensierende Kostenkomponente zugestanden werden darf, wenn die Substanzsicherung über eine andere Kostenkomponente erfolgt. Die kalkulatorischen Zinskosten müssen allerdings zumindest eine Bedienung der Fremdkapitalzinsen und eine angemessene Realverzinsung des eingesetzten Eigenkapitals sicherstellen.²⁹⁰

Ausgehend von der mehrheitlich verwendeten Arbeitsanleitung ist daher die Gewährung kalkulatorischer Zinsen zuzüglich einer Abschreibung für den eigenkapitalfinanzierten Teil des Anlagevermögens auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten problematisch. In diesem Fall wird der Grundsatz der Einmaligkeit

²⁸⁶ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.1.

²⁸⁷ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.4.; vgl. zu den Komponenten des Abzugskapitals Kap. IV.2.1.2.2.

²⁸⁸ Vgl. Kap. IV.2.1.2.

²⁸⁹ Der Realzins ist durch erhebliche Schwankungen bei langfristiger Betrachtung gekennzeichnet; der höchste Wert lag bei ca. 7 % im Jahr 1986, der niedrigste bei ca. 1,9 % zu Beginn des Jahres 1994; vgl. „Die Zeit“ vom 01.07.1994, S. 23. Demgegenüber betrug die durchschnittliche Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere im gleichen Zeitraum 7,6 %; vgl. Deutsche Bundesbank (1994), S. 67.

²⁹⁰ Autoren der Elektrizitätswirtschaft konzidieren ebenfalls, daß bei Anwendung der Nettosubstanzerhaltung im Rahmen der kalkulatorischen Abschreibungen der kalkulatorische Zinsfuß keine Inflationskomponente enthalten darf; vgl. Schmitt, D./Düngen, H./Bergschneider, C. (1990), S. 147.

des Kostenansatzes durchbrochen, denn der nominale Zinsfuß berücksichtigt ebenfalls Inflationselemente. Diesen Überlegungen folgend, wäre beispielsweise bei einem reinen Verteilerunternehmen ein Zinssatz als sachgerecht anzusehen, der für den eigenkapitalfinanzierten Teil des Anlagevermögens nur die Realverzinsungskomponente enthält, denn bei einem reinen Verteilerunternehmen kann die Risikokomponente nahezu ausgeschlossen werden.

2.1.2.2. Abzugskapital (Baukostenzuschüsse bzw. Hausanschlußkostenbeiträge)

Das Abzugskapital, das vom betriebsnotwendigen Vermögen abzuziehen ist, um das zu verzinsende betriebsnotwendige Kapital zu ermitteln, besteht aus den „dem Unternehmen zinslos zur Verfügung gestellten Geldmitteln“.²⁹¹ Dieser Posten setzt sich aus erhaltenen Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden, Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen sowie den erhaltenen Baukostenzuschüssen zusammen.²⁹² Der größte Teil des Abzugskapitals sind i.d.R. Baukostenzuschüsse bzw. Hausanschlußkostenbeiträge. Dieser Abzugsbetrag ist abhängig von der Höhe der noch nicht aufgelösten Baukostenzuschüsse, denn nur diese stellen Abzugskapital dar.

Baukostenzuschüsse²⁹³ gelten nach der Arbeitsanleitung als einmalige Finanzierungsbeiträge, um den Stromabnehmern entsprechend günstigere Strompreise einzuräumen.²⁹⁴ Sie werden zumeist für die Herstellung eines Hausanschlusses vom EVU pauschal vereinnahmt oder auch von den Gebietskörperschaften zur Erstellung des Straßenbeleuchtungsnetzes an das versorgende EVU geleistet.

In der Arbeitsanleitung heißt es: „Die Vorteile aus der Leistung von Baukostenzuschüssen müssen aber in vollem Umfang dem Stromabnehmer zugute kommen“.²⁹⁵ Diese Vorschrift übersieht jedoch, daß dem Kunden Opportunitätskosten, entweder durch entgangene Zinseinnahmen oder im Fall einer Fremdfinanzierung seines Beitrages durch die an seine Gläubiger zu zahlenden Zinsen, entstehen.

²⁹¹ Arbeitsanleitung Abschnitt C.II.6.4.2.

²⁹² Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.4.2.

²⁹³ Im folgenden werden alle zinslosen Finanzierungszuschüsse unter dem Terminus Baukostenzuschüsse subsumiert.

²⁹⁴ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.4.2.

²⁹⁵ Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.4.2.

Das EVU hat die erhobenen Finanzierungsbeiträge seiner Kunden zu gleichen Teilen innerhalb von 20 Jahren aufzulösen, d.h. diesen Auflösungsbetrag von den Gesamtkosten abzusetzen.²⁹⁶ Die Auflösungsdauer erfolgt unabhängig von der Nutzungsdauer des durch Baukostenzuschüsse finanzierten Sachanlagegutes. Folglich ist die Abzugsgröße in der kalkulatorischen Zinskomponente nach zwanzig Jahren Null, so daß die kalkulatorischen Zinsen - die dem EVU zugute kommen - nicht über die vollständige Nutzungsdauer des Anlagegutes den Abzugsscharakter des zinslosen Finanzierungszuschusses Dritter berücksichtigen.

2.1.2.3. Zinserträge

Die Zinserträge aus dem betriebsnotwendigen Kapital sind von den Erlösen aus Nebengeschäften zu differenzieren. Die Zinserträge bestehen insbesondere aus Zinserträgen aus Bankguthaben, Wertpapieren, Beteiligungen, Verzugszinsen sowie Pachten aus Betriebsgrundstücken u.ä. Sie sind von den ermittelten kalkulatorischen Zinskosten abzuziehen.²⁹⁷ Aufgrund der kostenmindernden Berücksichtigung der Zinserträge könnte ein Anreiz zur Ausgliederung der Mittel bestehen, die aus der Verzinsung der Abschreibungsrückflüsse resultieren, soweit der Zinsertrag größer ist als derjenige aus der anteiligen kalkulatorischen Verzinsung. Eine Kapitalverschiebung könnte beispielsweise auf die nicht im Stromgeschäft tätigen, verbundenen Unternehmen erfolgen.

2.1.2.4. Abweichende Vorgehensweisen

Die in Rheinland-Pfalz praktizierte Arbeitsanleitung erkennt - gegenüber der oben diskutierten Arbeitsanleitung - die tatsächlichen Aufwendungen für das Fremdkapital an. Die Eigenkapitalverzinsung erfolgt in Anlehnung an die entsprechenden Regelungen der LSP, wonach das mit Eigenkapital finanzierte betriebsnotwendige Kapital mit dem geltenden kalkulatorischen Zinsfuß verzinst wird. Analog zu den o.a. Regelungen ist das unverzinsliche Kapital (Abzugskapital) vor der Verzinsung zu eliminieren.²⁹⁸

²⁹⁶ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt D.2.

²⁹⁷ Arbeitsanleitung, Abschnitt C.II.6.3.

²⁹⁸ Vgl. Arbeitsanleitung (RLP) (1991), S. 11.

Eine völlig andersartige Verfahrensweise besteht in Nordrhein-Westfalen, wo u.a. aufgrund der abweichenden Methodik hinsichtlich der kalkulatorischen Abschreibungen zunächst nur die tatsächlichen Zinsen in deren effektiver Höhe anzusetzen sind. Anfallende Zinserträge werden dabei „saldiert“.²⁹⁹ Im weiteren Verfahren tritt die Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals als „Schlüsselgröße“ auf.³⁰⁰ Sie wird zur Bestimmung einer Tarifpreisveränderung herangezogen, indem der Jahresgewinn oder -verlust als Prozentwert bezogen auf das betriebsnotwendige Eigenkapital anzugeben ist. Damit soll eine stetige gleichmäßige Verzinsung des Eigenkapitals gesichert werden.³⁰¹ Die Arbeitsanleitung Nordrhein-Westfalens erwähnt jedoch nicht explizit, welche Zinsgröße als Beurteilungsmaßstab berücksichtigt werden soll; sie verweist lediglich auf ein Gutachten einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft zur „... Notwendigkeit von Tarifänderungen nach BTO Eit“.³⁰²

2.1.3. Kalkulatorischer Gewinn

Das mit der unternehmerischen Tätigkeit verbundene, allgemeine Unternehmerisiko der EVU soll, obgleich die aus dem Markt resultierenden Unwägbarkeiten durch Demarkations- und Konzessionsverträge gering sind, mit der kalkulatorischen Gewinnkomponente abgegolten werden.³⁰³ Auf diese Weise soll u.a. auch die Existenz des EVU auf lange Sicht gesichert werden.³⁰⁴ Ein standardisierter Ansatz zur Ermittlung der kalkulatorischen Gewinngröße existiert nicht; vielmehr ist der kalkulatorische Gewinn „jeweils im Einzelfall unter Berücksichtigung betriebsspezifischer Gesichtspunkte“ zu berechnen.³⁰⁵

²⁹⁹ Vgl. Arbeitsanleitung (NRW) (1991), S. 19 f.

³⁰⁰ Das betriebsnotwendige Eigenkapital wird abweichend von den anderen Verfahren ermittelt aus dem betriebsnotwendigen Kapital abzüglich des verzinslichen Fremdkapitals; somit werden implizit Baukostenzuschüsse als Eigenkapital angesehen, wobei allerdings die Anlagen für Straßenbeleuchtungszwecke nicht dem betriebsnotwendigen Kapital zugerechnet werden; vgl. Arbeitsanleitung (NRW) (1991), S. 14 f.

³⁰¹ Vgl. Arbeitsanleitung (NRW) (1991), S. 21.

³⁰² Vgl. Arbeitsanleitung (NRW) (1991), S. 29. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, daß die Arbeitsanleitung (NRW) gleichfalls auf einer „Arbeitshilfe“ derselben Wirtschaftsprüfungsgesellschaft basiert.

³⁰³ Vgl. die Ausführungen zum potentiellen Risiko eines EVU in Kap. IV.2.1.2.

³⁰⁴ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt F.

³⁰⁵ Vgl. ebenda.

2.2. Aufwandsgleiche Kosten

Aus der Gewinn- und Verlustrechnung werden die für das Stromgeschäft relevanten aufwandsgleichen Kosten abgeleitet. Aufwandsgleiche Kosten sind u.a. die der Strombeschaffung (2.2.1.), welche innerhalb dieser Kostenkategorie den größten Anteil haben, sowie die Personalkosten (2.2.2.). Außerdem stellen die Konzessionsabgaben (2.2.3.) und die betrieblichen Steuern (2.2.4.) weitere aufwandsgleiche Kosten dar.

2.2.1. Strombeschaffung und -erzeugungskosten

Die tatsächlichen bzw. voraussichtlichen Kosten, die im Rahmen des Strombezugs nach dem „Erhebungsbogen SB“ anfallen, sind Bestandteile des zu ermittelnden Tarifs. Die Kosten sind differenziert nach Eigenerzeugung und den jeweiligen Bezugsquellen zu bilanzieren. Auch zusätzliche Kosten, die infolge von Reserveversorgungen entstehen, sind anzusetzen. Ähnlich der Trennung in den allgemeinen Tarifen ist eine Separation zwischen der elektrischen Leistung und der elektrischen Arbeit sowie der Tages- und Nachtbezugsmenge vorzunehmen.³⁰⁶ Die entstehenden Aufwendungen werden, soweit ein Unternehmen eigene Kraftwerke betreibt, gesondert in einem Erhebungsbogen zur Stromerzeugung erfaßt.³⁰⁷

Angesichts der häufig zu beobachtenden Konzentration innerhalb der Elektrizitätsbranche folgen Probleme bezüglich der Kosten, die ein Unternehmen des gesamten Konzerns einem verbundenen Unternehmen in Rechnung stellt; hieraus könnte sich ein Spielraum zur überhöhten Ausweisung von Kosten ergeben.

2.2.2. Konzessionsabgaben

Die Konzessionsabgabe war in der Nachkriegszeit durch beträchtliche Strukturunterschiede gekennzeichnet. Das auf die Bevölkerungszahl bezogene Aufkommen differierte in den einzelnen Bundesländern erheblich.³⁰⁸ Bedeutung erlangte die

³⁰⁶ Vgl. HMU Erhebungsbogen SB (1992), S. 1.

³⁰⁷ Vgl. HMU Erhebungsbogen SE (1992), S. 1.

³⁰⁸ Vgl. Gröner, H. (1975), S. 287. Dies lag im Verbot der Neueinführung von Konzessionsabgaben begründet; vgl. Kap. II.1.5.

Konzessionsabgabe als fiskalpolitisches Instrument zur Einnahmeerzielung der kommunalen Gebietskörperschaften. Sie könnte u.a. durch die Unmerklichkeit auch als eine „Quasi-Steuer“ bezeichnet werden. Bis 1992 hatte die Konzessionsabgabe den Charakter einer Wertsteuer, da der Umsatz im Tarifikundenbereich als Bemessungsgrundlage galt.

Die Bemessung der Konzessionsabgaben erfolgt durch die Änderung der KAV nunmehr nach der Bevölkerungsanzahl des Versorgungsgebietes. Seitdem hat die Konzessionsabgabe die Eigenschaft einer Stücksteuer. Der Abgabensatz im Tarifikundenbereich differiert zwischen 1,20 und 4,69 Pfennig pro kWh.³⁰⁹ Primäre Steuerträger sind die Tarifikunden, der Sondervertragskundenbereich ist durch einen weitaus geringeren Abgabensatz belastet.³¹⁰

Die derzeit geltende Arbeitsanleitung sah die „Möglichkeit der Zahlung von Konzessionsabgaben“ im Rahmen der kalkulatorischen Gewinnkomponente vor.³¹¹ Diese Vorgehensweise findet seit dem Inkrafttreten der novellierten Konzessionsabgabenverordnung keine Anwendung mehr. Die zu zahlenden Konzessionsabgaben werden nunmehr als aufwandsgleiche Kosten in den Tarifpreis eingerechnet.

2.2.3. Personalkosten

Die Lohn- und Gehaltskosten stellen i.d.R. die zweitgrößte Kostenkategorie innerhalb der aufwandsgleichen Kosten dar.³¹² „Als Kosten können alle auf das Stromgeschäft entfallenden Löhne und Gehälter sowie die tariflichen und freiwilligen Sozialaufwendungen angesetzt werden.“³¹³ Ferner sind die Sozialkosten und die Kosten für Altersversorgung und Unterstützung des Personals im Stromgeschäft vollständig in der Kostenermittlung anrechenbar.³¹⁴ Selbst gewinnabhängige Abschlußvergütungen gelten als im Tarifpreisgenehmigungsverfahren ansetzbare Kosten, sofern sie nicht der sparsamen Wirtschaftsführung widersprechen.

³⁰⁹ Vgl. § 2 Abs. 2 KAV.

³¹⁰ Im Sondervertragskundenbereich darf ein Höchstsatz von 0,22 Pfennig pro kWh nicht überschritten werden; vgl. Bundesratsdrucksache 686/91, S. 2.

³¹¹ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt F.

³¹² Vgl. Datenausgangsbasis der Modellrechnungen des „Muster-EVU“ in Tabelle 6.

³¹³ Arbeitsanleitung Abschnitt C.II.2.

³¹⁴ Arbeitsanleitung Abschnitt C.II.3. sowie C.II.4.

Demnach ist es den EVU möglich, übertarifliche Leistungen an ihre Mitarbeiter auf die Elektrizitätstarife zu überwälzen. Dies führte im Vergleich zu ähnlichen Branchen - wie beispielsweise dem Stahlsektor - in der Vergangenheit zu deutlich höheren Lohn- und Gehaltskosten in der Elektrizitätswirtschaft.³¹⁵

Die Überprüfbarkeit der wirtschaftlichen Betriebsführung ist gleichfalls eingeschränkt, da in den „Erhebungsbogen-K“ die bilanziellen Ansätze übernommen werden können, ohne daß eine Differenzierung nach unterschiedlichen Personalkostenkategorien erfolgt. Die Arbeitsanleitung begründet dies mit der Vermeidung einer „zeitaufwendigen Aufspaltung der Position Löhne und Gehälter.“³¹⁶ Demzufolge ist eine Überprüfung der Personalkosten von Seiten der Preisbehörden im Hinblick auf das Wirtschaftlichkeitskriteriums nahezu ausgeschlossen. Damit steht dem Vorteil der Zeitersparnis der Nachteil gegenüber, daß die praktizierte Aggregation der Personalkosten eine Nachprüfung der „preisgünstigen Energieversorgung“ verhindert. Die Preisaufsichtsbehörde kann zwar detailliertere Angaben von den EVU anfordern, ob dies in der Realität geschieht, muß jedoch dahingestellt bleiben.

Ein weiterer Aspekt ist die problematische Zurechenbarkeit von Personalkosten in Querverbundunternehmen, bei denen Kosten aus anderen Geschäftsfeldern des Unternehmens in den Bereich der Stromversorgung verschoben werden können, ohne daß dies für die Preisaufsichtsbehörde im Tarifpreisgenehmigungsverfahren erkennbar wird. So könnten beispielsweise Personalkosten, u.a. des öffentlichen Personennahverkehrs, dem Stromgeschäft zugeordnet werden.³¹⁷

2.2.4. Betriebliche Steuern

Im Rahmen der Tarifpreisgenehmigung sind einige betriebliche Steuern als Kosten ansetzbar. Im Zusammenhang mit dem Stromgeschäft werden die Gewerbesteuer (Gewerbekapital- und Gewerbeertragsteuer), die Vermögensteuer, die Grundsteuer, die Kraftfahrzeugsteuer und die Umsatzsteuer für den Eigenver-

³¹⁵ Vgl. Kemmer, H. G. (1993), S. 24.

³¹⁶ Arbeitsanleitung Erläuterung zu II.2-4.

³¹⁷ In Querverbundunternehmen resultiert ein weiteres Problem aus der Personalkostenzuordnung im Bereich der Gas- und Wasserversorgung.

brauch als über den allgemeinen Tarif anzurechnende Kosten angesehen.³¹⁸ Die Einkommen- und Körperschaftsteuer sowie die Erbschaft- und Schenkungsteuer sind im Tarifpreisgenehmigungsverfahren nicht ansetzbar und müssen aus dem Gesamtergebnis gedeckt werden.³¹⁹

2.3. Erlöse aus Nebengeschäften

Grundsätzlich sind nur die Kosten des Stromgeschäftes in den Tarifpreis einzu-beziehen. Die Kosten und Erlöse, welche aus anderen Geschäftsbereichen resul-tieren, sind auszugliedern. Überschreiten die Erlöse aus Nebengeschäften die 5 %-Grenze des Gesamtumsatzes, so sind sie gesondert auszuweisen. Die Ar-beitsanleitung argumentiert bezüglich dieser Regelung mit einem unvertretbar hohen Zeitaufwand der rechnerischen Ausgliederung.³²⁰ Die Differenzierung ist jedoch notwendig, um eine Quersubventionierung anderer Bereiche durch das Stromgeschäft zu vermeiden.

Die Regelung zu den „Erlösen aus Nebengeschäften“ eröffnet den EVU einige unternehmens- und bilanzpolitische Spielräume. Handelt es sich um ein defizitä-res Nebengeschäft im Rahmen des 5 %igen Anteils am Umsatz wird ein rational handelndes Unternehmen die Kosten des Nebengeschäftes nicht ausgliedern, da somit die Kosten durch das Stromgeschäft quersubventioniert werden. Vice versa wird ein Unternehmen, das z.B. in Verbindung mit den in der Stromerzeugung anfallenden Kuppelprodukten ein gewinnträchtiges Nebengeschäft betreibt, diese Kosten und Erlöse ausgliedern.

3. Geplante Änderungen der Arbeitsanleitung

Die im Jahr 1989 vom Bundesminister der Wirtschaft verabschiedete Änderung des LSP sowie die novellierte Konzessionsabgabenverordnung sollen in einer modifizierten Arbeitsanleitung zum Ausdruck kommen.³²¹ Die Arbeitsgruppe „Betriebswirtschaftliche Fragen der BTO EIt“ des Bund-Länder-Ausschusses

³¹⁸ Vgl. Arbeitsanleitung Abschnitt C.II.7.

³¹⁹ Vgl. Arbeitsanleitung Abschnitt C.II.7.

³²⁰ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt B.1.

³²¹ Vgl. Begründung Arbeitsanleitung (1993), S. 2 f.

„Energiepreise“ hat nach ihren Beratungen eine vorläufige Fassung der Arbeitsanleitung vorgelegt.³²² Die modifizierte Arbeitsanleitung sieht eine Abkehr vom Konzept der Nettosubstanzerhaltung vor, hin zu einer „realen Kapitalerhaltung“ durch kalkulatorische Zinsen.³²³ Nachfolgend werden die geplanten Änderungen mit erheblichen Auswirkungen auf das Tarifpreisgenehmigungsverfahren dargestellt. Die Veränderungen zielen auf die kalkulatorischen Abschreibungen (3.1.), die Zinsen (3.2.) sowie den Gewinn (3.3.) ab. Eine weitere geplante Änderung ist die Verlängerung der Nutzungsdauer von der steuerlich zulässigen zur betriebsüblichen Nutzungsdauer (3.4.).

3.1. Kalkulatorische Abschreibungen

Im Bereich kalkulatorischer Abschreibungen soll zukünftig völlig auf eine Abschreibungsmöglichkeit auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten verzichtet werden. Künftig soll nach der linearen Abschreibungsmethode von den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten als Ausgangswert kalkulatorisch abgeschrieben werden. Für die EVU ist dies eine gravierende Veränderung; sie sehen durch diese Umstellung eine Gefährdung der gegenwärtig praktizierten Nettosubstanzerhaltung.³²⁴ Vom VDEW wird die Forderung nach einer „Kapitalerhaltungsrücklage mit Steuereffekt“ vertreten. Nur durch diese Kompensation sei die modifizierte Arbeitsanleitung als sachgerecht im Hinblick auf eine Nettosubstanzerhaltung anzusehen.³²⁵ Busse von Colbe konstatiert in der Verweigerung bzw. Einschränkung von kalkulatorischen Abschreibungen auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten sogar einen enteignungsgleichen Eingriff.³²⁶

³²² Vgl. Fn. 222.

³²³ Vgl. Begründung zur modifizierten Arbeitsanleitung (1993), S. 3.

³²⁴ Vgl. Hubig, K. (1994a), S. 4. Hubig führt dazu weiterhin aus, daß eine Substanzerhaltung nach den „verdienstvollen“ Berechnungen Bönner's durch Abschreibungen auf die historischen Anschaffungs- und Herstellungswerte nicht gewährleistet ist. Diese Berechnungen lassen jedoch die kalkulatorischen Zinsen, welche gleichermaßen zur Substanzerhaltung beitragen, unberücksichtigt; vgl. Hubig, K. (1994a), S. 5 sowie Bönner, U. (1992), S. 229 ff.

³²⁵ Vgl. VDEW (1993d), S. 9. Mit der Forderung nach einer Kapitalerhaltungsrücklage statt einer Substanzerhaltungsrücklage billigt der Verband indirekt die Umstellung auf das Konzept einer Kapitalerhaltung.

³²⁶ Vgl. Busse von Colbe (1990), S. 312.

3.2. Kalkulatorische Zinsen

Im Gegensatz zur geltenden Arbeitsanleitung setzen sich die Zinskosten nunmehr aus der „Summe der tatsächlichen Aufwendungen für das zinspflichtige Fremdkapital und der kalkulatorischen Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals“ zusammen.³²⁷ Mit der ausschließlichen kalkulatorischen Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals i.V.m. der Änderung hinsichtlich der kalkulatorischen Abschreibungen soll die reale Kapitalerhaltung im Tarifpreisgenehmigungsverfahren verfolgt werden.³²⁸

Der Zinssatz, mit dem die betriebsnotwendige Eigenkapitalgröße verzinst werden soll, bestimmt sich nach dem arithmetischen Mittel der Umlaufrendite inländischer festverzinslicher Wertpapiere innerhalb der letzten 5 Jahre vor Antragstellung.³²⁹ Die modifizierte Arbeitsanleitung nimmt eine weitere Klarstellung bezüglich der Rückstellung vor; Rückstellungen werden nunmehr explizit als Abzugskapital bei der kalkulatorischen Verzinsung qualifiziert. Begründet wird dies mit dem Charakter der Rückstellungen, die einem dem EVU zinslos zur Verfügung stehenden Kredit gleichzusetzen sind.³³⁰ Die seitherige Praxis sieht ebenfalls einen Abzug einzelner Rückstellungsarten von der zu verzinsenden Kapitalgröße vor, wobei allerdings Pensionsrückstellungen nur teilweise berücksichtigt wurden.³³¹

3.3. Kalkulatorischer Gewinn

Bezüglich des kalkulatorischen Gewinns erfährt die Arbeitsanleitung eine dahingehende Änderung, daß zukünftig die Gewährung dieser Kostenkomponente nicht mehr im Einzelfall entschieden wird. Motiviert durch den Ansatz der Konzessionsabgabe als eigenständigem Kostenelement, erfolgt eine Operationalisierung des kalkulatorischen Gewinns. Die Gewinngröße, aus der das allgemeine Unternehmerwagnis gedeckt werden soll, wird mit einem pauschalen Ansatz von 1 % des betriebsnotwendigen Eigenkapitals in die kalkulatorische Kostenkompo-

³²⁷ Modifizierte Arbeitsanleitung (1993), Abschnitt C.6.

³²⁸ Vgl. Begründung zur modifizierten Arbeitsanleitung (1993), S. 3 f.

³²⁹ Vgl. modifizierte Arbeitsanleitung (1993), Abschnitt C.6.3. Sinnvoller wäre ein gleitender Durchschnitt, der sich an der konzessionsvertraglichen Laufzeit orientiert.

³³⁰ Vgl. Begründung zur modifizierten Arbeitsanleitung (1993), S. 9.

³³¹ Vgl. Begründung zur modifizierten Arbeitsanleitung (1993), S. 10.

nente eingestellt.³³² Die von den Zinskosten getrennte Berücksichtigung des kalkulatorischen Gewinns soll deren alleinige Zuordnung zu den Wagniskosten verdeutlichen; diese Größe ist folglich nicht als Inflationsbestandteil anzusehen.³³³

3.4. Änderung der Nutzungsdauer

Eine weitere, wesentliche Modifikation der geltenden Arbeitsanleitung besteht in der geplanten Verlängerung der tariflich ansetzbaren Nutzungsdauern. Die Unternehmen müssen im Rahmen des Tarifpreisgenehmigungsverfahrens als Abschreibungsdauer des Anlagevermögens die betriebsübliche Nutzungsdauer der einzelnen Anlagegüter ansetzen.³³⁴ Der resultierende, langsamere Rückfluß des eingesetzten Kapitals unterliegt dadurch einer längeren Inflationsperiode. Einen Vorteil für die EVU bieten jedoch längere Nutzungsdauern hinsichtlich der kalkulatorischen Verzinsung des eingesetzten Kapitals, da der absolute Rückfluß im Rahmen der Zinskomponente höher ist als derjenige unter Zugrundelegung der steuerlich zulässigen Nutzungsdauer. Die absolute Wirkungsrichtung dieser Vor- bzw. Nachteile ist schwer zu quantifizieren, da beide Effekte gegenläufige Auswirkungen haben.

Aus der Umstellung von der kürzeren zur längeren Nutzungsperiode ergibt sich ein abruptes Absinken der Abschreibungsbeträge in der Preiskalkulation. Zu beachten ist jedoch, daß bereits abgeschriebene Anlagegüter nicht wiederaufleben, da ansonsten dem Grundsatz der Einmaligkeit der Kostenanrechnung widersprochen würde.

Hingegen ist eine Abstimmung auf eine Nutzungsdauer, die sich tendenziell der tatsächlichen Nutzungsdauer nähert, eine sinnvolle Lösung, da dadurch die postulierte „verursachungsgerechte“ Kostenzuordnung durch die Ausweitung der Nutzungsdauer stärker betont wird.

³³² Vgl. modifizierte Arbeitsanleitung (1993), Abschnitt F.2.

³³³ Vgl. Begründung zur modifizierten Arbeitsanleitung (1993), S. 11.

³³⁴ Vgl. modifizierte Arbeitsanleitung (1993), Abschnitt C.5.2.

4. Überprüfung der Reinvestitionsfähigkeit

Die unter Kap. IV.1. abgeleitete Forderung der Reinvestitionsfähigkeit wird an dieser Stelle anhand abstrakter Modellrechnungen überprüft. Zur Sicherung inflationsbedingter Verluste des Eigenkapitals können unterschiedliche Vorgehensweisen angewandt werden. Alle möglichen Verfahren knüpfen an eine kalkulatorische Berechnung dieser inflatorischen Lücke an. Denkbar sind hier zum einen bestimmte Kombinationen der oben diskutierten Ausweismethoden der kalkulatorischen Kostenelemente, zum anderen eine - oben bereits erwähnte - spezielle Kapitalerhaltungsrücklage, die die inflationsbedingten Verluste kompensiert. Die durchgeführten Modellrechnungen sollen lediglich inflationsinduzierte Effekte analysieren, die zu Defiziten bezüglich der Reinvestitionsfähigkeit führen. Von einer weiteren Störung der Reinvestitionsfähigkeit - z.B. durch die Besteuerung von inflationsbedingten Scheingewinnen - wird zunächst abstrahiert.³³⁵ Im folgenden werden zunächst die kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen analysiert (4.1.), im weiteren wird die Kapitalerhaltungsrücklage untersucht (4.2.). Im Anschluß daran erfolgt eine Zusammenfassung der Überprüfungsergebnisse (4.3.).

4.1. Kalkulatorische Kostenkomponenten

Im Rahmen der kalkulatorischen Kostenkomponenten kann zur Reinvestitionsfähigkeit einerseits auf eine spezielle Abschreibungsmethodik, andererseits auf die zu gewährenden kalkulatorischen Zinsen zurückgegriffen werden. Im folgenden werden zwei abstrakte Modellrechnungen vorgestellt,³³⁶ die die zwei Komponenten getrennt analysieren.

Zunächst wird auf die Möglichkeit der Sicherung der Reinvestitionsfähigkeit mit Hilfe von Abschreibungen auf der Grundlage von Wiederbeschaffungswerten eingegangen. Die hierzu notwendigen Zeitreihen können Tabelle 4 entnommen werden. Als historische Anschaffungs- und Herstellungskosten werden 100 Geldeinheiten angenommen, die zu 100 % mit Eigenkapital finanziert sind. In

³³⁵ Diese restriktiven Annahmen werden im Zuge der theoretischen Modellrechnungen des Kap. VI.1. aufgegeben; dort wird unter Rücksichtnahme der Besteuerung und einer angemessenen Ausschüttung die mehrheitlich praktizierte Arbeitsanleitung auf ihre Tauglichkeit hinsichtlich der Nettosubstanzerhaltungskonzeption überprüft.

³³⁶ Diese abstrakten Modellrechnungen lehnen sich an die mehrheitlich genutzte Arbeitsanleitung an, die in Kap. IV.2. ausführlich diskutiert wurde.

Spalte 2 wird mit einer Inflationsrate von 3 % p.a. der ursprüngliche Kapitaleinsatz auf den jeweiligen Wiederbeschaffungswert (WBW) innerhalb von 40 Jahren aufgezinnt.³³⁷

Tabelle 4: Reinvestitionsfähigkeit durch kalkulatorische Abschreibungen

1	2	3	4	5	6	7	8
Jahr	WBW	RBW	AfA	kum.AfA	RBW + kum. AfA	kum. AfA + Zinserträge	Verfügb. Mittel
0	100,00	100,00					
1	103,00	97,50	2,50	2,50	100,00	2,50	100,00
2	106,09	95,00	2,58	5,08	100,08	5,25	100,25
3	109,27	92,50	2,65	7,73	100,23	8,28	100,78
4	112,55	90,00	2,73	10,46	100,46	11,60	101,60
5	115,93	87,50	2,81	13,27	100,77	15,24	102,74
6	119,41	85,00	2,90	16,17	101,17	19,23	104,23
7	122,99	82,50	2,99	19,16	101,66	23,58	106,08
8	126,68	80,00	3,07	22,23	102,23	28,34	108,34
9	130,48	77,50	3,17	25,40	102,90	33,52	111,02
10	134,39	75,00	3,26	28,66	103,66	39,17	114,17
11	138,42	72,50	3,36	32,02	104,52	45,32	117,82
12	142,58	70,00	3,46	35,48	105,48	52,01	122,01
13	146,85	67,50	3,56	39,04	106,54	59,28	126,78
14	151,26	65,00	3,67	42,72	107,72	67,18	132,18
15	155,80	62,50	3,78	46,50	109,00	75,74	138,24
16	160,47	60,00	3,89	50,39	110,39	85,03	145,03
17	165,28	57,50	4,01	54,40	111,90	95,10	152,60
18	170,24	55,00	4,13	58,54	113,54	106,01	161,01
19	175,35	52,50	4,26	62,79	115,29	117,82	170,32
20	180,61	50,00	4,38	67,18	117,18	130,60	180,60
21	186,03	47,50	4,52	71,69	119,19	144,42	191,92
22	191,61	45,00	4,65	76,34	121,34	159,36	204,36
23	197,36	42,50	4,79	81,13	123,63	175,50	218,00
24	203,28	40,00	4,93	86,07	126,07	192,94	232,94
25	209,38	37,50	5,08	91,15	128,65	211,77	249,27
26	215,66	35,00	5,23	96,38	131,38	232,09	267,09
27	222,13	32,50	5,39	101,77	134,27	254,02	286,52
28	228,79	30,00	5,55	107,33	137,33	277,67	307,67
29	235,66	27,50	5,72	113,05	140,55	303,17	330,67
30	242,73	25,00	5,89	118,94	143,94	330,66	355,66
31	250,01	22,50	6,07	125,01	147,51	360,29	382,79
32	257,51	20,00	6,25	131,26	151,26	392,21	412,21
33	265,23	17,50	6,44	137,69	155,19	426,59	444,09
34	273,19	15,00	6,63	144,33	159,33	463,61	478,61
35	281,39	12,50	6,83	151,16	163,66	503,47	515,97
36	289,83	10,00	7,03	158,19	168,19	546,38	556,38
37	298,52	7,50	7,25	165,44	172,94	592,55	600,05
38	307,48	5,00	7,46	172,90	177,90	642,23	647,23
39	316,70	2,50	7,69	180,59	183,09	695,67	698,17
40	326,20	0,00	7,92	188,50	188,50	753,16	753,16
Σ			188,50				
	Startwert AV: 100		Eigenkapitalquote:		100%		
	Inflationsrate: 3,0%		Zinssatz:		7,12%		
	Nutzungsdauer: 40 Jahre		AfA:		2,5%		

Eigene Berechnungen.

Spalte 3 gibt den jeweiligen Restbuchwert - berechnet auf der Basis der betriebsüblichen Nutzungsdauer - wieder. In Spalte 4 sind die jeweiligen Abschrei-

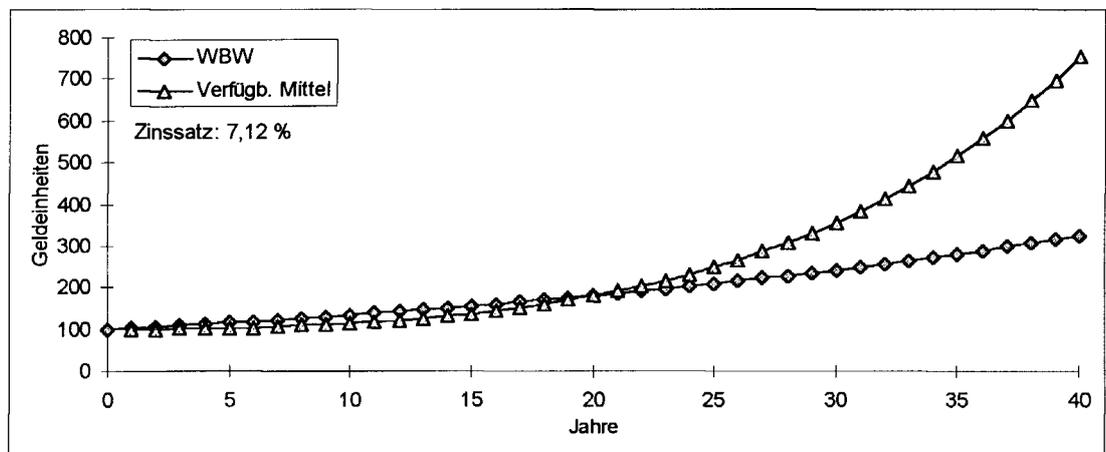
³³⁷ Diese Annahmen liegen den drei folgenden abstrakten Modellrechnungen zugrunde. Als Laufzeit wird an dieser Stelle die durchschnittliche betriebsübliche Nutzungsdauer der Anlagegüter angesetzt; eine Kongruenz der Nutzungsdauer mit der tatsächlichen Verweildauer der Anlage ist geboten, da Reinvestitionsmaßnahmen i.d.R. erst am Ende der betriebsüblichen Nutzungsdauer anstehen.

bungswerte während der gesamten Laufzeit dargestellt. In Spalte 5 werden die berechneten Abschreibungsgegenwerte kumuliert, um in der darauffolgenden Spalte die jeweiligen Rückflüsse einschließlich des Restbuchwertes zu jedem Zeitpunkt ermitteln zu können.

Spalte 7 repräsentiert die Abschreibungsgegenwerte zuzüglich ihrer Verzinsung mit einem ausgewählten Zinssatz von 7,12 %, die im 20. Jahr die Wiederbeschaffung der Anlage ausschließlich aus Rückflußmitteln sowie deren Verzinsung ermöglicht. In der letzten Spalte sind die verfügbaren Mittel inklusive des bei einer potentiellen Veräußerung anfallenden Übernahmepreises wiedergegeben, wobei als Übernahmepreis der tarifkalkulatorische Restbuchwert angesetzt wurde.

Dieses einfache Beispiel verdeutlicht, daß theoretisch eine Wiederanlage der Abschreibungsgegenwerte zu einem Zinssatz von 7,12 % ausreichend ist, die Nettosubstanzerhaltung zu erfüllen. Abbildung 7 stellt diesen Zusammenhang dar. Der Pfad des Wiederbeschaffungswertes verläuft bis zum 20. Jahr oberhalb dem der verfügbaren Mittel, im 20. Jahr schneiden sich beide, woraufhin die Reinvestitionsfähigkeit permanent gesichert ist. Der überproportionale Anstieg ab dem 20. Jahr ist auf den Zinsezinsseffekt zurückzuführen.

Abbildung 7: Reinvestitionsfähigkeit durch kalkulatorische Abschreibungen



Eigene Berechnungen.

Der Zinssatz für die Wiederanlage der Abschreibungsgegenwerte ist nach dem zu erfüllenden Reinvestitionsfähigkeitskriterium im 20. Jahr ausgewählt worden; dieser Zinssatz spiegelt näherungsweise das in der Realität vorzufindende Zinsniveau für Finanzanlagen wider. Da Konzessionsverträge über 20 Jahre laufen, spielt die Unterdeckung bis zu diesem frühestmöglichen Veräußerungszeitpunkt

keine Rolle. Jede spätere Veräußerung reduziert die Höhe des erforderlichen Anlagezinssatzes.

Mit einer gleichartigen Systematik wird nun die Möglichkeit untersucht, die eine kalkulatorische Verzinsung des Kapitals mit einem Zinsfuß von 6,5 % zur Reinvestitionsfähigkeit bietet. In Tabelle 5 sind die hierzu notwendigen Zeitreihen wiedergegeben. Es werden lediglich die Abschreibungsbeträge durch die anfallenden Zinsbeträge substituiert.

Tabelle 5: Reinvestitionsfähigkeit durch kalkulatorische Zinsen

1	2	3	4	5	6	7	8
Jahr	WBW	RBW	KZ	kum. KZ	RBW + kum. KZ	kum. KZ + Zinserträge	Verfügb. Mittel
0	100,00	100,00					
1	103,00	97,50	6,42	6,42	103,92	6,42	103,92
2	106,09	95,00	6,26	12,68	107,68	12,85	107,85
3	109,27	92,50	6,09	18,77	111,27	19,29	111,79
4	112,55	90,00	5,93	24,70	114,70	25,74	115,74
5	115,93	87,50	5,77	30,47	117,97	32,20	119,70
6	119,41	85,00	5,61	36,08	121,08	38,67	123,67
7	122,99	82,50	5,44	41,52	124,02	45,15	127,65
8	126,68	80,00	5,28	46,80	126,80	51,64	131,64
9	130,48	77,50	5,12	51,92	129,42	58,15	135,65
10	134,39	75,00	4,96	56,88	131,88	64,67	139,67
11	138,42	72,50	4,79	61,67	134,17	71,20	143,70
12	142,58	70,00	4,63	66,30	136,30	77,74	147,74
13	146,85	67,50	4,47	70,77	138,27	84,30	151,80
14	151,26	65,00	4,31	75,08	140,08	90,87	155,87
15	155,80	62,50	4,14	79,22	141,72	97,46	159,96
16	160,47	60,00	3,98	83,20	143,20	104,06	164,06
17	165,28	57,50	3,82	87,02	144,52	110,67	168,17
18	170,24	55,00	3,66	90,68	145,68	117,30	172,30
19	175,35	52,50	3,49	94,17	146,67	123,95	176,45
20	180,61	50,00	3,33	97,50	147,50	130,61	180,61
21	186,03	47,50	3,17	100,67	148,17	137,29	184,79
22	191,61	45,00	3,01	103,68	148,68	143,98	188,98
23	197,36	42,50	2,84	106,52	149,02	150,70	193,20
24	203,28	40,00	2,68	109,20	149,20	157,43	197,43
25	209,38	37,50	2,52	111,72	149,22	164,17	201,67
26	215,66	35,00	2,36	114,08	149,08	170,94	205,94
27	222,13	32,50	2,19	116,27	148,77	177,73	210,23
28	228,79	30,00	2,03	118,30	148,30	184,53	214,53
29	235,66	27,50	1,87	120,17	147,67	191,36	218,86
30	242,73	25,00	1,71	121,88	146,88	198,21	223,21
31	250,01	22,50	1,54	123,42	145,92	205,08	227,58
32	257,51	20,00	1,38	124,80	144,80	211,97	231,97
33	265,23	17,50	1,22	126,02	143,52	218,88	236,38
34	273,19	15,00	1,06	127,08	142,08	225,82	240,82
35	281,39	12,50	0,89	127,97	140,47	232,78	245,28
36	289,83	10,00	0,73	128,70	138,70	239,77	249,77
37	298,52	7,50	0,57	129,27	136,77	246,78	254,28
38	307,48	5,00	0,41	129,68	134,68	253,81	258,81
39	316,70	2,50	0,24	129,92	132,42	260,88	263,38
40	326,20	0,00	0,08	130,00	130,00	267,97	267,97
Σ				130,00			
Startwert AV: 100		Eigenkapitalquote: 100%					
Inflationrate: 3,0%		Kalk. Zinssatz: 6,5%					
Nutzungsdauer: 40 Jahre		Zinssatz: 2,69%					

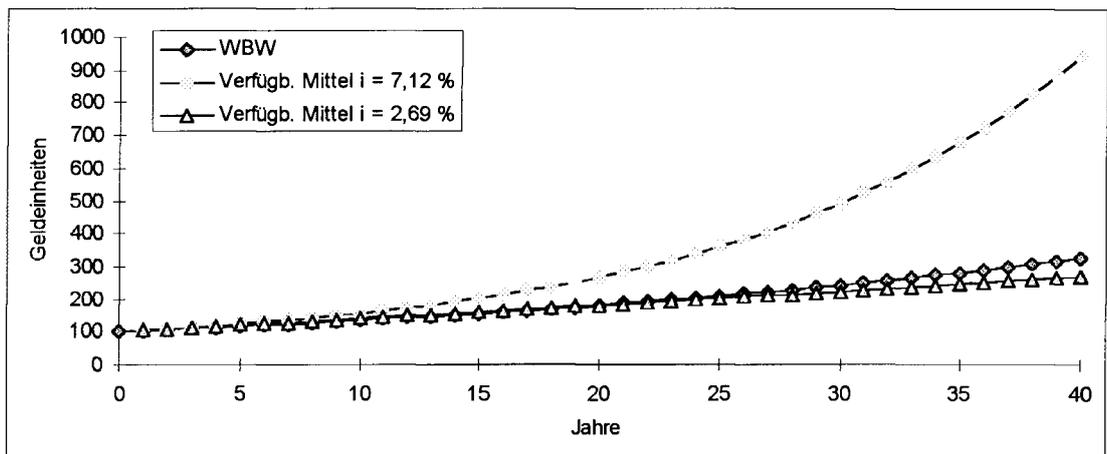
Eigene Berechnungen.

Die Berechnungen zeigen, daß auch die anfallenden kalkulatorischen Zinsbeträge sowie deren Wiederanlage mit einem Zinssatz von 2,69 % ausreichend sind, um eine Reinvestitionsfähigkeit im 20. Jahr zu gewährleisten. Bei einer solch

niedrigen Verzinsung der Wiederanlage reichen jedoch die verfügbaren Mittel am Ende der betriebsüblichen Laufzeit nicht aus, um eine Wiederbeschaffung des ursprünglichen Anlagegutes zu ermöglichen.

Wird der Zinssatz erhöht, reicht eine Verzinsung zu 3,40 % aus, die Anlage über den gesamten Zeithorizont der betriebsüblichen Nutzungsdauer vollständig aus zurückfließenden Mitteln zu finanzieren. Abbildung 8 stellt den Zeitpfad des Wiederbeschaffungswertes und den der verfügbaren Mittel mit einer Verzinsung von 2,69 % und 7,12 % graphisch dar.

Abbildung 8: Reinvestitionsfähigkeit durch kalkulatorische Zinsen



Eigene Berechnungen.

Abbildung 8 veranschaulicht den beschriebenen Sachverhalt graphisch, wobei ein Zinssatz für die Wiederanlage von 2,69 % unterstellt wurde. Wird berücksichtigt, daß der Marktzinssatz deutlich höher liegt kommt, man zum Ergebnis, daß eine solche Verzinsung nebst Zinseszinsen die Fähigkeit zur Reinvestition bei weitem sichert. Die absolute Höhe der zurückfließenden Mittel ist im Rahmen der kalkulatorischen Verzinsung des Kapitals geringfügig höher, als die aus den Abschreibungen nebst Zinseszinsen resultierenden Mittelrückflüsse.

Die zwei voranstehenden Beispielsrechnungen heben die Möglichkeiten der Sicherung des Anlagevermögens vor inflationsbedingten Verlusten hervor. Werden nun beide Maßnahmen miteinander kombiniert - dies geschieht z.T. auch im Rahmen einiger Tarifpreisgenehmigungsverfahren -, wird ersichtlich, welche Möglichkeiten die Unternehmen zur Erhaltung des Anlagevermögens haben. Einschränkend steht der konstatierten Reinvestitionsfähigkeit die o.a. restriktive Annahme der fehlenden Berücksichtigung der Besteuerung entgegen.

4.2. Kapitalerhaltungsrücklage

Die von der Elektrizitätswirtschaft - angesichts der Absicht der Preisreferenten, die Arbeitsanleitung zu reformieren - geforderte Kapitalerhaltungsrücklage³³⁸ wurde im Jahr 1992 in der Arbeitsanleitung von Rheinland-Pfalz umgesetzt. Diese Rücklage soll den inflationsbedingten Kapitalverlust des nominellen Eigenkapitalanteils sowie die aus der Scheingewinnbesteuerung resultierenden realen Verluste berücksichtigen.³³⁹ Nach einer fest fixierten Berechnungsmethodik werden die Zuführungen zur Rücklage nach folgender Methode ermittelt, wobei die einmal gewählte Ermittlungsmethodik innerhalb der 20jährigen Konzessionsvertragslaufzeit beizubehalten ist.

Parameter, die der Berechnung zugrunde liegen, sind der im Jahr 1990 in der Unternehmensbilanz ausgewiesene, absolute Eigenkapitalanteil sowie die vorgegebene Inflationsrate von 2 % p.a.,³⁴⁰ die über 20 Jahre beibehalten werden soll. Die jährliche Kapitalerhaltungsrücklage (KER) errechnet sich aus folgender Formel:

$$\text{KER} = \frac{\text{Eigenkapital in } t = 0 \times (\text{Zinseszinsfaktor} - 1)}{20 \text{ Jahre}}$$

Der so ermittelte Rücklagenbetrag wird anschließend mit einem Körperschaftsteuerfaktor vervielfacht.³⁴¹

Abbildung 9 verdeutlicht die Wirkungen der kumulierten Kapitalerhaltungsrücklage (kum. KER), ohne die Berücksichtigung der Körperschaftsteuerzulage, um einen Vergleich mit den oben ermittelten Ergebnissen zu ermöglichen. Die Inflationsrate zur Indizierung der Anschaffungs- und Herstellungskosten wird mit 2 % p.a. angenommen. Des weiteren sind in Abbildung 9 die kumulierten Abschreibungen (kum. D) sowie die aus der Zwischenanlage der kumulierten Kapitalerhaltungsrücklage und Abschreibungen resultierenden Zinsen (kum. (KER + D) *

³³⁸ Vgl. VDEW (1993d), S. 9.

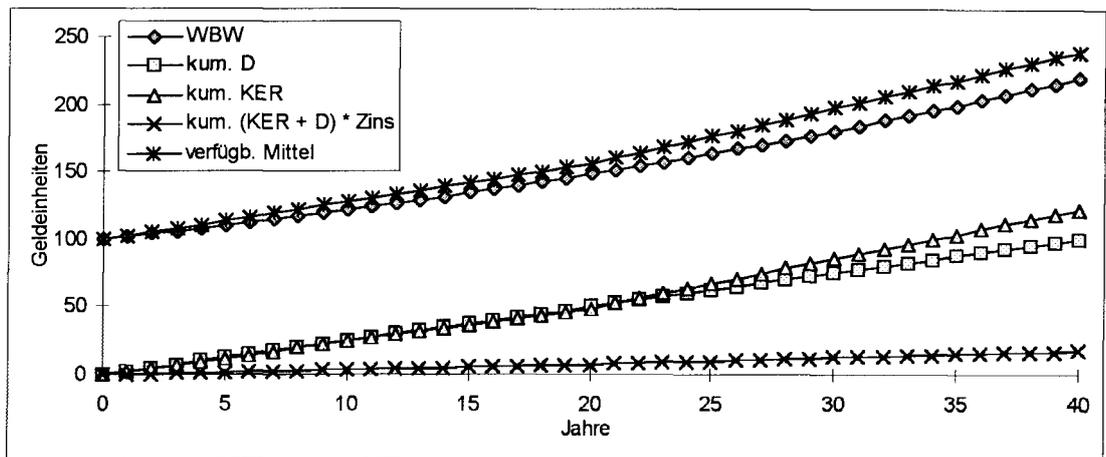
³³⁹ Vgl. Arbeitsanleitung (RLP) (1992), S. 19.

³⁴⁰ Die anfänglich gewählte Kapitalgröße ist auf jeden Fall beizubehalten; in besonders begründeten Fällen kann von der zugrunde gelegten Preissteigerung abgewichen werden; vgl. Arbeitsanleitung (RLP) (1992), S. 9.

³⁴¹ Vgl. Arbeitsanleitung (RLP) (1992), Anhang: Berechnung der Kapitalerhaltungsrücklage mit Körperschaftsteuer.

Zins) dargestellt.³⁴² Die letztlich verfügbaren Mittel errechnen sich aus den kumulierten Rückflüssen zuzüglich dem jeweiligen Restbuchwert. Die Kapitalerhaltungsrücklage wurde nach Ablauf der ersten 20 Jahre auf der Basis des Wiederbeschaffungswertes im 20. Jahr neu berechnet.

Abbildung 9: Wirkung der Kapitalerhaltungsrücklage i.V.m. kalkulatorischen Abschreibungen³⁴³



Eigene Berechnungen.

Die permanent gegenüber dem Wiederbeschaffungswert höheren, verfügbaren Mittel veranschaulichen die bestehenden Möglichkeiten zur Ausschüttung - auch diejenigen, die sich bei der Verfolgung des Konzeptes der Realkapitalerhaltung nach dem Vorbild der rheinland-pfälzischen Preisaufsichtsbehörde ergeben. Durch diese Konstruktion der Kostenkomponenten erfolgt im Rahmen der im Modell unberücksichtigten kalkulatorischen Zinsen gleichfalls ein Doppelansatz der Inflationskomponente.

4.3. Überprüfungsergebnis

Der Interpretation der Ergebnisse muß vorangestellt werden, daß der gesamte Mittelzufluß entscheidend zur Beurteilung der Reinvestitionsfähigkeit ist. Die ausschließliche Berücksichtigung einer einzelnen kalkulatorischen Kosten-

³⁴² Für die Verzinsung der Rückflüsse wurde ein Zinssatz von 7,5 % unterstellt.

³⁴³ Analog zu den vorhergehenden Modellen wird eine Eigenkapitalquote von 100 %, eine 40jährige Nutzungsdauer sowie die Ausgangshöhe von 100 Geldeinheiten des Anlagevermögens unterstellt.

komponente kann das Ergebnis verfälschen, da eventuelle Zuflüsse aus anderen Komponenten unberücksichtigt bleiben.³⁴⁴

Wie die abstrakten Modellberechnungen zeigen, ermöglicht sowohl die Abschreibung auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten als auch die Gewährung kalkulatorischer Zinsen zu 6,5 % auf das betriebsnotwendige Kapital - jeweils isoliert betrachtet - eine Reinvestition ab dem 20. Jahr bis zum Ablauf des zugrunde gelegten Zeithorizontes. Werden die Rückflüsse zu Marktzinssätzen angelegt, ergeben sich zusätzlich - insbesondere bei der Gewährung kalkulatorischer Zinsen - beachtliche Ausschüttungsmöglichkeiten. Absolut gesehen sind die Möglichkeiten zur Erhaltung der Reinvestitionsfähigkeit im Rahmen der kalkulatorischen Zinsen höher als im Rahmen der kalkulatorischen Abschreibungen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß einzelne Maßnahmen im Rahmen der kalkulatorischen Kostenkomponenten zielerfüllend hinsichtlich der gewünschten Reinvestitionsfähigkeit sind. Aus der Kombination von kalkulatorischen Abschreibungen auf Wiederbeschaffungswerte für den eigenfinanzierten Teil des Anlagevermögens und kalkulatorischen Zinsen resultiert jedoch eine Überalimentierung.³⁴⁵ Dies gewährleistet überdurchschnittliche Renditen sowohl vor als auch nach Steuern, wie durch die Simulationsrechnung in Kap. V.1. nochmals verdeutlicht wird.³⁴⁶

Die Gewährung einer ausschließlichen Kapitalerhaltungsrücklage erfüllt ebenfalls das Reinvestitionsziel. Werden darüber hinaus kalkulatorische Zinsen auf das betriebsnotwendige Kapital zu Nominalzinssätzen gewährt, realisiert das Unternehmen auch in diesem Modellansatz eine überdurchschnittliche Rendite. Aus dem Ansatz eines Nominalzinses resultiert eine zweifache Berücksichtigung der Inflationskomponente. Berücksichtigt man eine Zwischenanlage der Rückflüsse, würden dem Unternehmen weitere finanzielle Mittel zukommen, die die Rendite weiter erhöhen.

³⁴⁴ So berücksichtigt beispielsweise *Bönner* in seinen Modellrechnungen ausschließlich die kalkulatorischen Abschreibungen, wodurch er im Ergebnis die Reinvestitionsfähigkeit in Gefahr sieht; vgl. *Bönner*, U. (1992), S. 229 ff; vgl auch Fn. 324.

³⁴⁵ *Lohmann/Rühmann* belegen ebenfalls mit einer Modellrechnung, „daß Tageswertabschreibungen nicht mit kalkulatorischen Zinsen zu Marktzinssätzen kombiniert werden dürfen“. *Lohmann, K./Rühmann*, P. (1989), S. 1334.

³⁴⁶ In der Simulationsrechnung werden die restriktiven Annahmen dieser abstrakten Beispielsrechnung gelockert, indem ein realitätsnahes EVU abgebildet wird.

V. Beendigung eines Konzessionsvertrages mit anschließendem Versorgerwechsel

In den sog. Endschaftsklauseln der Konzessionsverträge zwischen kommunalen Gebietskörperschaften und den bisherigen Regionalversorgern sind die Bedingungen geregelt, die bei einem Wechsel der Versorgungszuständigkeit zum Tragen kommen. In diesen Klauseln bestehen insbesondere bezüglich der potentiellen Übernahmepreise für die Versorgungsnetze vielfältige Unterschiede.

Die mit den gesetzlichen Regelungen verbundene Sonderstellung der EVU (infolge der bei rationeller Betriebsführung garantierten Erstattung aufwandsgleicher Kosten i.V.m. dem Ansatz kalkulatorischer Kostenelemente im Rahmen der Tarifpreisgenehmigung über die konzessionsvertragliche Laufzeit hinweg) rechtfertigt auch eine besondere Behandlung der Frage der Bewertung von Gütern des Anlagevermögens. In Wettbewerbsunternehmen, bei denen die Kostenkontrolle grundsätzlich im Markt erfolgt, fällt bei der Veräußerung von Teilen des Anlagevermögens zum Marktpreis entweder ein zusätzlicher Gewinn (wenn der Marktpreis über dem *bilanziellen* Restbuchwert liegt) oder ein zusätzlicher Verlust an. Da aufgrund der staatlichen Regulierungen sowie dem Gebietsschutz kein Markt existiert, der als Regulativ wirkt, können die Preisbildungsmechanismen der Wettbewerbsmärkte nicht zur Bestimmung eines „angemessenen“ Entgeltes im elektrizitätswirtschaftlichen Sektor herangezogen werden. Aus o.g. Gründen existiert folglich auch kein Marktpreis bzw. Verkehrswert für solche Anlagegüter.³⁴⁷

Daher ist zu analysieren, ob ein Zusammenhang zwischen Tarifpreisgenehmigung und Übernahmepreis besteht (1.), aus dem ein „angemessener“ Übernahmepreis abgeleitet werden kann; sodann sind die bestehenden bzw. konzessionsvertraglich vereinbarten Übernahmepreise (2.) sowie auftretende Sonderprobleme zu diskutieren. Abschließend ist ein der Konzessionsabgabenverordnung und den spezifischen Rahmenbedingungen³⁴⁸ entsprechender „angemessener“ Übernahmepreis zu entwickeln (3.), der zugleich der zeitlichen Befristung des § 103 GWB nicht entgegensteht und somit nicht als unwirksam im Sinne des GWB einzustufen wäre.

³⁴⁷ Vgl. Weber, W. (1989), S. 10; vgl. auch ARE (1994), S. 219.

³⁴⁸ Vgl. Kap. II.1.

1. Zusammenhang zwischen Tarifpreisgenehmigung und Übernahmepreis

Da die Reinvestitionsfähigkeit den Unternehmen über das Tarifpreisgenehmigungsverfahren garantiert wird,³⁴⁹ stellt sich die Frage, ob im Übernahmefall über die Substanzerhaltung und eine angemessene Rendite hinaus den bisherigen Versorgern weitere Elemente im Rahmen des Übernahmepreises zufließen dürfen. In der Vergangenheit wurde den EVU bis zum Ablauf des Konzessionsvertrages - dem potentiellen Übernahmzeitpunkt - ein Inflationsausgleich zur Nettosubstanzerhaltung gewährt.³⁵⁰ Der weiterführende Versorger erhält unter den geltenden Rahmenbedingungen gleichfalls über seine zukünftigen Erlöse einen solchen Ausgleich. Wenn diese inflationssichernde Erlösbestandteile dem abgehenden EVU zufließen, wird dem Übernehmer aufgrund eines nicht über den Tarifpreis zu deckenden Übernahmepreises verwehrt, das Versorgungsnetz zu übernehmen.³⁵¹ In einer ökonomischen Betrachtungsweise kann der potentielle Übernehmer das Netz nicht erwerben, wenn die notwendigen Mittel zur Fremdkapitalbedienung und Eigenkapitalverzinsung nicht über die Tarifpreise zurückfließen.

Die gesetzlichen Vorgaben des EnWG sowie der BTO Elt sind auch im Übernahmefall zu beachten; die vorgeschriebene preisgünstige Versorgung läßt eine Doppelverrechnung von Kostenelementen nicht zu. Der Bund-Länder-Ausschuß „Energiepreise“ vertritt gleichfalls die Auffassung, daß „Doppelverrechnungen von Kosten, die durch den Eigentumsübergang von Versorgungsanlagen entstehen können, in den allgemeinen Tarifen zu vermeiden“ sind.³⁵² Vor dem Hintergrund der Preisaufsicht darf demnach kein Einstandspreis in der Strompreiskalkulation des erwerbenden Unternehmens zugrunde gelegt werden, der infolge von Doppelverrechnungen Preissteigerungseffekte auslöst.³⁵³ Daraus folgt, daß der Er-

³⁴⁹ Vgl. Kap. IV.2.

³⁵⁰ Dies gilt für die mehrheitlich verwendete Arbeitsanleitung; vgl. Kap. IV.1.2.

³⁵¹ Hierbei wird unterstellt, daß die Preisaufsichtsbehörde einen beliebig hohen Übernahmepreis im Tarifpreisgenehmigungsverfahren nicht anerkennt.

³⁵² VKU Nachrichtendienst (1990), Nr. 504, S. 8.

³⁵³ Vgl. Schäfer, G. (1993), S. 185.

werber keine höheren kalkulatorischen Kosten in Ansatz bringen darf als die, die beim Veräußerer in seiner Tarifpreisgenehmigung angefallen wären.³⁵⁴

Das Postulat des Verbotes der Doppelverrechnung von Kosten ist gleichfalls durch die betriebswirtschaftlichen Grundsätze ordnungsgemäßer Rechnungslegung begründet - diese aus der Betriebswirtschaft abgeleiteten Grundsätze werden von der Arbeitsanleitung übernommen.³⁵⁵ Gleichmaßen kann eine unzulässige Doppelverrechnung aus den gesetzlichen Vorgaben des § 243 Abs. 1 HGB abgeleitet werden. Die Subsumtion des Postulates eines Doppelverrechnungsverbotes unter die formellen und materiellen „Grundsätze ordnungsgemäßer Buchführung“³⁵⁶ erfolgt unter der „Identität“ und „Kontinuität“ der Rechnungslegung (§ 252 Abs. 1 HGB).³⁵⁷

Wie im folgenden dargestellt wird, determiniert das Postulat des Verbotes von Doppelverrechnung im Tarifpreisgenehmigungsverfahren den Übernahmepreis. Doppelverrechnungen können verschiedener Natur sein: Zum einen sind sie zu konstatieren, wenn der Übernahmepreis einen zukünftigen Inflationsausgleich beinhaltet, der damit dem abgebenden EVU zufließt, zum anderen dürfen bereits über den Tarif abgeglichene Kostenelemente nicht nochmals zum Ansatz kommen. Beispielsweise dürfen bereits vollständig abbeschriebene Anlagegüter nicht mit einem positiven Preis in den Übernahmepreis einfließen, sofern dieser zur Grundlage der kalkulatorischen Kosten herangezogen wird.³⁵⁸

Werden dem abgebenden Unternehmen unzulässigerweise zukünftige Substanzerhaltungselemente im Übernahmepreis gezahlt, wird der Tarifpreis ansteigen,

³⁵⁴ Vgl. Schäfer, G. (1993), S. 191. In einem konkreten Übernahmefall ist zu beachten, daß eine Tarifpreisneutralität nur dann vorliegt, wenn keine strukturellen Unterschiede, die einen Anstieg oder Rückgang der Tarifpreise induzieren, dem entgegenstehen. Ein Tarifpreisanstieg ist zulässig, wenn dieser sich mit einer ungünstiger gelagerten Struktur des Versorgungsgebietes und damit der Kosten begründen läßt. Es darf jedoch kein Tarifpreisanstieg infolge eines unangemessen hohen Übernahmepreises eintreten. Dies wäre ein Verstoß gegen die gesetzliche Vorgabe einer möglichst „sicheren und preisgünstigen“ Stromversorgung.

³⁵⁵ Vgl. Arbeitsanleitung, Abschnitt B.4.

³⁵⁶ Auf diese Grundsätze wird von der Arbeitsanleitung jedoch nicht explizit Bezug genommen; sie verlangt lediglich ein geordnetes Rechnungswesen unter Nennung einiger der im HGB verankerten Aspekte der ordnungsgemäßen Buchführung bzw. Bilanzierung.

³⁵⁷ Vgl. Wöhe, G. (1990), S. 998 ff.

³⁵⁸ Ein negativer Preis einzelner Anlagegüter ist durchaus denkbar, wenn beispielsweise baukostenzuschußfinanzierte Anlagegüter, deren kalkulatorische Nutzungsdauer im Tarifpreisgenehmigungsverfahren abgelaufen ist, um den noch nicht aufgelösten Teil der Baukostenzuschüsse reduziert werden.

sofern die Preisaufsichtsbehörde den Einstandspreis im Tarifpreisgenehmigungsverfahren des aufnehmenden Unternehmens anerkennt. Würde indes die Preisaufsichtsbehörde ihren gesetzlichen Vorgaben nachkommen und eine Doppelverrechnung untersagen, bliebe dem aufnehmenden EVU keine Möglichkeit des Ausgleichs von Preissteigerungen, so daß die zukünftige Versorgungssicherheit gefährdet wäre.

Der Zusammenhang zwischen der Tarifpreisgenehmigung und dem Übernahmepreis wird allerdings von Vertretern der Regionalunternehmen bestritten; *Hubig* begründet seine Ablehnung des Zusammenhanges mit der partiellen Nicht-Anerkennung von Kosten im Tarifpreisgenehmigungsverfahren.³⁵⁹ Theoretisch können im Rahmen der preisaufsichtlichen Kostenanerkennung die anerkannten von den tatsächlichen Kosten abweichen. Werden geringere Kosten als die tatsächlichen Kosten im Tarifpreisgenehmigungsverfahren berücksichtigt, kann dies z.B. auf grundsätzlichen Streitpunkten hinsichtlich der anerkennungsfähigen Kostenarten beruhen.³⁶⁰ Andererseits können - dies ist im Regelfall zu vermuten - die kalkulatorischen Abschreibungskosten deutlich höher sein als die ihnen gegenüberstehenden tatsächlichen Kosten des EVU.³⁶¹ Angesichts der gesetzlichen Vorgaben ist ein Zusammenhang unbestreitbar, so daß dem Postulat des Doppelverrechnungsverbot im Rahmen der Übernahmepreisermittlung Folge zu leisten ist.

2. Bewertungsmöglichkeiten eines Versorgungsnetzes

Zur Bewertung eines Versorgungsunternehmens können verschiedene betriebswirtschaftliche Verfahren herangezogen werden.³⁶² Nachfolgend werden die in Konzessionsverträgen vereinbarten Übernahmepreise dargestellt (2.1.). Abgesehen von der grundsätzlichen Problematik der Entwicklung des „angemessenen“

³⁵⁹ Vgl. *Hubig*, K. (1993), S. 5; vgl. auch *Busse von Colbe*, W. (1994), S. 36.

³⁶⁰ So der Rechtsstreit der *Isar-Ampere-Werke* gegen den Freistaat Bayern, um die Höhe der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen sowie die Kosten der Schneekatastrophe, der Nachrüstung und Stilllegung des Kernkraftwerkes Isar I und das diesbezügliche Gutachten *Busse von Colbes* aus dem Jahr 1987; vgl. *Busse von Colbe*, W. (1987), S. 8.

³⁶¹ Dies resultiert u.a. aus der Gewährung von substanzerhaltenden Abschreibungen auf die Wiederbeschaffungswerte.

³⁶² Die betriebswirtschaftlichen Verfahren zur Bewertung gesamter Unternehmen scheiden hier aus, da im Fall von Netzübernahmen nach Ablauf von Konzessionsverträgen i.d.R. ein Partikularnetz Gegenstand von Übernahmefällen ist.

bzw. „richtigen“ Übernahmepreises treten noch einige Sonderprobleme (2.2.) auf, die ebenfalls einer Diskussion bedürfen.

2.1. Übernahmepreise

Die konzessionsvertraglichen Vereinbarungen zwischen den Regionalversorgern und den kommunalen Gebietskörperschaften sehen verschiedene Übernahmepreise vor. Häufig ist der Sachzeitwert in den Endschaftsklauseln der Verträge anzutreffen. Darüber hinaus ist in einigen Konzessionsverträgen ein „Schätzwert“³⁶³ oder ein „Zeitwert“³⁶⁴ als Übernahmepreisvereinbarung zu finden. Vergleichsweise selten erscheint in den Endschaftsbedingungen der Konzessionsverträge die Vereinbarung einer Übernahme zum Restbuchwert.³⁶⁵ Im folgenden werden als potentielle Übernahmepreise Sachzeitwerte (2.1.1.), Restbuchwerte (2.1.2.), Ertragswerte (2.1.3.) sowie die Sonderform des Anhaltewertes (2.1.4.) betrachtet.

2.1.1. Sachzeitwert

In der Mehrzahl der Konzessionsverträge ist - so beispielsweise auch im „bayerischen Musterkonzessionsvertrag“³⁶⁶ - als Übernahmepreis der Sachzeitwert vereinbart. Dieser Begriff stammt - wie bereits erwähnt - aus der Konzessionsabgabenanordnung aus dem Jahre 1941. In der betriebswirtschaftlichen Literatur der Unternehmensbewertung ist der Sachzeitwert nicht vorzufinden.

Die Definition des Sachzeitwertes ist umstritten.³⁶⁷ Die Interpretationen des Sachzeitwertes reichen vom „steuerlichen Einheitswert“³⁶⁸ bis zu der von der Elektrizitätswirtschaft geprägten Definition des Sachzeitwertes als eine Größe, die dem „auf der Grundlage des Tagesneuwertes unter Berücksichtigung des Alters und Zustandes ermittelten Restwert eines Wirtschaftsgutes“³⁶⁹ entspricht.³⁷⁰ Diese

³⁶³ § 6 Abs. 3 des Konzessionsvertrages Lahmeyer AG - Wehrheim vom 20./28.4.1988.

³⁶⁴ § 10 Abs. 3 des Konzessionsvertrages Energieversorgung Offenbach - Stadt Mühlheim.

³⁶⁵ Eine Übernahme zum „Buchrestwert“ ist beispielsweise im Konzessionsvertrag der Stadt Dortmund und dem VEW aus dem Jahr 1935 vereinbart worden; vgl. Weber, W. (1989), S. 8.

³⁶⁶ Vgl. Musterkonzessionsvertrag, abgedruckt in Hamann, D. (1991), S. 281 ff.

³⁶⁷ Vgl. Busse von Colbe, W. (1994), S. 26 ff.; vgl. auch Hubig, K. (1993), S. 7; vgl. auch Herlitz, R. (1992), S. 77 ff.; vgl. auch Weber, W. (1989), S. 20.

³⁶⁸ Weber, W. (1989), S. 20.

³⁶⁹ Vgl. VDEW (Hrsg.), (1991), S. 26.

Definition ist hinsichtlich ihrer Operationalisierung problematisch, denn ein solcher Wert beruht auf einer subjektiven Auslegung der „angemessenen“ Höhe der vorzunehmenden Zu- bzw. Abschläge. Fraglich ist dabei, auf welcher Grundlage der Abschlag für Alter und Zustand Berücksichtigung findet. Die erfolgten Abschreibungen entsprechen vielfach nicht dem tatsächlichen Wertverlust des Anlagegutes - folglich können sie als unzweckmäßig zur Berechnung des Abschlages vom Tagesneuwert angesehen werden.

Busse von Colbe interpretiert den Sachzeitwert als Bruttorekonstruktionswert³⁷¹, welcher eine enge Verbindung mit dem Substanzwert hat, denn dieser wird oftmals als „Sachwert“ oder „Zeitwert“ gedeutet.³⁷² Der Sachzeitwert wird demgemäß auch als „Substanzwert im Sinne ersparter Ausgaben“³⁷³ aufgefaßt, d.h. der Substanzwert substituiert die zum Aufbau des zu bewertenden Unternehmensteils notwendigen Ausgaben. Dieser Definition schließt sich *Busse von Colbe* an. Er schränkt jedoch diese Interpretationsmöglichkeit ein, denn dieser Wert ist nur als Fiktion zu betrachten, weil der Erwerber nicht die Möglichkeit der Neuerrichtung hat.³⁷⁴

Eine für die Praxis operationalisierte Definition liefert *Hubig*. Er versteht unter dem Sachzeitwert das „Produkt aus dem Tagesneuwert und dem Verhältnis der Restzur Gesamtlebensdauer“.³⁷⁵ *Schäfer* schließt sich dem an, wobei aus seiner Sicht „der Tagesneuwert ggf. um Abschläge für zwischenzeitlichen technischen Fortschritt zu bereinigen wäre.“³⁷⁶ Er präzisiert die Definition, denn sowohl die Restlebensdauer als auch die Gesamtlebensdauer sollten sich an der „tatsächlich

³⁷⁰ Der in Ziff. 60 D/KAE hinein interpretierte „Mindestkaufpreis“ des Sachzeitwertes basiert nicht - wie dies in der Nachkriegszeit ausgelegt wurde - auf dem Wiederbeschaffungswert, sondern auf dem Anschaffungswert; im Ministerialblatt innere Verwaltung (MBliV) heißt es dazu: „Als Höchstgrenze für den Kaufpreis ist der Anschaffungswert ... abzüglich entsprechender Abschreibungen nach besonders zu vereinbarenden Abschreibungssätzen vorzusehen.“; MBliV (1935), S. 1044; vgl. auch Herlitz, R. (1992), S. 81.

³⁷¹ Unter Bruttorekonstruktionswert wird der Betrag verstanden, der aufgewendet werden müßte, um das Unternehmen bzw. das Unternehmensteil vollständig nachzubauen; der Nettorekonstruktionswert umschließt nur den Betrag, der zur Reproduktion des Anlagevermögens notwendig ist; vgl. Moxter, A. (1983), S. 41 ff.

³⁷² Vgl. *Busse von Colbe*, W. (1994), S. 27.

³⁷³ *Schumacher*, K.S. (1993), S. 75.

³⁷⁴ Vgl. *Busse von Colbe*, W. (1991), S. 2.

³⁷⁵ Vgl. *Hubig*, K. (1990), S. 217 f.

³⁷⁶ *Schäfer*, G. (1992), S. 186. Daneben existieren weitere, allerdings weniger bzw. nur bedingt operationale und folglich ungeeignete Definitionen des Sachzeitwertes; vgl. VDEW (1991), S. 26.

technisch erwartbaren Nutzungsdauer des Wirtschaftsgutes“ orientieren.³⁷⁷ Der aus dem Quotienten der Rest- zur Gesamtlebensdauer ermittelte Sachzeitwert ist als praktikabler, einfach zu berechnender Wert anzusehen.³⁷⁸ Vorteilhaft ist der Verlauf des so ermittelten Sachzeitwertes, da dieser nach Ablauf der Nutzungsdauer den Wert Null erreicht, denn aus Plausibilitätsüberlegungen heraus darf ein zu bewertendes Anlagegut am Ende der Nutzungsdauer keinen Wert mehr haben.³⁷⁹

Der Tagesneu- oder Wiederbeschaffungswert gilt nach mittlerweile vorherrschender Meinung als Basis zur Ermittlung des Sachzeitwertes.³⁸⁰ Der Wiederbeschaffungswert kann entweder durch eine körperliche Aufnahme der Anlagegüter und deren Bewertung zu aktuellen Beschaffungspreisen erfolgen oder mit Hilfe der Indizierung der Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten ermittelt werden.³⁸¹

Ein weiterer wichtiger Aspekt des Sachzeitwertes ist die fehlende Einbeziehung der Finanzierungsstruktur. Durch die Berücksichtigung der Wiederbeschaffungswerte, ohne daß diese nach der Finanzierungsart unterschieden werden, liegt ihm das Konzept der Bruttosubstanzerhaltung für die noch nicht abgeschriebenen Anlagegüter zugrunde.

Diskussionsbedarf besteht auch in der Frage, welche Nutzungsdauer in den Quotienten zum Ansatz kommt - denkbar ist eine Gesamtlebensdauer, die den technisch-wirtschaftlichen, betriebsüblichen oder bilanziellen, d.h. steuerlich zulässigen Nutzungszeiten entspricht.³⁸²

³⁷⁷ Schäfer, G. (1992), S. 186. *Busse von Colbe* interpretiert zwar den Sachzeitwert als Substanzwert im Sinne der ersparten Ausgaben, er konzediert allerdings auch, daß dieser Wert infolge des technischen Fortschrittes um einen Abschlag zu bereinigen ist; vgl. *Busse von Colbe*, W. (1994), S. 43.

³⁷⁸ Vgl. Stumpf, H. (1992), S. 593.

³⁷⁹ Wird der Sachzeitwert hingegen als Wiederbeschaffungswert abzüglich der erfolgten Abschreibungen definiert, erreicht dieser nach Ablauf der Nutzungsdauer nicht notwendigerweise den Wert Null, da die Abschreibungen auf der Basis der niedrigeren Tagesneuwerte in der Summe geringer sind als der Wiederbeschaffungswert zum Bewertungsstichtag.

³⁸⁰ In der Vergangenheit bestand - wie erwähnt - Unklarheit, ob der Sachzeitwert nicht von den historischen Anschaffungs- und Herstellungswerten abzuleiten ist; vgl. Stumpf, H. (1992), S. 591; vgl. auch Fn. 370.

³⁸¹ Vgl. ARE (1994), S. 202; vgl. auch zur Problematik der Ermittlungsmöglichkeiten Kap. V.3.3.

³⁸² Vgl. Kap. V.3.3.

2.1.2. Restbuchwert

Im Rahmen der Ermittlung eines „angemessenen“ Übernahmepreises im elektrizitätswirtschaftlichen Sektor wird vereinzelt auch ein Restbuchwert gefordert.³⁸³ Er basiert auf den historischen Anschaffungs- und Herstellungswerten und berücksichtigt die erfolgten Abschreibungen seit der Anschaffung bzw. Herstellung. Wie bei der Berechnung des Sachzeitwertes kann der Restbuchwert auch auf unterschiedlichen Nutzungsdauern basieren.

Weber rekuriert den Restbuchwert auf die gesetzlichen Bestimmungen der Konzessionsabgabenanordnung. Er betrachtet „alle Übernahmevereinbarungen in Konzessionsverträgen, die sich auf die KAE stützen“³⁸⁴, als Buchwertvereinbarungen. *Apfelstedt* spricht sich - aufgrund des Zusammenhanges zwischen dem Übernahmepreis und den bislang abgegoltenen Kosten - ebenfalls für den Restbuchwert als „angemessenen“ Übernahmepreis aus.³⁸⁵ *Schmidt* sieht den Restbuchwert infolge des Doppelverrechnungsverbotes ebenfalls als „angemessenen“ Übernahmepreis an, da dieser keine Inflationselemente enthält, die bereits über den Tarifpreis abgegolten wurden.³⁸⁶ Aus Sicht der Preisaufsichtsbehörde fordert *Schäfer* zur Vermeidung einer Doppelverrechnung zu Lasten der Kunden, daß „bei Beendigung des Vertrages die Netze gegen Zahlung des kalkulatorischen Restwertes herausgegeben werden“³⁸⁷.

Hamann führt jedoch juristische Argumente gegen den Restbuchwert an; so wird eine erzwungene Übernahme zum Restbuchwert mit einem enteignungsgleichen Eingriff gleichgesetzt, da hierdurch gezwungenermaßen der kostenlose Übergang von stillen Reserven stattfindet.³⁸⁸ Die Kritik der Regionalunternehmen am Restbuchwert setzt ebenfalls an dem Verzicht auf stille Reserven an. Dem im Stromverbund verbleibenden Kunden sei es nicht zuzumuten, auf stille Reserven zu verzichten.³⁸⁹ Dies träfe jedoch nur zu, wenn der Veräußerungserlös den gesam-

³⁸³ Vgl. Fn. 365.

³⁸⁴ *Weber*, W. (1991), S. 10.

³⁸⁵ Vgl. *Apfelstedt*, G. (1989), S. 144.

³⁸⁶ Vgl. *Schmidt*, H. (1989), S. 261.

³⁸⁷ *Schäfer*, G. (1993), S. 192.

³⁸⁸ Vgl. *Hamann*, D. W. (1991), S. 174 ff.

³⁸⁹ Vgl. ARE/DVG (1993), S. 9.

ten Kosten gegengerechnet würde.³⁹⁰ Des weiteren stellt sich die Frage, ob die Versorgungsunternehmen überhaupt stille Reserven auflösen können, denn bislang wurden die Versorgungsnetze i.d.R. nicht veräußert, somit waren auch keine Erträge durch die Auflösung stiller Reserven möglich.

Bei der Ermittlung des am Tarifpreisgenehmigungsverfahren ausgerichteten Restbuchwertes sind die lineare Abschreibungsmethode und eine identische Nutzungsdauer zugrunde zu legen. Eine Ausrichtung an dem handelsbilanziellen Restwert ist aufgrund der dort zulässigen degressiven Abschreibungsmethode abzulehnen, da diese nicht im Tarifpreisgenehmigungsverfahren zum Ansatz kommen darf. Wenn im Rahmen der verwendeten Nutzungsdauer eine hohe Diskrepanz zwischen der tariflich angesetzten und der erwartbaren Nutzungsdauer besteht, so argumentieren die Versorgungsunternehmen, daß ein noch in technischer Nutzung befindliches Anlagegut nicht einen Preis von Null haben kann.³⁹¹ Dieses Argument vernachlässigt jedoch die Besonderheiten des Elektrizitätssektors. Bei Unternehmen, die in Wettbewerbsmärkten agieren, ist ein solcher Preis für die Veräußerung von Anlagegegenständen nicht angezeigt, da den Wettbewerbsunternehmen am Markt keine Substanzerhaltung garantiert wird. Jedes Unternehmen wird daher versucht sein, einen maximalen Erlös im Falle eines Verkaufs von Gütern aus dem Anlagenbestand zu erzielen. Im regulierten Elektrizitätssektor, in dem administrierte Preise vorherrschen, wäre allerdings eine Übernahmepreisvereinbarung zum Restbuchwert möglich, da bereits alle Kosten (inklusive Substanzerhaltung und angemessener Rendite) bis zum Übernahmestichtag dem Unternehmen erstattet wurden.

2.1.3. Ertragswert

Die zukünftig zu erwartenden Erlöse bestimmen in abdiskontierter Form den Ertragswert einer Unternehmung.³⁹² Der Kalkulationszinsfuß richtet sich i.d.R. nach

³⁹⁰ Schäfer analysiert diesen Aspekt genauer, wobei er zum Ergebnis kommt, daß der über dem Restbuchwert liegende Veräußerungserlös „höchstwahrscheinlich in den unvermeidbaren ‚Rundungsdifferenzen‘ des Genehmigungsverfahrens untergeht; Schäfer, G. (1993), S. 188.

³⁹¹ Vgl. ARE/DVG (1993), S. 10.

³⁹² Vgl. Moxter, A. (1983), S. 9 ff.

dem Opportunitätskostenprinzip, d.h. nach der Verzinsung einer Alternativenanlage mit möglichst identischen Bedingungen.³⁹³

In der Elektrizitätswirtschaft findet das Ertragswertverfahren überwiegend bei der Ermittlung des Kaufpreises eines ganzen Unternehmens oder bei der Fusion mehrerer Gesellschaften Anwendung.³⁹⁴ Aufgrund des Mangels an wirtschaftlicher Selbständigkeit ist dieses Verfahren zur Bewertung einzelner Netzsegmente jedoch nicht geeignet,³⁹⁵ da die Ermittlung des Ertragswertes im Hinblick auf die zu erwartenden Erlöse problematisch ist und die Zuordnung der zukünftigen Erlöse auf die potentiell übergehenden Anlagen (-teile) nahezu unmöglich sein wird. Hinzu kommt die konzessionsvertragliche Befristung der Versorgungstätigkeit, die die Ertragswerte beeinflusst.

Vertreter der Elektrizitätswirtschaft negieren die alleinige Wertermittlung auf der Basis des Ertragswertverfahrens und fordern eine Verknüpfung mit dem Substanzwertverfahren.³⁹⁶ Allerdings ist auch diese Verbindung nicht als problemadäquat bei der Bewertung einzelner Netzsegmente anzusehen, da sowohl der Ertrags- als auch der Substanzwert tendenziell stets niedriger ausfällt als bei Unternehmen, die im Wettbewerb stehen.³⁹⁷

Unter der Prämisse der vergangenheitsorientierten Betrachtungsweise, wie sie im Prinzip der Kostenerstattung über die Tarifpreise zum Ausdruck kommt, ist ein Verfahren nicht anwendbar, das auf den Ertragswert oder Zukunftserfolgswert rekurriert.³⁹⁸ Weber vertritt die Auffassung, daß „für den Übergang von Versorgungsgebieten Ertragswerte ermittelt werden können“.³⁹⁹ Allerdings fügt er einschränkend hinzu, daß bei deren Ermittlung die elektrizitätswirtschaftlichen Rah-

³⁹³ Die Bestimmung des Zinsfußes ist im Elektrizitätssektor vergleichsweise unproblematisch; vgl. Kap. IV.2.1.2.

³⁹⁴ Vgl. Hubig, K. (1990), S. 216.

³⁹⁵ Vgl. ARE (1987), S. 19.

³⁹⁶ Vgl. Hubig, K. (1990), S. 216. Die Verbindung des Ertrags- mit dem Substanzwertverfahren wird im Rahmen der Mittelwertmethode z.T. der Unternehmensbewertung zugrunde gelegt; vgl. Moxter, A. (1983), S. 56 ff.

³⁹⁷ Vgl. Hubig, K. (1990), S. 216. Im Fall der Bewertung zum Ertragswertverfahren sind - nach der Stellungnahme des HFA des IdW - die zum Zwecke der Erhaltung der Unternehmenssubstanz notwendigen Rücklagen vom Unternehmenswert abzuziehen; vgl. HFA (1983), S. 469 f.; vgl. auch Wöhe, G. (1990), S. 805.

³⁹⁸ Diese Ansicht wird auch seitens der regionalen Versorgungsunternehmen vertreten; vgl. ARE (1987), S. 19.

³⁹⁹ Weber, W. (1989), S. 13.

menbedingungen den Übernahmepreis entscheidend determinieren.⁴⁰⁰ Grundsätzlich sind Ertragswerte denkbar, sie werden jedoch wesentlich von den zukünftig geltenden - im Bewertungszeitpunkt unbekannt - Rahmenbedingungen bestimmt.

Auch *Schäfer* lehnt die Preisermittlung nach dem Ertragswertverfahren aufgrund der Interdependenz zwischen den zukünftigen Erlösen und Kosten ab, denn „die Ertragswerte werden von den Strompreisen bestimmt, die ihrerseits nach den Kosten kalkuliert und genehmigt werden“.⁴⁰¹ Eine Empfehlung des nordrhein-westfälischen Innenministers legt den Gemeinden ebenfalls nahe, keine Ertragswerte der Übernahmepreisermittlung zugrunde zu legen.⁴⁰²

2.1.4. Anhaltewerte

In einigen Konzessionsverträgen ist eine Zusatzvereinbarung zum Übernahmepreis zu finden. Hierbei handelt es sich um den sog. Anhaltewert.⁴⁰³ Dieser beschränkt die Abschläge für Alter und Zustand eines zu übergebenden Anlagegutes auf einen Höchstwert. Damit werden die Abschreibungen bei einem Wert von 85 % oder 70 % des Wiederbeschaffungswertes angehalten. Der Anhaltewert ist aus den vermögenssteuerlichen Richtlinien abgeleitet, wonach für Wirtschaftsgüter, welche noch genutzt werden, auf jeden Fall ein angemessener Restwert anzusetzen ist. Dieser darf allerdings nicht auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten, sondern lediglich auf der Grundlage der tatsächlichen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten ermittelt werden.⁴⁰⁴

⁴⁰⁰ Vgl. Weber, W. (1989), S. 13.

⁴⁰¹ Schäfer, G. (1993), S. 186. Damit läge ein Zirkelschluß vor, d.h. theoretisch - wenn die Preisaufsichtsbehörde jeden Übernahmepreis anerkennt - würde der Ertragswert demnach durch sich selber determiniert. Somit würde es für das aufnehmende EVU keine Rolle mehr spielen, welcher Übernahmepreis vereinbart wird. Es wäre gar noch von Vorteil wenn ein hoher Preis zustande kommen würde, da dann ein höherer Wert des gebundenen Kapitals der kalkulatorischen Verzinsung im Tarifpreisgenehmigungsverfahren unterläge.

⁴⁰² Der Erlaß richtet sich vielmehr an der VDEW-Begriffsbestimmung des Sachzeitwertes aus und empfiehlt diesen als Übernahmepreis; vgl. RdErl. NRW (1989), S. 253, Tz. 2.6.

⁴⁰³ Vgl. VEW-Konzessionsvertrag Punkt 0.12.3, abgedruckt in: Niedersächsischer Städte- und Gemeindebund (Hrsg.) (1993), S. 103; so auch der RWE-Konzessionsvertrag § 7 Abs. 3, in: ders., S. 120.

⁴⁰⁴ Vgl. Abschnitt 52 Abs. 3 VStR (1989); vgl. auch Busse von Colbe, W. (1994), S. 50.

Ein solcher Grenzwert ist die willkürliche Festsetzung⁴⁰⁵ eines Mindestpreises, auch für solche Versorgungsanlagen, die bereits vollständig abgeschrieben oder unmittelbar vor der Ausscheidung stehen. Solche Preisvereinbarungen können im Rahmen der Tarifpreisgenehmigung nach der BTO Elt aufgrund der vorgeschriebenen Preisgünstigkeit nicht anerkannt werden. Sie wären in der Lage, einen Versorgerwechsel zu verhindern, was mit dem GWB nicht vereinbar wäre.⁴⁰⁶

Vertreter der Elektrizitätswirtschaft forderten den Ansatz eines Anhaltewertes, da „ein noch voll genutztes Gut einen erheblichen wirtschaftlichen Wert besitzt und nicht mit Null bewertet werden kann.“⁴⁰⁷ Aktuelle Veröffentlichungen sehen einen Anhaltewert als nicht gerechtfertigt an, da beispielsweise in einem Sachzeitwert im Sinne von ersparten Ausgaben die zum Ansatz kommende Restnutzungsdauer implizit diese Substanz berücksichtigt.⁴⁰⁸

2.2. Sonderprobleme

Bei der Ermittlung eines Übernahmepreises und beim Netzübergang treten eine Reihe von Sonderproblemen auf, die im folgenden vorgestellt und analysiert werden. Als erstes ist die Behandlung noch nicht aufgelöster Baukostenzuschüsse (2.2.1.) zu erwähnen; des weiteren sind Einbindungs- und Entflechtungskosten (2.2.2.), Durchleitungsrechte bzw. Weiterbelieferungsvorbehalte (2.2.3.) und eventuelle Personalübernahmeverpflichtungen (2.2.4.) zu nennen.

2.2.1. Behandlung noch nicht aufgelöster Baukostenzuschüsse

Die Behandlung noch nicht aufgelöster Baukostenzuschüsse, d.h. die Minderung des Übernahmepreises um diese, war lange Zeit strittig.⁴⁰⁹ Hubig vertritt die Ansicht, daß Baukostenzuschüsse partiell für vorgelagerte Teile des Versorgungs-

⁴⁰⁵ Vgl. AGE (1992), S. 12 f.

⁴⁰⁶ Vgl. ebenda.

⁴⁰⁷ Hubig, K. (1990), S. 218.

⁴⁰⁸ Vgl. Busse von Colbe, W. (1994), S. 50.

⁴⁰⁹ In den „Sachaussagen zum Wechsel in der Versorgungszuständigkeit“ der ARE wurde der Standpunkt vertreten, daß die Baukostenzuschüsse beim Sachzeitwertverfahren außer Ansatz bleiben müssen, vgl. ARE (1987), S. 24.

netzes geleistet wurden, wodurch zumindest „ein Teil der Baukostenzuschüsse beim abgebenden Unternehmen verbleiben“⁴¹⁰ müßte.

Neuere Veröffentlichungen gehen indes davon aus, daß ein Übernahmepreis um noch nicht aufgelöste Baukostenzuschüsse reduziert werden muß.⁴¹¹ Problematisch ist jedoch die exakte Zurechnung zu den übergehenden Anlagegütern, da die Baukostenzuschüsse pauschalisiert erhoben und den Kosten pauschal gegengerechnet werden. Des weiteren vertritt *Busse von Colbe* die Auffassung, daß Baukostenzuschüsse dem aufnehmenden Unternehmen aufgrund ihrer Unverzinslichkeit ausschließlich zum Nominalwert anzurechnen sind.⁴¹² Andererseits ist es denkbar, den potentiellen Übernahmepreis, um die fiktiv - ab Zugangsdatum der Baukostenzuschüsse - verzinsten, noch nicht aufgelösten Baukostenzuschüsse, zu vermindern, da das EVU in der Vergangenheit möglicherweise Zinserträge durch eine Zwischenanlage der Abschreibungsrückflüsse realisierte.⁴¹³ Die ausschließlich nominale Berücksichtigung der noch nicht aufgelösten Baukostenzuschüsse entspricht dem gegenwärtigen Praxisstand. Dies wird u.a. auch mit der kostenmindernden Absetzung der Zinserträge im Rahmen des Tarifpreisgenehmigungsverfahrens begründet.⁴¹⁴ Angesichts der erheblichen Vorteile,⁴¹⁵ die den EVU aus der Finanzierung durch Baukostenzuschüsse entstehen, wäre die Aufzinsung der Zuschüsse zumindest bei einem Übernahmepreis angezeigt, der auf den Wiederbeschaffungswerten basiert.

2.2.2. Einbindungs- und Entflechtungskosten

Ein Sonderproblem sind die bei einem Versorgerwechsel anfallenden Einbindungs- und Entflechtungskosten.⁴¹⁶ Die regionalen Versorgungsunternehmen vertreten den Standpunkt, daß die gesamten Kosten dem Verursacher dieser Kosten zuzurechnen sind. Wenn beispielsweise eine Kommune eine Beendigung

⁴¹⁰ Hubig, K. (1990), S. 219.

⁴¹¹ Vgl. ARE (1994), S. 206; vgl. auch Busse von Colbe, W. (1994), S. 53.

⁴¹² Vgl. Busse von Colbe, W. (1994), S. 54.

⁴¹³ Vgl. Weber, W. (1989), S. 17.

⁴¹⁴ Vgl. Hubig, K. (1994b), S. 10.

⁴¹⁵ Vgl. Kap. IV.2.1.2.2.

⁴¹⁶ *Stumpf* subsumiert unter der Netzentflechtung sowohl die Netzeinbindung als auch die Netztrennung; vgl. *Stumpf*, H. (1992), S. 593. Im folgenden wird jedoch unter der Entflechtung der Vorgang der Trennung verstanden.

des Konzessionsvertrages wünscht, sind alle daraus resultierenden Kosten der Gemeinde anzurechnen (Verursacherprinzip).⁴¹⁷ Dem wird entgegengehalten, daß ein EVU, welches keine Rückstellungen für Entflechtungen vornimmt, auf eigenes Risiko handelt.⁴¹⁸

Die Kartellbehörden des Bundes und der Länder sind jedoch mehrheitlich der Auffassung, daß die Kosten der Entflechtung, Stilllegung sowie Entfernung nicht mehr benötigter Anlagenteile vom bisher versorgenden EVU zu tragen sind.⁴¹⁹

Diese Ansicht wurde vom BGH - soweit keine ausdrückliche vertragliche Regelung besteht - bestätigt.⁴²⁰ Die Zurechnung der Entflechtungskosten zum übertragenden Vertragspartner stützt sich auf § 448 Abs. 1 BGB, der die Kosten einer „Übergabe der verkauften Sachen“ regelt.

In neueren Veröffentlichungen der Elektrizitätswirtschaft wird mittlerweile die Ansicht vertreten, daß „die Kosten der Abtrennung aus dem Regionalnetz das abgebende EVU trägt“.⁴²¹ Unstrittig ist, daß die Einbindungskosten in das bestehende Netz der aufnehmenden Gemeinde von dieser zu tragen sind.⁴²²

Ein weiterer Gesichtspunkt im Zusammenhang mit den Entflechtungs- und Einbindungskosten ist die Entschädigung des abgebenden EVU für nicht mehr benötigte Anlagegegenstände, die nicht übertragen werden, da sie nicht in die Netzkonzeption des Erwerbers passen. Von der Elektrizitätswirtschaft wird in diesem Fall eine volle Entschädigung zum Sachzeitwert gefordert.⁴²³ In der Praxis wird jedoch durch einen Sachverständigen zu prüfen sein, ob diese Anlagegegenstände tatsächlich für das abgebende EVU ihren Nutzen verlieren. Wenn dies der Fall ist, müßten sie „angemessen“ entschädigt werden, da die Anlagenteile auch im Hinblick auf die Versorgungssicherheit vom abgebenden EVU unter der Annahme

⁴¹⁷ Vgl. ARE (1994), S. 215; vgl. auch Braun, D. (1988), S. 492; vgl. Hubig, K. (1990), S. 219; in neueren Veröffentlichungen desselben Verfassers wird jedoch nur noch eine partielle Anwendung des Verursacherprinzips gefordert; vgl. Fn. 421.

⁴¹⁸ Vgl. Decker, H. (1991), S. 11.

⁴¹⁹ Vgl. AGE (1992), S. 14.

⁴²⁰ Vgl. BGH, Urteil vom 07.07.1992 - KZR 2/91, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (1992), S. 860 ff. Die Vorinstanzen des BGH begründen ihre Entscheidung der Kostenübernahmeverpflichtung des abgebenden EVU bezüglich der Entflechtungskosten mit § 448 BGB; vgl. OLG München Urteil vom 06.12.1990 Az. U (K) 6835/89 -, S. 27 ff.

⁴²¹ Hubig, K. (1994b), S. 10.

⁴²² Vgl. AGE (1992), S. 14 f; vgl. auch Hubig, K. (1994b), S. 10.

⁴²³ Vgl. Hubig, K. (1990), S. 219.

der vollständigen Kostenerstattung angeschafft wurden. Dieses Vorgehen fördert allerdings auch u.U. überdimensionierte Investitionen, die den gesetzlich erwünschten Wettbewerb durch potentielle Versorgerwechsel erschweren können.

2.2.3. Weiterbelieferungsvorbehalte und Durchleitungsrechte

Ein zusätzlicher Aspekt hinsichtlich auftretender Sonderprobleme ist die Forderung der abgebenden EVU, das zur Disposition stehende Netz auch nach einer Übernahme weiterhin zum Zwecke der Durchleitung und/oder Weiterbelieferung zu nutzen. So finden sich in einigen Endschaftsbestimmungen Klauseln hinsichtlich eines unmittelbaren Weiterbelieferungsrechtes auf der Mittelspannungsebene für die im Gemeindegebiet ansässigen Sondervertragskunden.⁴²⁴ Solche Vereinbarungen können allerdings die Wirtschaftlichkeit der Versorgungsübernahme durch einen potentiellen Konkurrenten des bisherigen Versorgers nachhaltig beeinflussen. Ein Weiterbelieferungsvorbehalt ist geeignet, eine Gemeinde an den bisherigen Versorger zu binden.⁴²⁵ Dieser Sachverhalt steht den kartellrechtlichen Bestimmungen des § 103a GWB entgegen, wodurch solche Vertragsklauseln als bedenklich einzustufen sind.⁴²⁶ Ein Weiterbelieferungsvorbehalt für bestimmte Abnehmer ist auch problematisch im Hinblick auf eine effiziente volkswirtschaftliche Allokation, da durch einen solchen Vorbehalt sog. „Rosinenpicker“ in den Markt eindringen und bestimmte Abnehmer zu geringeren Preisen beliefern können.⁴²⁷ Insgesamt fallen dann höhere Kosten an, als dies der Fall wäre, wenn ein Unternehmen die gesamte Nachfrage in einem regionalen Bereich versorgt.⁴²⁸

Im Rahmen der Durchleitungsberechtigung beansprucht z.B. das Verbundunternehmen VEW in seinen vertraglichen Endschaftsbestimmungen „ein Recht, noch mindestens 30 Jahre lang Durchgangsleitungen nebst Zubehör durch das Gemeindegebiet ... zu bauen, zu betreiben, instand zu halten ...“ usw.⁴²⁹

⁴²⁴ Vgl. Niedersächsischer Städte- und Gemeindebund (1992), S. 102. (VEW-Vertrag).

⁴²⁵ Vgl. AGE (1992), S. 17.

⁴²⁶ Vgl. AGE (1992), S. 18; vgl. auch RdErl. NRW (1989), S. 251, Tz. 1.6.4.

⁴²⁷ Vgl. Blankart, C. B. (1980), S. 46.

⁴²⁸ Diese sog. „adverse selection“ Problematik tritt auf, wenn ein Unternehmen nur die kostengünstigen Versorgungsgebiete versorgt, dem verbleibenden Unternehmen resultieren hieraus dann (bei langfristig sinkenden Durchschnittskosten) höhere Kosten, so daß höhere gesamtwirtschaftliche Kosten verursacht werden; vgl. Demmler, H. (1992), S. 217 f.

⁴²⁹ Vgl. Niedersächsischer Städte- und Gemeindebund (1992), S. 103, Tz. 0.12.5.

Die Durchleitungsproblematik kann in vierfacher Hinsicht unterschieden werden:⁴³⁰

1. Durchleitung von einem Versorgungsunternehmen in ein anderes geschlossenes Versorgungsgebiet,
2. Durchleitung von einem Versorgungsunternehmen zu einem privaten Abnehmer,
3. Durchleitung von einem privaten Abnehmer zu einem Versorgungsunternehmen und
4. Durchleitung von einem privaten Erzeuger zu einem privaten Abnehmer.

Durch das Instrument der Durchleitungsverpflichtung könnte der Wettbewerb der Elektrizitätserzeuger verstärkt und außerdem die bestehenden geschlossenen Versorgungsgebiete aufgelockert werden.⁴³¹ Im Fall einer Durchleitungsverpflichtung muß der Netzeigentümer für seine Leistungen bezüglich der Bereitstellung des Netzes zur Durchleitung entschädigt werden.⁴³² Dabei erweist sich nur der zweite Fall der Durchleitung als kartellrechtlich problembehaftet, da mit ihr ein Weiterbelieferungsrecht verbunden wäre.⁴³³

Die allgemeine vertragliche Vereinbarung über die Einräumung von Durchleitungsrechten für den bisherigen Versorger wird allerdings von den Kartellbehörden i.d.R. nicht beanstandet.⁴³⁴ Der Beratungserlaß Nordrhein-Westfalens hält eine vertragliche Übereinkunft, die dem bisherigen Versorger eine ausschließliche Durchleitung gestattet, ebenfalls für bedenkenlos.⁴³⁵

2.2.4. Personalübernahmen

Bei potentiellen Netzübernahmen können Probleme hinsichtlich der vertraglichen Verpflichtung zur Personalübernahme auftreten. Wird beispielsweise eine Kommune verpflichtet, das dem übergehenden Netzteil vom Veräußerer zugeordnete Personal zu übernehmen, könnte dies einen Übergang aus finanziellen Gründen

⁴³⁰ Vgl. Pick, H. (1991), S. 178 f.

⁴³¹ Vgl. Pick, H. (1991), S. 179.

⁴³² Zur Bestimmung des Durchleitungsentgelts; vgl. Pick, H. (1991), S. 180; m.w.N.

⁴³³ Vgl. Fn. 426.

⁴³⁴ Vgl. AGE (1992), S. 19.

⁴³⁵ Vgl. RdErl. NRW (1989), S. 252, Tz. 1.8.

verhindern, soweit die Zuordnung über die betriebsüblichen Personalbestände hinausginge. § 613a BGB verpflichtet zu Personalübernahmen bei der Veräußerung eines Betriebes bzw. Betriebsteiles. Die bestehenden Arbeitsverhältnisse müssen zu gleichen tariflichen Konditionen mindestens ein Jahr unverändert beibehalten werden.⁴³⁶

Verschiedentlich wird jedoch die Ansicht vertreten, daß Fragen der Personalübernahmeverpflichtung gleichfalls unter den § 103a GWB subsumiert werden können.⁴³⁷ Vertragliche Verpflichtungen zur Personalübernahme, die eine Übernahme eines Versorgungsnetzes nicht zulassen, sind danach als unwirksam zu bezeichnen. In der Literatur wird diese Subsumtion unter § 103a GWB von einigen Autoren für unzulässig gehalten.⁴³⁸ Dies bedarf allerdings einer differenzierten Betrachtungsweise, da aus einer Übernahmeverpflichtung die bereits erwähnte Zurechnungsproblematik hinsichtlich des Personals zu dem übergehenden Netzteil besteht. Das abgebende EVU könnte einen unangemessen hohen Personalbestand dem übergehenden Netz zuordnen, die daraus folgenden finanziellen Verpflichtungen könnten dann eine Übernahme verhindern.

Braun führt zur Problematik einer Personalübernahme aus, daß das Energiewirtschaftsrecht keine speziellen Ausführungen zur Personalübernahmeverpflichtung kennt, so daß eine Verpflichtung gemäß § 613a BGB nur beim Übergang eines Betriebes oder Betriebsteils besteht.⁴³⁹

Ein weiteres Problem, das bei Personalübernahmen auftritt, ist die Behandlung der Versorgungsanswartschaften des übergehenden Personalbestandes. Besteht eine Verpflichtung des aufnehmenden EVU zur Übernahme des Personals, ohne die dazugehörigen Pensionsrückstellungen zu übernehmen, so könnte dies ebenfalls eine Übernahme aus wirtschaftlichen Gründen verhindern und widerspräche den Bestimmungen des GWB.

⁴³⁶ Vgl. § 613a Abs. 1 BGB.

⁴³⁷ Vgl. AGE (1992), S. 16; vgl. auch Morell, K.-D. (1993), S. 4.

⁴³⁸ Vgl. Hüffer, U./Tettinger, P. J. (1992), S. 108; vgl. auch Büdenbender, U. (1989), S. 262.

⁴³⁹ Vgl. Braun, D. (1988), S. 484 f. Die Kartellbehörden der Bundesländer teilen diese Ansicht; vgl. AGE (1992), S. 16.

3. Entwicklung des Übernahmepreises

Der Schwerpunkt der Betrachtung wird auf den vom EVU geforderten Sachzeitwert sowie den Restbuchwert gelegt. Insofern ist im folgenden auf die Determinanten möglicher Übernahmepreise (3.1.) und den daraus entwickelten „angemessenen“ Übernahmepreis (3.2.) einzugehen.⁴⁴⁰ Daraufhin erfolgt ein Exkurs zur Ermittlungsmethodik der Übernahmepreise (3.3.), die je nach Verfahren den „angemessenen“ Übernahmepreis in die eine oder andere Richtung verzerrt.

3.1. Determinanten möglicher Übernahmepreise

Im Rahmen der Diskussion des „angemessenen“ Übernahmepreises werden der Sachzeitwert sowie der Restbuchwert in ihren jeweils unterschiedlichen Ausprägungen betrachtet. Die nachfolgenden Simulationsrechnungen⁴⁴¹ beschränken sich ebenfalls auf einen Vergleich von Restbuchwert und Sachzeitwert.

Einen Überblick zu den alternativen Übernahmepreisen gibt Abbildung 10.

Abbildung 10: Mögliche Übernahmepreise

zugrundeliegende Nutzungsdauer zugrundeliegende Ausgangsbasis	steuerlich zulässige Nutzungsdauer	betriebsübliche Nutzungsdauer	technische Nutzungsdauer	Entwicklung des Übernahmepreises
historische Anschaffungs- bzw. Herstellungswerte	tarif-kalkulatorischer Restbuchwert	kalkulatorischer Restbuchwert	X	
aktuelle Wiederbeschaffungswerte	tarif-kalkulatorischer Sachzeitwert	kalkulatorischer Sachzeitwert	technischer Sachzeitwert	
Entwicklung des Übernahmepreises				

Eigene graphische Darstellung.

⁴⁴⁰ Die vorgehend diskutierten Sonderprobleme finden keine Berücksichtigung bei der Ermittlung des „angemessenen“ Übernahmepreises, da sie im individuellen Einzelfall als Determinanten des Kaufpreises in Erscheinung treten.

⁴⁴¹ Vgl. Kap. VI.

Abbildung 10 verdeutlicht zugleich die tendenzielle Richtung der Wertentwicklung, die aus der unterschiedlichen Ausgangsbasis sowie den zugrundegelegten Nutzungsdauern resultiert.⁴⁴²

Die in Frage kommenden Übernahmepreise besitzen demnach zwei Freiheitsgrade, die zunächst analysiert werden. Zum einen wird der Übernahmepreis durch die jeweils verwendete Nutzungsdauer (3.1.1.), zum anderen durch die zugrundegelegte Ausgangsbasis (3.1.2.) determiniert. Letztere erscheint jedoch weniger problembehaftet.⁴⁴³

3.1.1. Nutzungsdauer

Hinsichtlich der Nutzungsdauer ergeben sich verschiedene Ansatzmöglichkeiten: Einerseits kann die teilweise im Tarifpreisgenehmigungsverfahren verwendete steuerlich zulässige, im weiteren die betriebsübliche oder auch die tatsächliche technische Nutzungsdauer in die Übernahmepreisberechnung einfließen.

Die Bestimmung der steuerlich zulässigen Nutzungsdauer ist unproblematisch, denn diese liegt in einer verbindlichen Form vor.⁴⁴⁴ Schwierig ist die Feststellung der betriebsüblichen Nutzungsdauer, denn diese kann betriebsindividuell definiert werden.⁴⁴⁵ Die Preisaufsichtsbehörde Nordrhein-Westfalens - hier wird im Tarifpreisgenehmigungsverfahren die betriebsübliche Nutzungsdauer angewandt - nimmt als durchschnittliche betriebsübliche Nutzungsdauer einen Zeitraum von 24 Jahren an.⁴⁴⁶ Diese Auffassung ist allerdings umstritten; *Markmiller* führt eine „wesentlich längere“ Nutzungsdauer als Regelfall an.⁴⁴⁷

⁴⁴² Aufgrund der mehrheitlichen Nutzung der steuerlich-zulässigen Nutzungsdauer im Rahmen des Tarifpreisgenehmigungsverfahrens wird in diesem Zusammenhang der Terminus des tarifkalkulatorischen Übernahmepreises verwendet. In Verbindung mit dem tarifkalkulatorischen Restbuchwert ist gleichermaßen ein degressiv-tarifkalkulatorischer Restbuchwert theoretisch denkbar. Diese Variante des Restbuchwertes kann jedoch ausgeschlossen werden, da die degressive Abschreibungsmethode im Tarifpreisgenehmigungsverfahren nicht vorgesehen ist. Des Weiteren bestehen bei den EVU einige Möglichkeiten, durch Bilanzierungs- und Bewertungswahlrechte die Abschreibungsbeträge und damit die Höhe des degressiven Restbuchwertes aus bilanzpolitischen Gründen zu verändern.

⁴⁴³ Vgl. zur Bestimmung der Ausgangsbasis die anzuwendende Ermittlungsmethodik in Kap. 3.3.

⁴⁴⁴ Vgl. BMF (1991), S. 1 ff.

⁴⁴⁵ Vgl. Hubig, K. (1994b), S. 7 f.

⁴⁴⁶ Vgl. RdErl. NRW (1989), S. 253, Tz. 2.6.

⁴⁴⁷ Vgl. Markmiller, K. F. (1992), S. 54.

Vertreter der regionalen Versorgungsunternehmen halten zur Übernahmepreisermittlung entweder die betriebsübliche oder eine individuell ermittelte Nutzungsdauer für sachgerecht.⁴⁴⁸ Dies wird durch verschiedene Faktoren begründet, die die Nutzungsdauer determinieren: *Hubig* sieht die Länge der Nutzungsdauern in Abhängigkeit von der „Qualität der investierten Güter, der Art ihres Einsatzes während der Betriebsdauer, den Instandhaltungsmaßnahmen, von den klimatologischen Einwirkungen und der Bodenbeschaffenheit“.⁴⁴⁹

Die individuelle Nutzungsdauer wird aus der Kenntnis der betriebsüblichen Nutzungsdauer und durch „Inaugenscheinnahme, technische Prüfungen“ festgelegt. Aus der „Summe der verbleibenden Restnutzungsdauer und bereits abgelaufener Nutzungsdauer“ wird die individuelle Nutzungsdauer berechnet.⁴⁵⁰

Wenn die im Tarifpreisgenehmigungsverfahren zum Ansatz kommende Nutzungsdauer nicht als Grundlage der Sachzeitwertermittlung genommen wird, sondern eine längere Nutzungsdauer, würde der Übernahmepreis eine abrupte Erhöhung der kalkulatorischen Abschreibungen im Tarifpreisgenehmigungsverfahren nach sich ziehen, falls dieser von der Preisaufsichtsbehörde anerkannt wird.⁴⁵¹ *Hüffer/Tettinger* sehen ebenfalls die im Tarifpreisgenehmigungsverfahren zum Ansatz kommende Nutzungsdauer als adäquat an,⁴⁵² da eine Doppelverrechnung von Kosten zu Lasten der Tarifkunden ausgeschlossen sein muß.

Im Rahmen der Übernahmepreisermittlung ist demnach **immer die Nutzungsdauer zu verwenden, die im Tarifpreisgenehmigungsverfahren zum Ansatz kommt**. Dies liegt im Grundsatz der „Kontinuität“ der Tarifpreisberechnung begründet. Da in der Bundesrepublik Deutschland diese Nutzungsdauern uneinheitlich verwendet werden, ist an dieser Stelle keine allgemein verbindliche Aussage zur „zweckmäßigen“ Nutzungsdauer möglich.

⁴⁴⁸ Vgl. *Hubig, K. (1994b)*, S. 7.

⁴⁴⁹ *Hubig, K. (1994b)*, S. 7.

⁴⁵⁰ *Hubig, K. (1994b)*, S. 8.

⁴⁵¹ Vgl. Kap. VI.3.3.

⁴⁵² Vgl. *Hüffer, U./Tettinger, P.J. (1990)*, S. 98.

3.1.2. Ausgangsbasis

Als Ausgangsbasis des Sachzeitwertes wird - wie oben dargelegt - der Wiederbeschaffungswert zum Bewertungsstichtag zugrunde gelegt. Die Ausgangsbasis des Sachzeitwertes beinhaltet sämtliche aus Preissteigerungen und Qualitätsveränderungen resultierenden Effekte.⁴⁵³ Der Restbuchwert basiert auf den historischen Anschaffungs- und Herstellungswerten.

Die korrekte Ermittlung der Ausgangsbasis ist häufig - wie nachfolgend verdeutlicht wird - zum einen durch Datenlimitationen, zum anderen aufgrund der genutzten Ermittlungsmethodik problembehaftet.⁴⁵⁴

3.2. „Angemessener“ Übernahmepreis

Bei der Entwicklung eines „angemessenen Übernahmepreises“ ist die zugrunde zu legende Ausgangsbasis umstritten. Die Regionalversorgungsunternehmen sehen eine Übernahmepreisermittlung auf der Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten als unangemessen an, da „der Veräußerer die inflationsbedingten Substanzverluste tragen“⁴⁵⁵ würde. Diese Begründung übersieht allerdings die substanzhaltenden Rückflüsse, die das abgebende EVU in der Vergangenheit bis zum Bewertungsstichtag gewährt bekam.

Aus Sicht der Kunden wäre der zukünftige Inflationsausgleich im Rahmen der Tarifpreise zweifach aufzuwenden, wenn der Übernahmepreis auf dem Wiederbeschaffungswert basiert, da das abgebende EVU den noch nicht zugeflossenen zukünftigen Ausgleich durch den Übernahmepreis erhält. Das aufnehmende EVU müßte im Interesse der Versorgungssicherheit ebenfalls einen künftigen Inflationsausgleich erhalten. Würde solchermaßen dieses Inflationselement von den Kunden zweifach geleistet, läge ein doppelter Kostenansatz gleichartiger Kostenelemente vor, der dem Postulat des Doppelverrechnungsverbotes widerspräche.

⁴⁵³ Qualitätsveränderungen sind jedoch nur enthalten, wenn der Wiederbeschaffungswert durch eine körperliche Aufnahme zu heutigen Preisen erfolgt.

⁴⁵⁴ Vgl. Kap. V.3.3.

⁴⁵⁵ ARE (1994), S. 211.

Da im Rahmen der Übernahmepreisermittlung auf eine Vergangenheitsbetrachtung abzustellen ist, kann demnach nur ein Übernahmepreis in Betracht kommen, der im Berechnungsverfahren auf die historischen Anschaffungs- und Herstellungswerte rekurriert. Dem entspricht unter den oben angeführten potentiellen Übernahmepreisen der Restbuchwert, wobei die tariflich unterstellte Nutzungsdauer zugrunde zu legen ist.

Selbst *Busse von Colbe* konzediert eine „Zusatzbelastung der Tarifkunden“ in Höhe der Differenz des „Sachzeitwertes gegenüber dem Restwert“,⁴⁵⁶ falls ein Übernahmepreis zum Sachzeitwert vereinbart wird. Darüber hinaus widerspricht dies dem Grundsatz der verursachungsgerechten Verrechnung von Kosten, da die vom Versorgerwechsel betroffenen Kunden vom Mehrerlös des abgebenden EVU nicht mehr profitieren können.⁴⁵⁷

Ein weiterer Gesichtspunkt, der den Sachzeitwert als inadäquat erscheinen läßt, ist die mehrheitliche Abstellung auf die Nettosubstanzerhaltungskonzeption in den Tarifpreisgenehmigungsverfahren: Wird dem abgebenden EVU eine Entschädigung nach dem Bruttosubstanzerhaltungskonzept zugebilligt,⁴⁵⁸ müssen die Kunden zum einen - über die in der Arbeitsanleitung paraphierte Nettosubstanzerhaltung hinaus - dem abgebenden EVU höhere Kosten erstatten. Zum anderen wären diese zukünftigen Elemente vom Kunden zweifach aufzubringen, da dem aufnehmenden EVU eine künftige Nettosubstanzerhaltung im Rahmen der Tarifpreise zusteht. Der Sachzeitwert widerspricht somit aufgrund seiner unzulässigen Doppelverrechnung von Kosten den gesetzlichen Vorgaben der preisgünstigen Elektrizitätsversorgung.

Daher kann bei einem Wechsel der Versorgungszuständigkeit ausschließlich ein Restbuchwert als „angemessener“ Übernahmepreis in Erwägung gezogen werden, der folgende Kriterien erfüllt: **Dem Restbuchwert muß die Abschrei-**

⁴⁵⁶ Busse von Colbe, W. (1994), S. 48. Er konkretisiert dies durch Modellrechnungen, die die Zusatzbelastung auf 98 % quantifizieren.

⁴⁵⁷ Vgl. Schäfer, G. (1993), S. 188; vgl. auch Fn. 390.

⁴⁵⁸ Vgl. Kap. V.2.1.1.

bungsmethode sowie die verwendete Nutzungsdauer des Tarifpreisgenehmigungsverfahrens zugrunde liegen.⁴⁵⁹

3.3. Ermittlungsmethodik

Das für das potentielle Übernahmegebiet zu ermittelnde Mengengerüst ist entweder den betrieblichen Unterlagen der Anschaffung bzw. Herstellung zu entnehmen oder im Rahmen einer körperlichen Bestandsaufnahme des Netzes, „so wie es steht und liegt“,⁴⁶⁰ zu bestimmen. Letzteres ist allerdings vergleichsweise kosten- und zeitaufwendig - Vertreter der Regionalunternehmen rechnen für ein Ortsnetz mit 20.000 Einwohnern eine Aufnahmedauer von drei Mannjahren.⁴⁶¹

Im Regelfall wird ein EVU jedoch Kenntnis über seine ursprünglichen Investitionskosten haben, so daß allenfalls die Kosten des sukzessiven Zubaus kleinerer Netzelemente, die evtl. in Jahressammelposten zusammengefaßt wurden, schwierig zu ermitteln sind.⁴⁶² Durch die zusammengefaßte Aktivierung der hinzugetretenen Netzteile wird von Seiten der Regionalunternehmen eine exakte Kenntnis der Restbuchwerte bestritten.⁴⁶³ Dem ist entgegenzuhalten, daß die historischen Anschaffungs- und Herstellungswerte aus der „von jedem Versorgungsunternehmen zu führenden besonderen Anlagenbuchhaltung zweifelsfrei zu entnehmen“⁴⁶⁴ sind.

Im Rahmen der körperlichen Aufnahme des Mengengerüsts können allerdings auch Fragen hinsichtlich des Zustandes der Versorgungsanlagen beantwortet werden.

Als schematische Vorgehensweise der Bestandsaufnahme wird von den Regionalunternehmen folgende Systematik vorgeschlagen:⁴⁶⁵

⁴⁵⁹ Diese Ansicht vertritt auch das OLG Frankfurt und führt dazu in der Begründung zu seinem Vergleichsvorschlag aus, daß das abgebende EVU die Kosten der zukünftigen Reinvestitionsmaßnahmen des übergehenden Netzes nicht zu tragen hat, sondern dies durch das aufnehmende EVU zu leisten ist; vgl. OLG Frankfurt, 1. Kartellsenat, Urteil vom 23.04.1992, Az. 6 U (Kart) 213/90, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (1992), S. 560 f.

⁴⁶⁰ Vgl. ARE (1987), S. 18.

⁴⁶¹ Vgl. Hubig, K. (1993), S. 6.

⁴⁶² Vgl. Markmiller, K. F. (1992), S. 54.

⁴⁶³ Vgl. Hubig, K. (1994b), S. 6 f.

⁴⁶⁴ Schäfer G. (1993), S. 191.

⁴⁶⁵ Vgl. Hubig, K. (1990), S. 218.

- Trafogrundstücke mit Dienstbarkeiten,
- Transformatorenstationen (Gebäude und Einrichtungen),
- Gestattungs-, Kreuzungsverträge und Kabeldienstbarkeiten,
- Nieder- bzw. Mittelspannungsfreileitungen und -kabel,
- Hausanschlüsse,
- Straßenbeleuchtungen,
- Meßeinrichtungen (Zähler und Wandler) sowie
- Netzpläne.

Mit der körperlichen Bestandsaufnahme ist die Problematik der notwendigen Indizierung gewonnener Wiederbeschaffungswerte auf die historischen Anschaffungs- und Herstellungswerte verbunden. In deren Zusammenhang steht die korrekte Berücksichtigung von Gemein- und/oder Planungskostenzuschlägen. Hierbei ist darauf zu achten, daß diese Zuschläge nur einmalig verrechnet werden dürfen. Findet eine Indizierung der Wiederbeschaffungswerte zur Bestimmung der historischen Anschaffungs- und Herstellungswerte statt, so sind diese Zuschläge dem durch körperliche Aufnahme gewonnenen Wert hinzuzurechnen.⁴⁶⁶ Wird jedoch auf die Anschaffungs- bzw. Herstellungswerte abgestellt, dürfen die Zuschläge nicht in Ansatz kommen, wenn sie im Rahmen der Aufnahme in das Anlagevermögen aktiviert wurden.

⁴⁶⁶ Vgl. ARE (1987), S. 20.

VI. Empirischer Teil

Der empirische Teil der vorliegenden Arbeit baut auf den - einleitend erwähnten - theoretischen Simulationsrechnungen auf (1.); die Ergebnisse der Simulationsrechnungen werden darauffolgend analysiert (2.). Die Evidenz der Ergebnisse wird im Anschluß mit einer praktischen Beispielsrechnung belegt (3.). Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse dargestellt sowie bestehende Zusammenhänge zwischen den Übernahme-preisen abgeleitet (4.).

1. Theoretischer Aufbau der Simulationsrechnungen

Die folgenden Modellrechnungen sollen ein EVU simulieren, wobei als einschränkende Annahme ein Ein-Gut-Fall unterstellt wird. Dies ist zunächst notwendig, um die aus der Variation einiger Modellparameter resultierenden Effekte sauber isolieren zu können. Die Datenbasis ist einem K-Bogen des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten vom 7.8.1992 eines existierenden „Muster-EVU“ entnommen. Eine einheitliche Gesamtlebensdauer für alle Anlagegüter des EVU wird unterstellt, d.h. es finden keine permanenten Ersatzinvestitionen statt, und im Übergabezeitpunkt wird das gesamte Anlagevermögen des EVU verkauft; Umlaufvermögen ist im Anfangszeitpunkt nicht vorhanden.

Die Zugrundelegung des Ein-Gut-Falles wird z.T. von den EVU nahestehenden Autoren heftig kritisiert;⁴⁶⁷ er gilt als theoretisches Konstrukt bzw. als Fiktion, die mit dem „Normalfall“ der Praxis nichts zu tun hätte. Hinter dieser Kritik steht vermutlich die Befürchtung, daß durch exakte und vor allem nachvollziehbare Beispielsrechnungen die tatsächlichen Zusammenhänge deutlich werden könnten. Diese oft als methodisch bezeichnete Pauschalkritik ist allerdings nicht gerechtfertigt. Setzt man - wie im folgenden geschehen - die geltende Arbeitsanleitung sorgfältig in ein Simulationsmodell um und sind damit alle wesentlichen Kostenkomponenten gemäß dieser Arbeitsanleitung erfaßt, kann im Ein-Gut-Fall kein anderes Ergebnis abgeleitet werden als im Mehr-Gut-Fall; der Mehr-Gut-Fall ist nichts anderes als die Aggregation mehrerer Ein-Gut-Fälle, so daß bei korrek-

⁴⁶⁷ Vgl. Bönner, U. (1992), S. 229 ff.

ter Aggregation auch die selben Grundphänomene auftreten werden. Nur führt die Aggregation im Mehr-Gut-Fall und insbesondere im Beispiel permanenter Reinvestition dazu, daß im Zeitablauf sich z.T. verschieden entwickelnde Phänomene überlagern können. Dadurch verschwinden die klaren Zeitpfade des Ein-Gut-Falles, so daß allein aufgrund des Aggregationsbedarfs im Mehr-Gut-Fall eindeutige Zusammenhänge verschleiert werden. So gilt die einfache Regel, daß die aus dem Ein-Gut-Fall abgeleiteten Entwicklungstrends gleichermaßen im Mehr-Gut-Fall zum Tragen kommen.⁴⁶⁸

Im folgenden werden die grundlegende Modellstruktur (1.1.) und die Modellparameter (1.2.) vorgestellt. Darauf aufbauend ist die formalisierte Übernahmepreisberechnung (1.3.), die Ermittlung der Endkumentarife (1.4.) und die Steuer-, Thesaurierungs- sowie Renditenermittlung (1.5.) dargestellt.

1.1. Grundlegende Modellstruktur

Der Modellaufbau verzichtet auf eine Darstellung in Kontenform, wie sie in der Finanzbuchhaltung üblich ist. Statt dessen werden sämtliche Modellinhalte als Zeitreihen beschrieben. Dies bietet den Vorteil, die im Zeitablauf resultierenden Veränderungen übersichtlicher darstellen zu können. In dem Modell werden zunächst die Werte des Anlagevermögens dargestellt, dessen Übernahmepreis ermittelt werden soll; daran schließen sich die Kapitalstruktur des EVU und die tarifrelevanten kalkulatorischen Kostenkomponenten an. Ihnen folgen die Ermittlung verschiedener Übernahmepreise, die aufwandsgleichen Kosten - deren Basis aus dem „Muster-EVU“ entnommen worden ist - und die Tarifiermittlung für den Endkunden. Abschließend wird eine Steuer-, Ausschüttungs- und Thesaurierungsrechnung vorgenommen. Diese grundlegende Modellstruktur ist sowohl für das abgebende als auch für das aufnehmende EVU anzuwenden. Bei dem übernehmenden EVU werden als Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten des Versor-

⁴⁶⁸ Die Annahme des Ein-Gut-Falles wird in den konkreten Beispielsrechnungen aus der Praxis (vgl. Kap. VI.3.) aufgegeben, indem mit realistischen Folge- und Ersatzinvestitionen die Kostenstruktur des Partikularnetzes und verschiedene Übernahmepreise ermittelt werden.

gungsnetzes die tatsächlich gezahlten Übernahmepreise angesetzt.⁴⁶⁹ Aus diesen Überlegungen heraus resultieren für das aufnehmende Unternehmen verschiedene Kalkulationen, d.h. für jeden Übernahmepreis ist eine gesonderte Kalkulationsrechnung erforderlich.

1.2. Modellparameter

Bei den theoretischen Modellrechnungen wird von historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten von 1 Mrd. DM ausgegangen. Das Anlagevermögen wurde im Zeitpunkt der Erstellung $t = 0$ zu 30 % mit Baukostenzuschüssen BKZ, zu 30 % mit Eigenkapital EK und zu 40 % mit Fremdkapital FK finanziert. Diese Kapitalstrukturannahmen sind grundsätzlich variabel, um verschiedene Effekte analysieren zu können. Als betriebsübliche Nutzungsdauer n_2 werden 40 Jahre und als steuerlich zulässige Nutzungsdauer n_1 30 Jahre angenommen. Die Preissteigerungsrate der Anlagegüter, die Fremdkapitaltilgungsdauer, der Fremdkapitalzins, der Auflösungssatz der Baukostenzuschüsse und der prozentuale durchschnittliche Ausschüttungssatz des Gewinns sind frei fixierbare Variablen innerhalb des Modells. Der Fremdkapitalzins wird auf 7,5 % festgesetzt. Die Tilgung erfolgt zu periodisch gleichen Raten - fristenkongruent mit der steuerlich zulässigen Nutzungsdauer des Anlagevermögens.

Die Preis- und Mengensteigerungen des Strombezuges sowie die Preissteigerung der Personalkosten innerhalb der aufwandsgleichen Kosten sind ebenfalls frei wählbar. Die Preissteigerung des Strombezuges wird mit 0,5 % p.a. angenommen, von Mengensteigerung wird abgesehen. Als Personalkostensteigerung wird eine Rate von 4 % p.a. unterstellt.

Spalte 1 der tabellarischen Modellrechnungen (vgl. Tabelle 6) gibt die Jahre t wieder, die von $t = 1, 2, \dots, n$ laufen. Spalte 2 gibt den tarifkalkulatorischen Restbuchwert RBW an, der für $t = 0$ mit den historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten übereinstimmt; seine Definition lautet:

$$\text{RBW}_t = \text{RBW}_{t-1} - \text{RBW}_0 \cdot (1/n_1) . \quad (2)$$

⁴⁶⁹ Dies erfolgt unter der Prämisse, daß die Preisaufsichtsbehörde zunächst jeden Übernahmepreis anerkennt, um die aus unterschiedlichen Übernahmepreisen resultierenden Effekte quantifizieren zu können.

In Spalte 3 findet sich der Wiederbeschaffungswert WBW_t ; er ist dadurch definiert, daß die Anschaffungs- und Herstellungskosten mit einem adäquaten Preisindex⁴⁷⁰ von 3 % p.a. über die Jahre inflationiert werden:

$$WBW_t = RBW_0 * (1 + i_{\text{Anlagenpreisindex}})^t \quad (3)$$

Die Spalten 4 und 5 stellen die zwei Lebensdauerverhältnisse $LV(n_1)$ sowie $LV(n_2)$ dar. Ersteres hat eine Periodenlänge von $n_1 = 30$, das zweite eine Dauer von $n_2 = 40$. Das Lebensdauerverhältnis mit der 30jährigen Laufzeit gibt den Anlagenverzehr nach steuerlich zulässiger Abschreibungsdauer, die längere Laufzeit die betriebsübliche Lebensdauer wieder. Die Lebensdauerverhältnisse sind determiniert durch den Quotienten aus Restlebensdauer zur Gesamtlebensdauer einer Anlage:

$$LV_t(n_1/n_2) = (n_i - t) / n_i \quad (4 / 5)$$

Die für die Zielsetzung der Nettosubstanzerhaltung notwendige Kenngröße des Eigenkapitals NSE kann Spalte 6 entnommen werden. Sie ist definiert als relativer Eigenkapitalanteil am Investitionszeitpunkt $t = 0$ der Investition, multipliziert mit dem jeweiligen Wiederbeschaffungswert in einer Periode:

$$NSE_t = EKQ_0 * WBW_t \quad (6)$$

Spalte 7 ist das ursprünglich eingesetzte Eigenkapital $EK I$ zu entnehmen. Spalte 8 enthält die durch zwei durchschnittliche Ausschüttungssätze variierbaren Thesaurierungsbeträge TH (siehe Spalte 49), deren Definition in der Steuer- und Thesaurierungsberechnung nachfolgend verdeutlicht wird. Spalte 9 gibt die jeweilige Höhe des Eigenkapitals $EK II$ wieder, die sich als Addition der kumulierten Thesaurierungsbeträge zu dem ursprünglich eingesetzten Eigenkapital erklärt:

$$EK II_t = EK_0 + \sum_0^t TH_t \quad (9)$$

bzw. alternativ als:

$$EK II_t = EK II_{t-1} + TH_t \quad (9a)$$

⁴⁷⁰ Die durchschnittliche Inflationsrate von 3 % p.a. ist aus den Preisveränderungen der Kabel, Transformatoren sowie den Tariflöhnen und -gehältern der Energiewirtschaft und Wasserversorgung bzw. des Straßenneubaus gewonnen; vgl. Anhang 2; Tabelle 17 zur Berechnung und Gewichtung des adäquaten Preisindex.

Spalte 10 gibt die Differenz zwischen der tatsächlichen Eigenkapitalgröße und der Soll-Eigenkapitalgröße (Nettosubstanzerhaltung) wieder. Die Werte dieser Spalte gelten als Kontrollvariable, um den aktuellen Zielerreichungsgrad zu überprüfen, wobei die Ausschüttung so gewählt wird, daß das Ziel der Nettosubstanzerhaltung beim Auslaufen des Konzessionsvertrages (nach 20 Jahren) bzw. am Ende der steuerlich zulässigen Nutzungsdauer (nach 30 Jahren) erfüllt ist.⁴⁷¹

In Spalte 11 werden die Soll-Thesaurierungsbeträge ausgewiesen, welche sich aus der Differenz zwischen dem zur Nettosubstanzerhaltung notwendigen Eigenkapitalbestand in der laufenden Periode und dem Wert aus der Vorperiode errechnen:

$$\text{STH}_t = \text{NSE}_t - \text{NSE}_{t-1}. \quad (11)$$

In Spalte 12 wird die Differenz zwischen den periodisierten Thesaurierungsbeträgen und den Soll-Thesaurierungen gebildet. Der Konzeption der Nettosubstanzerhaltung ist Genüge getan, wenn die Summe dieser Spalte den Wert Null annimmt. Da die Ausschüttung konstant gehalten werden soll, sind zwar nicht in jedem Jahr ausreichend Mittel zur Soll-Thesaurierung verfügbar, über die gesamte Laufzeit des Konzessionsvertrages (nach 20 Jahren) ist die Nettosubstanzerhaltung jedoch erfüllt, so daß ein EVU dann in der Lage ist, eine Ersatzinvestition im Falle einer Veräußerung durchzuführen. Insofern muß die Summe der ersten zwanzig Jahre durch Variation des durchschnittlichen Ausschüttungssatzes im gleichen Zeitraum den Wert Null erreichen. Diese Zielwertsuche ist analog für die letzten 10 Jahre der steuerlich zulässigen Nutzungsdauer mit einem zweiten durchschnittlichen Ausschüttungssatz zu wiederholen. Diese Spalte gilt als Kontrollvariable, die den Unterschied zwischen der jährlichen Soll- und Ist-Thesaurierung beschreibt und im 20. Jahr sowie im 30. Jahr nicht negativ sein darf.

Das Fremdkapital FK in Spalte 13 berechnet sich in der Ausgangsperiode $t = 0$ aus den Anschaffungs- und Herstellungskosten, abzüglich der Baukostenzuschüsse BKZ sowie des Eigenkapitals EK:

⁴⁷¹ Da von einer Investition zum Zeitpunkt des Abschlusses eines Konzessionsvertrages ausgegangen wird, ist es ausreichend, wenn genau zum Zeitpunkt des Auslaufens des Konzessionsvertrages die Möglichkeit der Nettosubstanzerhaltung gegeben ist.

$$FK_0 = RBW_0 - BKZ_0 - EK I_0; \quad (13)$$

und allgemein für t mit n = Tilgungsdauer gilt:

$$FK_t = FK_{t-1} - (FK_0 * (1/n)), \quad (13a)$$

d.h. Fremdkapital abzüglich Tilgung.

Der anfängliche Baukostenzuschuß BKZ folgt aus dem Produkt aus Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie dem Baukostenzuschuß-Anteil:

$$BKZ_0 = RBW_0 * BKZ\text{-Anteil} . \quad (14)$$

Noch nicht aufgelöste Baukostenzuschüsse der einzelnen Perioden t (Spalte 14) ergeben sich als:

$$BKZ_t = BKZ_{t-1} - (BKZ_0 * BKZ\text{-Auflösungssatz } (1/20)) . \quad (14a)$$

Die Eigenkapitalquote EKQ in Spalte 15 resultiert aus dem Quotienten aus Eigenkapital EK II und Restbuchwert RBW:

$$EKQ_t = EK II_t / RBW_t . \quad (15)$$

Die Eigenkapitalquote ist allerdings, um plausible Ergebnisse zu erzielen, auf 100 % begrenzt.

Die jährliche Fremdkapitaltilgung FKT der Spalte 16 wird determiniert durch das Produkt des anfänglichen Fremdkapitalbestandes mit der Auflösungsquote:

$$FKT_t = (FK_0 * (1/n)) . \quad (16)$$

Zu zahlende Zinsen für das Fremdkapital (Spalte 17) bestimmen sich aus der Multiplikation des noch nicht getilgten Fremdkapitals der Vorperiode mit dem Fremdkapitalzins:

$$FKZ_t = FK_{t-1} * i_{FK\text{-Zinsfuß}} . \quad (17)$$

Die kalkulatorischen Abschreibungen auf den eigenfinanzierten Teil des Anlagevermögens D(EK) in Spalte 18 erfolgen gemäß der Arbeitsanleitung auf der Basis des Wiederbeschaffungswertes WBW:

$$D(EK_t) = WBW_t * EKQ_{t-1} * (1/n_1) . \quad (18)$$

Abschreibungen auf den durch Fremdkapital und Baukostenzuschüsse finanzierten Teil des Anlagevermögens D(FK) (Spalte 19) sind entsprechend der Arbeits-

anleitung nur auf die Anschaffungs- und Herstellungskosten erlaubt und werden wie folgt ermittelt:

$$D(FK_t) = RBW_0 * (1 - EKQ_{t-1}) * (1/n_1) . \quad (19)$$

Die kalkulatorischen Zinsen KZ in Spalte 20 werden mit 6,5 % auf das betriebsnotwendige Kapital gewährt:

$$KZ I_t = [(EK II_{t-2} + EK II_{t-1})/2 + (FK_{t-1} + FK_t)/2] * i_{\text{kalk. Zinsfuß}} . \quad (20)$$

Der erste Term in der eckigen Klammer entspricht dem durchschnittlichen Eigenkapital, der zweite Term dem durchschnittlichen Fremdkapital.⁴⁷²

In Spalte 21 erfolgt eine Addition der einzelnen kalkulatorischen Kostenkomponenten; diese Werte werden anschließend in der Tarifiermittlung für den Endkunden benötigt.⁴⁷³

Der Periodenüberschuß PÜ der Spalte 22 ergibt sich aus der Differenz zwischen kalkulatorischen und bilanziellen Abschreibungen⁴⁷⁴, zuzüglich der kalkulatorischen Zinsen auf das betriebsnotwendige Kapital und abzüglich der tatsächlichen Fremdkapitalverzinsung:

$$PÜ I_t = D(FK_t) + D(EK_t) - RBW_0 * (1/n_1) + KZ I_t - FKZ_t . \quad (22)$$

1.3. Übernahmepreisberechnung

Die in Kap. V. diskutierten vier potentiellen Übernahmepreise, welche in die Modellrechnungen einfließen, werden im folgenden definiert. In Spalte 23 ist der tarifkalkulatorische Restbuchwert abzüglich noch nicht aufgelöster Baukostenzuschüsse zu finden:

$$RBW_t(n_1) = RBW_{t-1} - RBW_0 * (1/n_1) - BKZ_t . \quad (23)$$

⁴⁷² Aus rechentechnischen Gründen muß das zu verzinsende Eigenkapital aus dem Durchschnitt der zwei Vorperioden gebildet werden, da ansonsten ein Zirkelschluß vorliegen würde.

⁴⁷³ Von der Gewährung eines kalkulatorischen Gewinns wird an dieser Stelle abgesehen, da dieser auf der Basis der mehrheitlich verwendeten Arbeitsanleitung nicht hinreichend spezifizierbar ist.

⁴⁷⁴ Die kalkulatorischen Abschreibungen sind i.d.R. aufgrund der Wiederbeschaffungswertabschreibungen höher als die bilanziellen Abschreibungen. Allerdings ist in den Anfangsperioden auch eine umgekehrte Konstellation nicht auszuschließen, da u.U. bilanziell degressiv und somit schneller abgeschrieben wird.

Spalte 24 enthält einen gleichermaßen bestimmten, als kalkulatorischen Restbuchwert bezeichneten Übernahmepreis, der jedoch die betriebsübliche Nutzungsdauer widerspiegelt:

$$RBW_t(n_2) = BW_{t-1} - BW_0 \cdot (1/n_2) - BKZ_t. \quad (24)$$

In den folgenden Spalten 25/26 werden zwei verschiedene Sachzeitwerte aufgeführt. Ersterer (tarifkalkulatorischer Sachzeitwert) ist determiniert durch die Multiplikation des Tagesneuwertes mit dem Lebensdauerverhältnis, welches aus der kürzeren, steuerlich zulässigen Nutzungsdauer resultiert, abzüglich der im Zeitpunkt t noch nicht aufgelösten Baukostenzuschüsse:

$$SZW_t(n_1) = WBW_t \cdot LV_t(n_1) - BKZ_t. \quad (25)$$

Die zweite Sachzeitwertdefinition (kalkulatorischer Sachzeitwert) richtet sich nach der betriebsüblichen Nutzungsdauer des Anlagegutes, d.h. das Lebensdauerverhältnis (n_1) wird durch das Verhältnis (n_2) ersetzt:

$$SZW_t(n_2) = WBW_t \cdot LV_t(n_2) - BKZ_t. \quad (26)$$

Der Herleitung der Übernahmepreise folgt die Tarifiermittlung der Endkunden.

1.4. Ermittlung der Endkundertarife

In diesem Block findet eine Darstellung der kalkulatorischen und der aufwandsgleichen Kosten mit den Absatzmengen statt, woraus verschiedene Endkundenpreise abgeleitet werden. Zunächst sind in Spalte 27 die oben entwickelten, gesamten kalkulatorischen Abschreibungen D wiedergegeben.

Spalte 28 enthält die in den Tarifpreis einfließenden kalkulatorischen Zinsen KZ II; hierbei muß jedoch der Abzug von potentiellen Zinserträgen mit berücksichtigt werden, daher wird nur das jeweils vorhandene Anlagevermögen verzinst, so daß sich folgender Zusammenhang ergibt:⁴⁷⁵

$$KZ II_t = (RBW_{t-1} + RBW_t)/2 \cdot i_{\text{kalk. Zinsfuß}}. \quad (28)$$

⁴⁷⁵ Nach der Arbeitsanleitung wird zwar das gesamte betriebsnotwendige Vermögen kalkulatorisch verzinst, da indes die aus dem Umlaufvermögen resultierenden Zinserträge im Rahmen der Tarifiermittlung kostenmindernd zu berücksichtigen sind, wird an dieser Stelle nur der jeweils vorhandene Restbuchwert verzinst.

Die aufwandsgleichen Kosten in Spalte 29 summieren die nachfolgenden Einzelkostenelemente auf:

$$AGK_t = BK_t + PK_t + KA_t. \quad (29)$$

Zuvor ist es notwendig, die Strombezugskosten BK zu ermitteln; in Spalte 30 ist die Strombezugsmenge SB angegeben, die wie folgt definiert ist:

$$SB_t = m_0 * (1 + i_{\text{Absatzsteigerung}})^t, \quad (30)$$

mit m_0 als ursprünglicher Absatzmenge - aus dem „Muster-EVU“ - und $i_{\text{Absatzsteigerung}}$ als prognostizierter Absatzentwicklung. Es wird von einer Konstanz der Absatzmenge und somit der Bezugsmenge ausgegangen. Für die Veränderung des Strombezugspreises SP in Spalte 31 gilt folgender Zusammenhang:

$$SP_t = p_0 * (1 + i_{\text{Bezugspreissteigerung}})^t. \quad (31)$$

Hieraus können die Bezugskosten BK berechnet werden als:

$$BK_t = SB_t * SP_t. \quad (32)$$

Die Entwicklung der Personalkosten PK ist mit folgender Beziehung beschrieben:

$$PK_t = PK_0 * (1 + i_{\text{Personalkostensteigerung}})^t. \quad (33)$$

Es wird ein Personalkostensteigerungssatz von 4 % (in Höhe der langfristigen Preissteigerungsrate) unterstellt. Die Konzessionsabgabe KA ist definiert als Produkt aus Strombezugsmenge und Konzessionsabgabensatz, der sich je nach Einwohnerzahl des betreffenden Versorgungsgebietes auf 1,20 bis 4,69 Pfennig/kWh⁴⁷⁶ beläuft:

$$KA_t = SB_t * KA_0. \quad (34)$$

Die Gesamtkosten GK I in Spalte 35 ergeben sich durch Addition der aufwandsgleichen Kosten mit den kalkulatorischen Abschreibungen D und Zinsen KZ II:

$$GK I_t = AGK_t + KZ II_t + D_t; \quad (35)$$

⁴⁷⁶ Vgl. § 2 Abs. 2 KAV. Gerechnet wurde mit einem - dem „Muster-EVU“ entnommenen - durchschnittlichen Konzessionsabgabensatz von 1,17 Pf/kWh.

davon ist - gemäß der Arbeitsanleitung - die Auflösung der Baukostenzuschüsse abzusetzen, so daß sich die Gesamtkosten mit Baukostenzuschußauflösung GK II ergeben als:

$$\text{GK II}_t = \text{GK I}_t - (\text{BKZ}_{t-1} - \text{BKZ}_t) . \quad (36)$$

Der Strompreis pro kWh EKP I in Spalte 37 folgt aus:

$$\text{EKP I}_t = \text{GK II}_t / (\text{SB}_t * 0,98) , \quad (37)$$

d.h. es wird ein üblicher Netzverlust von 2 % unterstellt.

Die Strompreise der Spalte 37 reflektieren nicht die gesamten Kosten, die dem Tarifkunden entstehen. Zusätzlich zu dem Strompreis pro kWh entstehen dem Tarifkunden noch Opportunitätskosten aus dem von ihm zu Beginn der Investitionsperiode gezahlten Baukostenzuschuß, denn ohne die Zahlung des Baukostenzuschusses hätte der Tarifkunde entweder Zinseinnahmen aus seinem Privatvermögen, oder er hat im Falle der Fremdkapitalfinanzierung von Baukostenzuschüssen Zinsen auf den Baukostenzuschuß an seine Gläubiger zu entrichten. Diese Opportunitätskosten sollen durch eine fiktive Verzinsung der Baukostenzuschüsse mit 7,5 % berücksichtigt werden;⁴⁷⁷ dabei ergibt sich diese Verzinsung BKZ_{Zins} mit:

$$\text{BKZ-Zins}_t = \text{BKZ}_t * i_{\text{FK-Zinsfuß}} . \quad (38)$$

Die Gesamtkosten GK III in Spalte 39 resultieren dann aus:

$$\text{GK III}_t = \text{GK II}_t + \text{BKZ}_{\text{Zins } t} . \quad (39)$$

Der fiktive Strompreis für den Tarifkunden einschließlich Baukostenzuschußverzinsung EKP II ergibt sich in Spalte 40 mit:

$$\text{EKP II}_t = \text{GK III}_t / (\text{SB}_t * 0,98) . \quad (40)$$

Für den Übernehmer ist an dieser Stelle, um einen Vergleich der Endkundenpreise durchzuführen, die Fortentwicklung des Endkundenpreises des Vorbesitzers einzufügen. Diese werden in einer zweiten Spalte von denen des Übernehmers

⁴⁷⁷ Hier könnte von einem höheren Zinssatz für den Tarifkunden ausgegangen werden, der sich zweifellos im Vergleich zum EVU zu ungünstigeren Konditionen verschulden dürfte, wovon in der Modellrechnung allerdings abgesehen wird.

abgezogen; ist der sich daraus ergebende Wert positiv, steigen im Falle einer Übernahme die Endkundenpreise - et vice versa.

1.5. Steuer-, Thesaurierungs- und Renditenberechnung

Der Steuer- und Thesaurierungsrechnung liegt in Spalte 41 der oben definierte Periodenüberschuß PÜ I aus Spalte 22 zugrunde. Auf diese Gewinngrößen wird der Körperschaftsteuersatz für einbehaltene Gewinne k_1 (50 %) angewandt:⁴⁷⁸

$$\text{KSt } I_t = \text{PÜ } I_t * k_1 ; \quad (42)$$

daraus ergibt sich der zu zahlende Körperschaftsteuerbetrag, sofern keine Ausschüttung stattfindet. Durch Abzug dieses Betrages vom Periodenüberschuß läßt sich die potentielle Thesaurierungsmöglichkeit bzw. Ausschüttungsmöglichkeit PÜ II des Unternehmens ableiten:

$$\text{PÜ } II_t = \text{PÜ } I_t - \text{KSt } I_t . \quad (43)$$

Hieraus ist durch Multiplikation mit dem Ausschüttungssatz AS_i in Spalte 44 der Ausschüttungsbetrag ASB I zunächst ohne Körperschaftsteuererminderung zu berechnen:

$$\text{ASB } I_t = \text{PÜ } II_t * AS_i . \quad (45)$$

Nachfolgend ist zur Bestimmung des effektiven Ausschüttungsbetrages zunächst die Körperschaftsteuererminderung KSt II zu konkretisieren, indem das Produkt des Periodenüberschusses mit der Differenz zwischen den beiden Körperschaftsteuersätzen und dem Ausschüttungssatz bestimmt wird:

$$\text{KSt } II_t = \text{PÜ } I_t * (k_1 - k_2) * AS_i . \quad (46)$$

Der effektive Ausschüttungsbetrag ASB II in Spalte 47 ist durch die einfache Beziehung beschrieben als:

$$\text{ASB } II_t = \text{ASB } I_t + \text{KSt } II_t . \quad (47)$$

⁴⁷⁸ Andere Steuern müssen nur insofern berücksichtigt werden, als sie im Tarifpreisgenehmigungsverfahren nicht in voller Höhe über aufwandsgleiche Kosten auf den Strompreis überwält werden, wobei im folgenden von einer vollständigen Überwälzung ausgegangen werden soll. Angesetzt wird daher nur die Körperschaftsteuer, und zwar mit 50 % für einbehaltene und 36 % für ausgeschüttete Gewinne als Durchschnittswerte der Vergangenheit.

Die an den Fiskus zu entrichtende Körperschaftsteuer KSt III ist durch Abzug der Körperschaftsteuererminderung vom Körperschaftsteuerbetrag für einbehaltene Gewinne errechnet:

$$\text{KSt III}_t = \text{KSt I}_t - \text{KSt II}_t . \quad (48)$$

Der Thesaurierungsbetrag TH, der als Eigenkapitalzuwachs im Unternehmen verbleibt, ergibt sich aus der Kürzung des Periodenüberschusses um den effektiven Ausschüttungsbetrag und der tatsächlichen Körperschaftsteuerzahlung:

$$\text{TH}_t = \text{PÜ I}_t - \text{ASB I}_t - \text{KSt III}_t . \quad (49)$$

Abschließend sind einige Kennziffern, die für die Rentabilität des EVU herangezogen werden, zu ermitteln; die nominale Eigenkapitalrendite vor Steuer ergibt sich aus der Division des Periodenüberschusses PÜ II mit dem anfänglichen Eigenkapitalbestand EK_0 , die reale durch Division mit der fortlaufenden Eigenkapitalgröße EK II:

$$\text{EKR}_t \text{ nom. (v. St.)} = \text{PÜ I}_t / \text{EK}_0 , \quad (50)$$

$$\text{EKR}_t \text{ real (v. St.)} = \text{PÜ I}_t / \text{EK II}_t . \quad (51)$$

Die Eigenkapitalrenditen nach Steuern werden durch die Division der Differenz zwischen dem Periodenüberschuß PÜ I und der Körperschaftsteuerzahlung KSt III mit den Eigenkapitalgrößen ermittelt:

$$\text{EKR}_t \text{ nom. (n. St.)} = (\text{PÜ I}_t - \text{KSt III}_t) / \text{EK}_0 , \quad (52)$$

$$\text{EKR}_t \text{ real (n. St.)} = (\text{PÜ I}_t - \text{KSt III}_t) / \text{EK II}_t . \quad (53)$$

Zusätzlich werden diese Kenngrößen als Netto-Dividenden durch Division des Ausschüttungsbetrages mit den jeweiligen Eigenkapitalgrößen angegeben:⁴⁷⁹

$$\text{ND}_t \text{ nominal} = \text{ASB II}_t / \text{EK}_0 , \quad (54)$$

$$\text{ND}_t \text{ real} = \text{ASB II}_t / \text{EK II}_t . \quad (55)$$

Die Zeitreihen des Simulationsmodelles sind Tabelle 6 zu entnehmen.⁴⁸⁰

⁴⁷⁹ Auf die Berücksichtigung der aus der Anrechnung der Körperschaft- und der Kapitalertragsteuer resultierenden Folgewirkungen für die individuellen Grenzsteuersätze in der Einkommensteuer wird hier verzichtet.

⁴⁸⁰ In der zweiten Zeile von Tabelle 6 können die jeweils verwendeten Formeln in numerischer Reihenfolge der Formelsammlung des Anhangs abgelesen werden; vgl. Anhang 1.

Ermittlung der Übernahmepreise

1 F 1	23 F 34	24 F 35	25 F 36	26 F 37
Jahre t	UNP I	UNP II	UNP III	UNP IV
0	700,0	700,0	700,0	700,0
1	681,7	690,0	710,7	719,3
2	663,3	680,0	720,2	737,9
3	645,0	670,0	728,5	755,8
4	626,7	660,0	735,4	773,0
5	608,3	650,0	741,1	789,4
6	590,0	640,0	745,2	804,9
7	571,7	630,0	747,9	819,6
8	553,3	620,0	749,0	833,4
9	535,0	610,0	748,3	846,2
10	516,7	600,0	745,9	857,9
11	498,3	590,0	741,7	868,6
12	480,0	580,0	735,5	878,0
13	461,7	570,0	727,2	886,3
14	443,3	560,0	716,7	893,2
15	425,0	550,0	704,0	898,7
16	406,7	540,0	688,9	902,8
17	388,3	530,0	671,2	905,4
18	370,0	520,0	651,0	906,3
19	351,7	510,0	628,0	905,6
20	333,3	500,0	602,0	903,1
21	300,0	475,0	558,1	883,6
22	266,7	450,0	511,0	862,2
23	233,3	425,0	460,5	838,8
24	200,0	400,0	406,6	813,1
25	166,7	375,0	349,0	785,2
26	133,3	350,0	287,5	754,8
27	100,0	325,0	222,1	721,9
28	66,7	300,0	152,5	686,4
29	33,3	275,0	78,6	648,1
30	0,0	250,0	0,0	606,8
31		225,0		562,5
32		200,0		515,0
33		175,0		464,2
34		150,0		409,8
35		125,0		351,7
36		100,0		289,8
37		75,0		223,9
38		50,0		153,7
39		25,0		79,2
40		0,0		0,0

Ermittlung der Endkundertarife

(Fortsetzung Tabelle 2)

1 F 1	27 F 38	28 F 39	29 F 42	30 F 40	31 F 41	32 F 43	33 F 44	34 F 45	35 F 46	36 F 47	37 F 48	38 F 49	39 F 50	40 F 51
Jahre t	D	KZ II	AGK	SB 0,0 %	SP 0,5 %	BK in Mio	PK 4,0 %	KA	GK I	GK II	EKP I	BKZ-Zins 7,5 %	GK III	EKP II
0				18 734	0,120 DM		43,00	1,17E-03						
1	32,86	44,90	292,65	18 734	0,121 DM	225,93	44,72	22,00	370,41	355,41	0,202 DM	22,50	392,91	0,214 DM
2	33,22	43,71	295,57	18 734	0,121 DM	227,06	46,51	22,00	372,50	357,50	0,203 DM	21,38	393,87	0,215 DM
3	33,63	42,52	298,57	18 734	0,122 DM	228,20	48,37	22,00	374,71	359,71	0,204 DM	20,25	394,96	0,215 DM
4	34,09	41,33	301,64	18 734	0,122 DM	229,34	50,30	22,00	377,06	362,06	0,205 DM	19,13	396,19	0,216 DM
5	34,63	40,14	304,80	18 734	0,123 DM	230,48	52,32	22,00	379,57	364,57	0,207 DM	18,00	397,57	0,217 DM
6	35,24	38,95	308,05	18 734	0,124 DM	231,64	54,41	22,00	382,23	367,23	0,208 DM	16,88	399,11	0,217 DM
7	35,95	37,75	311,38	18 734	0,124 DM	232,80	56,59	22,00	385,08	370,08	0,210 DM	15,75	400,83	0,218 DM
8	36,76	36,56	314,81	18 734	0,125 DM	233,96	58,85	22,00	388,13	373,13	0,211 DM	14,63	402,76	0,219 DM
9	37,70	35,37	318,33	18 734	0,126 DM	235,13	61,20	22,00	391,41	376,41	0,213 DM	13,50	404,91	0,221 DM
10	38,80	34,18	321,96	18 734	0,126 DM	236,30	63,65	22,00	394,93	379,93	0,215 DM	12,38	407,31	0,222 DM
11	40,08	32,99	325,68	18 734	0,127 DM	237,49	66,20	22,00	398,75	383,75	0,217 DM	11,25	410,00	0,223 DM
12	41,57	31,80	329,52	18 734	0,127 DM	238,67	68,84	22,00	402,89	387,89	0,219 DM	10,13	413,01	0,225 DM
13	43,34	30,60	333,47	18 734	0,128 DM	239,87	71,60	22,00	407,41	392,41	0,222 DM	9,00	416,41	0,227 DM
14	45,44	29,41	337,53	18 734	0,129 DM	241,07	74,46	22,00	412,38	397,38	0,225 DM	7,88	420,26	0,229 DM
15	47,96	28,22	341,71	18 734	0,129 DM	242,27	77,44	22,00	417,89	402,89	0,228 DM	6,75	424,64	0,231 DM
16	50,99	27,03	346,02	18 734	0,130 DM	243,48	80,54	22,00	424,04	409,04	0,231 DM	5,63	429,66	0,234 DM
17	54,68	25,84	350,46	18 734	0,131 DM	244,70	83,76	22,00	430,98	415,98	0,235 DM	4,50	435,48	0,237 DM
18	56,75	24,65	355,03	18 734	0,131 DM	245,92	87,11	22,00	436,43	421,43	0,238 DM	3,38	439,80	0,240 DM
19	58,45	23,45	359,75	18 734	0,132 DM	247,15	90,59	22,00	441,65	426,65	0,241 DM	2,25	443,90	0,242 DM
20	60,20	22,26	364,61	18 734	0,133 DM	248,39	94,22	22,00	447,07	432,07	0,244 DM	1,13	448,20	0,244 DM
21	62,01	20,58	369,62	18 734	0,133 DM	249,63	97,99	22,00	452,21	452,21	0,246 DM	0,00	452,21	0,246 DM
22	63,87	18,42	374,79	18 734	0,134 DM	250,88	101,91	22,00	457,07	457,07	0,249 DM	0,00	457,07	0,249 DM
23	65,79	16,25	380,12	18 734	0,135 DM	252,13	105,98	22,00	462,15	462,15	0,252 DM	0,00	462,15	0,252 DM
24	67,76	14,08	385,62	18 734	0,135 DM	253,39	110,22	22,00	467,46	467,46	0,255 DM	0,00	467,46	0,255 DM
25	69,79	11,92	391,29	18 734	0,136 DM	254,66	114,63	22,00	473,00	473,00	0,258 DM	0,00	473,00	0,258 DM
26	71,89	9,75	397,15	18 734	0,137 DM	255,93	119,22	22,00	478,79	478,79	0,261 DM	0,00	478,79	0,261 DM
27	74,04	7,58	403,20	18 734	0,137 DM	257,21	123,98	22,00	484,83	484,83	0,264 DM	0,00	484,83	0,264 DM
28	76,26	5,42	409,44	18 734	0,138 DM	258,50	128,94	22,00	491,13	491,13	0,268 DM	0,00	491,13	0,268 DM
29	78,55	3,25	415,90	18 734	0,139 DM	259,79	134,10	22,00	497,70	497,70	0,271 DM	0,00	497,70	0,271 DM
30	80,91	1,08	422,56	18 734	0,139 DM	261,09	139,47	22,00	504,55	504,55	0,275 DM	0,00	504,55	0,275 DM

SB in MWh * 100 Netzverlust 2%

Allgemeine Parameter:	SB in MWh * 100	Netzverlust 2%		
Anlagevermögen:	1000	FK-Rückzahlungsdauer:	30	Finanzierungsverhältnisse:
Tarifkalk. ND (n1):	30	BKZ-Auflösungssatz:	5 %	Eigenkapital: Absolut Relativ
Betriebsübl. ND (n2):	40	Fremdkapital:	40 %	Fremdkapital: 300 30 %
Tarifkalk. Abschreibungssatz:	3,3 %	Fremdkapitalzins:	8 %	Baukostenzuschüsse: 300 30 %
Betriebsübl. Abschreibungssatz:	2,5 %	FK-Tilgungsrate:	13,3	Ø Ausschüttungssatz (1 - 20):
Anlagenpreisindex:	3,0 %	Preissteigerungen:		Ø Ausschüttungssatz (21 - 30):
BKZ:	30 %	Personalkosten:	4,0 %	Ø Ausschüttungssatz (1 - 30):
BKZ-Auflösung:	20	Bezugspreis:	0,5 %	KSt-Sätze (k1)/(k2):
				50 %/36 %

Steuer- und Thesaurierungsberechnung

(Fortsetzung Tabelle 2)

1	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
F 1	F 25	F 26	F 27	F 28	F 29	F 30	F 31	F 32	F 33	F 52	F 53	F 54	F 55	F 56	F 57
Jahre	PU I	KSt I	PU II	AS	ASB I	KSt II	ASB II	KSt III	TH	EKR v. St.		EKR n. St.		Netto-Dividende	
t										nominal	real	nominal	real	nominal	real
0															
1	14,59	7,29	7,29	21,4 %	1,56	0,44	2,00	6,86	5,73	4,86 %	4,77 %	2,58 %	2,53 %	0,67 %	0,65 %
2	15,27	7,63	7,63	21,4 %	1,63	0,46	2,09	7,18	6,00	5,09 %	4,90 %	2,70 %	2,60 %	0,70 %	0,67 %
3	16,19	8,10	8,10	21,4 %	1,73	0,49	2,22	7,61	6,36	5,40 %	5,09 %	2,86 %	2,70 %	0,74 %	0,70 %
4	17,20	8,60	8,60	21,4 %	1,84	0,52	2,36	8,08	6,76	5,73 %	5,29 %	3,04 %	2,81 %	0,79 %	0,73 %
5	18,29	9,15	9,15	21,4 %	1,96	0,55	2,51	8,60	7,19	6,10 %	5,51 %	3,23 %	2,92 %	0,84 %	0,75 %
6	19,49	9,75	9,75	21,4 %	2,09	0,58	2,67	9,16	7,66	6,50 %	5,74 %	3,44 %	3,04 %	0,89 %	0,79 %
7	20,81	10,41	10,41	21,4 %	2,23	0,62	2,85	9,78	8,18	6,94 %	5,98 %	3,68 %	3,17 %	0,95 %	0,82 %
8	22,27	11,14	11,14	21,4 %	2,38	0,67	3,05	10,47	8,75	7,42 %	6,25 %	3,93 %	3,31 %	1,02 %	0,86 %
9	23,90	11,95	11,95	21,4 %	2,56	0,72	3,27	11,23	9,39	7,97 %	6,53 %	4,22 %	3,46 %	1,09 %	0,89 %
10	25,72	12,86	12,86	21,4 %	2,75	0,77	3,52	12,09	10,11	8,57 %	6,84 %	4,54 %	3,62 %	1,17 %	0,94 %
11	27,76	13,88	13,88	21,4 %	2,97	0,83	3,80	13,05	10,91	9,25 %	7,17 %	4,90 %	3,80 %	1,27 %	0,98 %
12	30,08	15,04	15,04	21,4 %	3,22	0,90	4,12	14,14	11,82	10,03 %	7,54 %	5,31 %	4,00 %	1,37 %	1,03 %
13	32,72	16,36	16,36	21,4 %	3,50	0,98	4,48	15,38	12,86	10,91 %	7,95 %	5,78 %	4,21 %	1,49 %	1,09 %
14	35,75	17,88	17,88	21,4 %	3,83	1,07	4,90	16,81	14,05	11,92 %	8,40 %	6,32 %	4,45 %	1,63 %	1,15 %
15	39,27	19,64	19,64	21,4 %	4,20	1,18	5,38	18,46	15,43	13,09 %	8,90 %	6,94 %	4,72 %	1,79 %	1,22 %
16	43,40	21,70	21,70	21,4 %	4,65	1,30	5,95	20,40	17,05	14,47 %	9,47 %	7,67 %	5,02 %	1,98 %	1,30 %
17	48,28	24,14	24,14	21,4 %	5,17	1,45	6,62	22,69	18,97	16,09 %	10,12 %	8,53 %	5,36 %	2,21 %	1,39 %
18	51,65	25,83	25,83	21,4 %	5,53	1,55	7,08	24,28	20,30	17,22 %	10,38 %	9,12 %	5,50 %	2,36 %	1,42 %
19	54,76	27,38	27,38	21,4 %	5,86	1,64	7,50	25,74	21,52	18,25 %	10,55 %	9,67 %	5,59 %	2,50 %	1,45 %
20	58,01	29,00	29,00	21,4 %	6,21	1,74	7,95	27,27	22,79	19,34 %	10,71 %	10,25 %	5,67 %	2,65 %	1,47 %
21	61,39	30,69	30,69	51,1 %	15,68	4,39	20,07	26,30	15,01	20,46 %	11,02 %	11,70 %	6,30 %	6,69 %	3,60 %
22	64,61	32,31	32,31	51,1 %	16,51	4,62	21,13	27,68	15,80	21,54 %	11,28 %	12,31 %	6,45 %	7,04 %	3,69 %
23	67,66	33,83	33,83	51,1 %	17,29	4,84	22,13	28,99	16,55	22,55 %	11,48 %	12,89 %	6,56 %	7,38 %	3,76 %
24	70,82	35,41	35,41	51,1 %	18,09	5,07	23,16	30,34	17,32	23,61 %	11,68 %	13,49 %	6,67 %	7,72 %	3,82 %
25	74,09	37,04	37,04	51,1 %	18,93	5,30	24,23	31,74	18,12	24,70 %	11,86 %	14,11 %	6,78 %	8,08 %	3,88 %
26	77,46	38,73	38,73	51,1 %	19,79	5,54	25,33	33,19	18,94	25,82 %	12,04 %	14,76 %	6,88 %	8,44 %	3,94 %
27	80,96	40,48	40,48	51,1 %	20,68	5,79	26,47	34,69	19,80	26,99 %	12,20 %	15,42 %	6,98 %	8,82 %	3,99 %
28	84,57	42,29	42,29	51,1 %	21,61	6,05	27,66	36,24	20,68	28,19 %	12,36 %	16,11 %	7,07 %	9,22 %	4,04 %
29	88,31	44,15	44,15	51,1 %	22,56	6,32	28,88	37,84	21,59	29,44 %	12,51 %	16,82 %	7,15 %	9,63 %	4,09 %
30	92,17	46,09	46,09	51,1 %	23,55	6,59	30,14	39,49	22,54	30,72 %	12,66 %	17,56 %	7,23 %	10,05 %	4,14 %
Ø Ausschüttungssatz:				30,6 %		Ø Rendite 1. - 30. Jahr				15,01 %	8,87 %	8,36 %	4,87 %	3,65 %	1,97 %
						Ø Rendite 1. - 20. Jahr				10,16 %	7,39 %	5,41 %	3,92 %	1,40 %	1,01 %
						Ø Rendite 21. - 30. Jahr				25,36 %	11,91 %	14,50 %	6,81 %	8,30 %	3,89 %

2. Analyse der Ergebnisse der theoretischen Simulationsrechnungen

Im Rahmen der Analyse der Simulationsergebnisse sollen die Auswirkungen der oben abgeleiteten, potentiellen Übernahmepreise auf die Kosten- und Erlöslage des abgebenden bzw. aufnehmenden Unternehmens untersucht werden, um die Konsequenzen der unterschiedlichen Übernahmepreise darzustellen (2.1.). Da die jeweilige Eigenkapitalquote im Zeitverlauf eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Höhe der kalkulatorischen Abschreibungen spielt, wird zugleich die kostengünstigste Kapitalstruktur für den Endkunden untersucht (2.2.).

2.1. Analyse der Übernahmepreise und des Veräußerungsfalles

Der in der Praxis im Mittelpunkt stehende Übernahmepreis ist der Sachzeitwert, der - wie in Kap. IV erörtert - unterschiedliche Ausprägungen haben kann. Die Modellrechnungen beschränken sich auf die operationalisierbaren Sachzeitwert-Definitionen. Die zwei entwickelten Sachzeitwerte basieren auf der steuerlich zulässigen bzw. der betriebsüblichen Nutzungsdauer; eine weitere Definition die sich an der tatsächlichen Nutzungsdauer orientiert, ist zwar möglich, jedoch ist diese Nutzungsdauer nicht allgemeingültig quantifizierbar und somit wenig operational.⁴⁸¹ Die zwei Restbuchwerte - gleichsam aus den differierenden Nutzungsdauern abgeleitet - gehen ebenfalls in die Analyse ein.

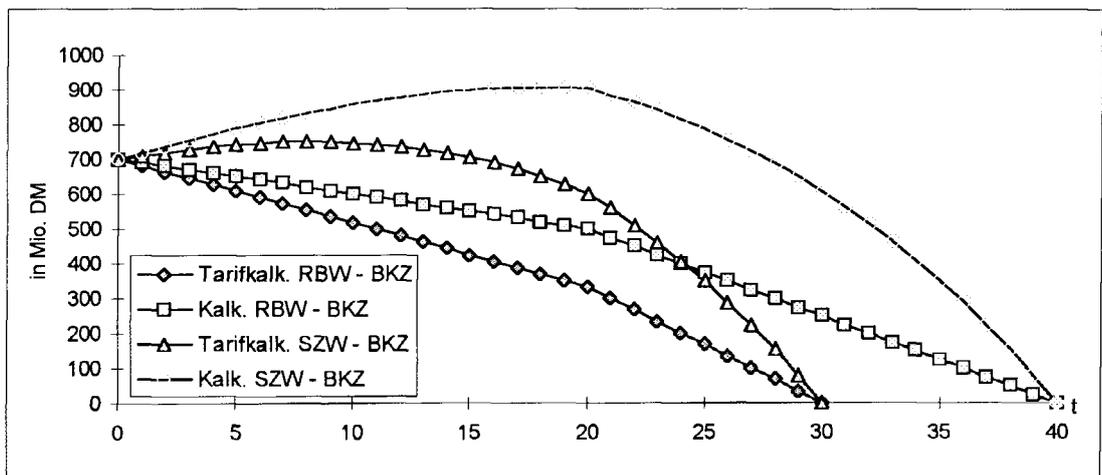
Die vier relevanten Übernahmepreise - in der Tabelle 6, Spalte 23 bis 26 dargestellt - haben jeweils charakteristische Verläufe. Alle Übernahmepreise starten mit den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich der ursprünglichen Baukostenzuschüsse. Die Restbuchwerte haben einen linear abnehmenden Verlauf, wobei die Steigung durch die angesetzte Nutzungsdauer bestimmt wird. Die Sachzeitwerte hingegen haben einen nichtlinearen Verlauf; sie steigen zunächst an, nehmen dann, wenn die jeweilige Nutzungsdauer nahezu zur Hälfte verstrichen ist, wieder ab und erreichen den Wert Null am Ende der angenommenen Nutzungsdauer. Nach Ablauf der 20jährigen Laufzeit der Konzessionsverträge⁴⁸² beläuft sich der tarifkalkulatorische Restbuchwert auf 333,3 Mio. DM, der

⁴⁸¹ Vgl. Kap. VI.3.; dort basiert der Sachzeitwert, der von den veräußernden EVU gefordert wird, auf der technischen Nutzungsdauer.

⁴⁸² In diesem Zeitpunkt bestehen keine abzuziehenden Baukostenzuschüsse, so daß die Ergebnisse nicht mehr um die noch nicht aufgelöste Baukostenzuschüsse bereinigt werden müssen.

kalkulatorische Restbuchwert auf 500,0 Mio. DM, der tarifkalkulatorische Sachzeitwert auf 602,0 Mio. DM und der kalkulatorische Sachzeitwert auf 903,1 Mio. DM. Die vier Übernahmepreise sind in Abbildung 11 graphisch dargestellt.

Abbildung 11: Potentielle Übernahmepreise abzüglich noch nicht aufgelöster Baukostenzuschüsse im Zeitablauf



Eigene Berechnungen.

Die Startparameter der in Abbildung 11 dargestellten Übernahmepreise, d.h. die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, die Lebensdauerverhältnisse, die Preissteigerungsrate von 3 % p.a. sowie die jeweiligen Wiederbeschaffungskosten sind Tabelle 6 zu entnehmen. Die für alle Übernahmepreise charakteristischen Steigungsänderungen im 20. Jahr der Zeitpfade sind durch die Auflösungsdauer der Baukostenzuschüsse bedingt. Der tarifkalkulatorische Sachzeitwert erreicht sein Maximum nach 8 Perioden, der kalkulatorische Sachzeitwert hat sein Maximum in der 18. Periode. In der 20. Periode, d.h. nach Auslaufen eines Konzessionsvertrages würde bei einer Veräußerung zum kalkulatorischen Sachzeitwert das abgebende EVU nahezu 90 % seiner historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten abgegolten bekommen, obgleich die steuerlich zulässige Nutzungsdauer schon zu zwei Dritteln abgelaufen ist und der diesbezügliche Restbuchwert damit nur noch einen Anteil von 33,3 % an den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten hat. Eine Veräußerung zum kalkulatorischen Sachzeitwert würde demnach eine zukünftige Substanzerhaltung reflektieren, obwohl in der Vergangenheit bis zum potentiellen Übernahmezeitpunkt über den Stromtarif bereits alle notwendigen, substanzerhaltende Maßnahmen dem EVU zugeflossen sind. Der tarifkalkulatorische Sachzeitwert beinhaltet eine ebensol-

che Substanzerhaltung, die jedoch durch die zugrundeliegende kürzere Nutzungsdauer etwas abgeschwächt ist.

In Kap. III. wurde deutlich, welche Interessen die EVU verfolgen; gerade hier wird sichtbar, daß ein veräußerndes EVU einen möglichst hohen Veräußerungspreis - den kalkulatorischen Sachzeitwert⁴⁸³ - fordern wird. Aus energiewirtschafts- und preisaufsichtsrechtlichen Gründen ist eine Verlängerung der tarifkalkulatorischen Nutzungsdauer ausgeschlossen. Der Sachzeitwert muß aufgrund der fehlenden Differenzierung zwischen eigen- oder fremdkapitalfinanziertem Vermögen⁴⁸⁴ und seinen zukünftigen Substanzerhaltungselementen ebenfalls ausgeschlossen werden. Daher darf einzig der tarifkalkulatorische Restbuchwert als „angemessener“ Übernahmepreis angesehen werden. Nur dieser Übernahmepreis beinhaltet die im Zeitpunkt einer Übernahme noch nicht abgeholten Investitionskosten.

Wird nun der Veräußerungsfall mit in die Analyse einbezogen, entsteht dem EVU ein Liquiditätszufluß, der die Ausschüttungspolitik und die Renditen beeinflusst. Der Liquiditätszufluß durch den Veräußerungspreis darf allerdings nicht ausschließlich zur Ausschüttung verwendet werden, es ist zunächst das noch nicht getilgte Fremdkapital zu bedienen sowie das noch nicht zurückgeflossene Eigenkapital zu berücksichtigen. Der verbleibende Restbetrag kann zur Ausschüttung verwendet werden, wobei jedoch auch hier aufgrund der Versorgungssicherheit die Nettosubstanzerhaltungskonzeption im Zeitpunkt der Übernahme erfüllt sein muß.

Um die Auswirkungen der vier Übernahmepreise zu untersuchen, wird von einer Identität der aufwandsgleichen Kosten des abgebenden und aufnehmenden EVU ausgegangen. Damit hängt die Rentabilität eines zu übernehmenden Netzes ausschließlich von den aus unterschiedlichen Übernahmepreisen resultierenden,

⁴⁸³ Ein veräußerndes EVU wird i.d.R. versuchen, einen Sachzeitwert auf der Basis der längeren technischen Nutzungsdauer durchzusetzen; an dieser Stelle wird jedoch von einem solchen Verhalten abstrahiert.

⁴⁸⁴ D.h. der Sachzeitwert orientiert sich an der Bruttosubstanzerhaltungskonzeption, die nur in den Tarifpreisgenehmigungsverfahren Nordrhein-Westfalens Anwendung findet; bei der mehrheitlich angewandten Arbeitsanleitung führt diese Konzeption zu einer Übererfüllung der Nettosubstanzerhaltungskonzeption; dies widerspricht dem gesetzlichen Auftrag der preisgünstigen Elektrizitätsversorgung; vgl. Kap. V.2.1.

kalkulatorischen Kostenelementen ab, die die Preisaufsichtsbehörde dem aufnehmenden EVU anerkennen kann.

Unter der Voraussetzung, daß die Preisaufsichtsbehörde zunächst alle kalkulatorischen Kosten anerkennt, zeigt die folgende Tabelle 7 die durchschnittlichen Eigenkapitalrenditen des abgebenden EVU sowohl bei der Veräußerung als auch im Fall der Nicht-Veräußerung und die des aufnehmenden EVU, wobei jeweils eine Eigenkapitalquote von 30 % in $t = 0$ unterstellt wird.⁴⁸⁵

Aus dem Verkauf der Anlage zum kalkulatorischen Sachzeitwert folgt eine durchschnittliche nominale Eigenkapitalrendite vor Steuer von 15,54 %, selbst eine Veräußerung zum tarifkalkulatorischen Restbuchwert ergibt eine durchschnittliche nominale Rendite vor Steuer von 10,16 %. Das aufnehmende EVU erreicht unter den o.a. Bedingungen - unabhängig vom Übernahmepreis - eine nominale Rendite vor Steuer von 9,74 %.

Tabelle 7: Renditen des abgebenden und übernehmenden EVU

Renditen des abgebenden und übernehmenden EVU							
in allen Fällen mit einer Eigenkapitalquote in $t = 0$ von 30 %							
Rendite des abgebenden EVU bei Nicht-Veräußerung							
Perioden	Ø Ausschüttung	Ø Rendite v. Steuer		Ø Rendite n. Steuer		Ø Netto-Dividende	
		nominal	real	nominal	real	nominal	real
1. - 20. Periode	21,4 %	10,16	7,39	5,41	3,92	1,40	1,01
21. - 30. Periode	51,1 %	25,36	11,91	14,50	6,81	8,30	3,89
1. - 30. Periode	35,5 %	15,01	8,87	8,36	4,87	3,65	1,97
Rendite des abgebenden EVU bei Veräußerung nach 20 Jahren							
Übernahmepreis	Ø Ausschüttung	nominal	real	nominal	real	nominal	real
tarifkalk. RBW	21,4 %	10,16	7,39	5,41	3,92	1,40	1,01
kalk. RBW	38,2 %	12,29	8,71	6,95	4,87	3,13	2,17
tarifkalk. SZW	45,3 %	13,29	9,39	7,75	5,39	4,10	2,81
kalk. SZW	59,2 %	15,54	11,03	9,67	6,71	6,57	4,48
Rendite des übernehmenden EVU							
Perioden	Ø Ausschüttung	nominal	real	nominal	real	nominal	real
21. - 30. Periode	30,2 %	9,74	8,27	5,31	4,50	1,90	1,61

Eigene Berechnungen.

⁴⁸⁵ Das aufnehmende EVU hat zu Beginn der Nutzungsdauer eine Eigenkapitalquote von 30 %, während das aufnehmende EVU im Übernahmepunkt mit einer identischen 30%igen Quote startet.

Tabelle 7 verdeutlicht gleichfalls, daß die Rendite des abgebenden EVU im letzten Drittel der Nutzungsdauer deutlich ansteigt. Bei einer Nicht-Veräußerung des Netzes erzielt das abgebende EVU eine durchschnittliche nominale Rendite vor Steuer von 25,36 % mit einem durchschnittlichen Ausschüttungssatz ab der 21. Periode von 51,1 %. Sowohl die Höhe des Ausschüttungssatzes als auch die im Zeitablauf steigende Eigenkapitalrendite veranschaulicht das Interesse des veräußernden EVU, das Versorgungsgebiet über die konzessionsvertragliche Laufzeit von 20 Jahren hinaus weiterhin zu versorgen. Diese Renditen liegen deutlich über der durchschnittlichen „marktüblichen“ Rendite,⁴⁸⁶ die in Wettbewerbsunternehmen erzielt werden kann. Die exakte Herleitung dieser Renditen ist in den Tabellen 9a bis 9d dargestellt.

Die oben entwickelte Modellstruktur ist auf das aufnehmende Unternehmen übertragen worden. Die entsprechenden Modellrechnungen werden in den nachfolgenden Tabellen 10a bis 10d dargestellt. Als Abschreibungsausgangsbetrag ist in der Spalte 2 der jeweilige Einstandspreis des übernehmenden Unternehmens angesetzt worden.⁴⁸⁷ Der Pfad der Wiederbeschaffungswerte startet hingegen mit den jeweiligen Übernahmepreisen für eine *gebrauchte* Anlage, da der Erwerber nur den Wiederbeschaffungswert für eine gebrauchte Anlage als Kaufpreis entrichtet hat.⁴⁸⁸ Als Laufzeit darf nur die steuerlich zulässige Restnutzungsdauer des Vorbesitzers von zehn Jahren in Ansatz kommen.⁴⁸⁹ Daraus folgt, daß durch die niedrigeren Wiederbeschaffungswerte die Abschreibungen des eigenfinanzierten Anteils des Anlagevermögens zwar niedriger sind, dies wird allerdings teilweise durch die höheren AfA-Sätze von 10 % - im Gegensatz zu 3,33 % des Veräußerers - kompensiert.

⁴⁸⁶ Schmidt quantifiziert die „marktübliche“ Eigenkapitalverzinsung börsennotierter Aktiengesellschaften auf ca. 15 %, ohne dies jedoch durch weitere Quellen zu belegen; vgl. Schmidt, R. (1991), S. 58.

⁴⁸⁷ Dieser Ansatz erfolgt - wie bereits erwähnt - unter der Prämisse, daß die Preisaufsichtsbehörde zunächst jeden Übernahmepreis anerkennt.

⁴⁸⁸ Der Ansatz des Kaufpreises als Grundlage zur Berechnung der nachfolgenden Abschreibungen ist unmittelbar einsichtig, wenn zum Vergleich ein Unternehmen betrachtet wird, das eine gebrauchte Anlage erwirbt, so kann dieses Unternehmen als Abschreibungsgrundlage nur den Kaufpreis, nicht jedoch den aktuellen Wiederbeschaffungswert einer vergleichbaren Neuanlage ansetzen.

⁴⁸⁹ Wird - wie in der modifizierten oder nordrhein-westfälischen Arbeitsanleitung - eine betriebsübliche Nutzungsdauer angesetzt, muß das aufnehmende EVU die entsprechende betriebsübliche Restnutzungsdauer vorsehen.

Tabelle 8b: Der Veräußerungsfall - kalkulatorischer Restbuchwert - aus der Sicht des abgebenden EVU

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
F 1	F 25	F 26	F 27	F 20	F 28	F 29	F 30	F 31	F 32	F 33	F 52	F 53	F 54	F 55	F 56	F 57
Jahr	PU I	KSt I	PU II	S	AS	ASB I	KSt II	ASB II	KSt III	TH	EKR v. St.		EKR n. St.		Netto-Dividende	
t											nominal	real	nominal	real	nominal	real
0																
1	14,59	7,29	7,29	-4,49	38,16 %	2,78	0,78	3,56	6,52	4,51	4,86 %	4,77 %	2,69 %	2,64 %	1,19 %	1,17 %
2	15,27	7,63	7,63	-4,55	38,16 %	2,91	0,82	3,73	6,82	4,72	5,09 %	4,90 %	2,82 %	2,71 %	1,24 %	1,20 %
3	16,19	8,10	8,10	-4,54	38,16 %	3,09	0,87	3,95	7,23	5,01	5,40 %	5,09 %	2,99 %	2,82 %	1,32 %	1,24 %
4	17,20	8,60	8,60	-4,52	38,16 %	3,28	0,92	4,20	7,68	5,32	5,73 %	5,29 %	3,17 %	2,93 %	1,40 %	1,29 %
5	18,29	9,15	9,15	-4,47	38,16 %	3,49	0,98	4,47	8,17	5,66	6,10 %	5,51 %	3,37 %	3,05 %	1,49 %	1,35 %
6	19,49	9,75	9,75	-4,41	38,16 %	3,72	1,04	4,76	8,70	6,03	6,50 %	5,74 %	3,60 %	3,18 %	1,59 %	1,40 %
7	20,81	10,41	10,41	-4,31	38,16 %	3,97	1,11	5,08	9,29	6,44	6,94 %	5,98 %	3,84 %	3,31 %	1,69 %	1,46 %
8	22,27	11,14	11,14	-4,18	38,16 %	4,25	1,19	5,44	9,95	6,89	7,42 %	6,25 %	4,11 %	3,46 %	1,81 %	1,53 %
9	23,90	11,95	11,95	-4,01	38,16 %	4,56	1,28	5,84	10,67	7,39	7,97 %	6,53 %	4,41 %	3,61 %	1,95 %	1,59 %
10	25,72	12,86	12,86	-3,79	38,16 %	4,91	1,37	6,28	11,48	7,95	8,57 %	6,84 %	4,74 %	3,78 %	2,09 %	1,67 %
11	27,76	13,88	13,88	-3,51	38,16 %	5,30	1,48	6,78	12,40	8,58	9,25 %	7,17 %	5,12 %	3,97 %	2,26 %	1,75 %
12	30,08	15,04	15,04	-3,16	38,16 %	5,74	1,61	7,35	13,43	9,30	10,03 %	7,54 %	5,55 %	4,17 %	2,45 %	1,84 %
13	32,72	16,36	16,36	-2,72	38,16 %	6,24	1,75	7,99	14,61	10,12	10,91 %	7,95 %	6,04 %	4,40 %	2,66 %	1,94 %
14	35,75	17,88	17,88	-2,16	38,16 %	6,82	1,91	8,73	15,97	11,06	11,92 %	8,40 %	6,60 %	4,65 %	2,91 %	2,05 %
15	39,27	19,64	19,64	-1,47	38,16 %	7,49	2,10	9,59	17,54	12,14	13,09 %	8,90 %	7,25 %	4,93 %	3,20 %	2,17 %
16	43,40	21,70	21,70	-0,60	38,16 %	8,28	2,32	10,60	19,38	13,42	14,47 %	9,47 %	8,01 %	5,24 %	3,53 %	2,31 %
17	48,28	24,14	24,14	0,49	38,16 %	9,21	2,58	11,79	21,56	14,93	16,09 %	10,12 %	8,91 %	5,60 %	3,93 %	2,47 %
18	51,65	25,83	25,83	1,10	38,16 %	9,85	2,76	12,61	23,07	15,97	17,22 %	10,38 %	9,53 %	5,75 %	4,20 %	2,54 %
19	54,76	27,38	27,38	1,61	38,16 %	10,45	2,93	13,37	24,46	16,93	18,25 %	10,55 %	10,10 %	5,84 %	4,46 %	2,58 %
20	224,68	112,34	112,34	53,69	38,16 %	42,87	12,00	54,87	100,34	69,47	74,89 %	41,47 %	41,45 %	22,95 %	18,29 %	10,13 %
				0,00	38,16 %						12,29 %	8,71 %	6,95 %	4,87 %	3,13 %	2,17 %
Renditen vor Steuern; 20 Jahre				ÜNP II							Ø EKR v. St.		Ø EKR n. St.		Ø Netto-Dividende	
Ø EK-Rendite nominal:				12,29 %			ÜNP	davon			nominal	real	nominal	real	nominal	real
Ø EK-Rendite real:				8,71 %				erfolgs-	Ø AS							
						Tarifkalk. RBW	333,33	wirksam	21,41 %	10,16 %	7,39 %	5,41 %	3,92 %	1,40 %	1,01 %	
Renditen nach Steuern; 20 Jahre																
Ø EK-Rendite nominal:				6,95 %		Kalk. RBW	500,00		38,16 %	12,29 %	8,71 %	6,95 %	4,87 %	3,13 %	2,17 %	
Ø EK-Rendite real:				4,87 %					45,29 %	13,29 %	9,39 %	7,75 %	5,39 %	4,10 %	2,81 %	
						Tarifkalk. SZW	602,04									
Netto-Dividende; 20 Jahre																
Ø Netto-Dividende nominal:				3,13 %		Kalk. SZW	903,06		59,19 %	15,54 %	11,03 %	9,67 %	6,71 %	6,57 %	4,48 %	
Ø Netto-Dividende real:				2,17 %												

Tabelle 4a: Kosten und Tarifentwicklung des aufnehmenden EVU

Tarifkalk. RBW als Übernahmepreis

1 F1	2 F5	3 F7	4 F3	5 F17	6 F10	7 F33	8 F11	9 F18	10 F19	11 F20	12 F12	13 F16	14 F14	15 F15	16 F21	17 F22	18 F23	19 F24	20 F25
Jahre	RBW	WBW	LV (n1)	NSE	EKI	TH	EK II	NSEKV	STH	S	FK	EKQ	FKT	FKZ	D (EK)	D (FK)	KZ I	KK	PÜ I
t	333,3	3,0 %															6,5 %		
0	333,3	333,33	1,00	100,00	100,0	0,00	100,00	0,00	0,00		233,33	30,0 %							
1	300,0	343,33	0,90	103,00	100,0	1,29	101,29	-1,71	3,00	-1,71	210,00	33,8 %	23,3	17,50	10,300	23,333	20,908	54,542	3,708
2	266,7	353,63	0,80	106,09	100,0	1,52	102,82	-3,27	3,09	-1,57	186,67	38,6 %	23,3	15,75	11,940	22,079	19,434	53,452	4,369
3	233,3	364,24	0,70	109,27	100,0	1,81	104,63	-4,64	3,18	-1,37	163,33	44,8 %	23,3	14,00	14,044	20,481	18,009	52,534	5,200
4	200,0	375,17	0,60	112,55	100,0	2,17	106,80	-5,75	3,28	-1,11	140,00	53,4 %	23,3	12,25	16,823	18,386	16,600	51,810	6,226
5	166,7	386,42	0,50	115,93	100,0	2,63	109,44	-6,49	3,38	-0,74	116,67	65,7 %	23,3	10,50	20,636	15,533	15,213	51,382	7,548
6	133,3	398,02	0,40	119,41	100,0	3,26	112,70	-6,71	3,48	-0,22	93,33	84,5 %	23,3	8,75	26,134	11,446	13,853	51,433	9,350
7	100,0	409,96	0,30	122,99	100,0	4,19	116,88	-6,10	3,58	0,60	70,00	100,0 %	23,3	7,00	34,651	5,159	12,528	52,338	12,004
8	66,7	422,26	0,20	126,68	100,0	5,20	122,08	-4,60	3,69	1,51	46,67	100,0 %	23,3	5,25	42,226	0,000	11,253	53,479	14,895
9	33,3	434,92	0,10	130,48	100,0	5,83	127,91	-2,57	3,80	2,02	23,33	100,0 %	23,3	3,50	43,492	0,000	10,041	53,534	16,700
10	0,0	447,97	0,00	134,39	100,0	6,49	134,39	0,00	3,91	2,57	0,00	100,0 %	23,3	1,75	44,797	0,000	8,883	53,680	18,597
										0,00					265,044	116,417	146,722	528,183	98,600

Tabelle 4b: Kosten und Tarifentwicklung des aufnehmenden EVU

Kalk. RBW als Übernahmepreis

1 F1	2 F5	3 F7	4 F3	5 F17	6 F10	7 F33	8 F11	9 F18	10 F19	11 F20	12 F12	13 F16	14 F14	15 F15	16 F21	17 F22	18 F23	19 F24	20 F25
Jahre	RBW	WBW	LV (n1)	NSE	EKI	TH	EK II	NSEKV	STH	S	FK	EKQ	FKT	FKZ	D (EK)	D (FK)	KZ I	KK	PÜ I
t	500,0	3,0 %															6,5 %		
0	500,0	500,00	1,00	150,00	150,0	0,00	150,00	0,00	0,00		350,00	30,0 %							
1	450,0	515,00	0,90	154,50	150,0	1,94	151,94	-2,56	4,50	-2,56	315,00	33,8 %	35,0	26,25	15,450	35,000	31,363	81,813	5,563
2	400,0	530,45	0,80	159,14	150,0	2,29	154,23	-4,91	4,63	-2,35	280,00	38,6 %	35,0	23,63	17,910	33,118	29,151	80,179	6,554
3	350,0	546,36	0,70	163,91	150,0	2,72	156,95	-6,96	4,77	-2,05	245,00	44,8 %	35,0	21,00	21,066	30,722	27,013	78,801	7,801
4	300,0	562,75	0,60	168,83	150,0	3,26	160,20	-8,62	4,92	-1,66	210,00	53,4 %	35,0	18,38	25,235	27,579	24,901	77,715	9,340
5	250,0	579,64	0,50	173,89	150,0	3,95	164,15	-9,74	5,06	-1,12	175,00	65,7 %	35,0	15,75	30,954	23,299	22,820	77,073	11,323
6	200,0	597,03	0,40	179,11	150,0	4,89	169,05	-10,06	5,22	-0,32	140,00	84,5 %	35,0	13,13	39,202	17,169	20,779	77,150	14,025
7	150,0	614,94	0,30	184,48	150,0	6,28	175,33	-9,15	5,37	0,91	105,00	100,0 %	35,0	10,50	51,976	7,739	18,791	78,506	18,006
8	100,0	633,39	0,20	190,02	150,0	7,79	183,12	-6,90	5,53	2,26	70,00	100,0 %	35,0	7,88	63,339	0,000	16,880	80,218	22,343
9	50,0	652,39	0,10	195,72	150,0	8,74	191,86	-3,86	5,70	3,04	35,00	100,0 %	35,0	5,25	65,239	0,000	15,062	80,301	25,051
10	0,0	671,96	0,00	201,59	150,0	9,73	201,59	0,00	5,87	3,86	0,00	100,0 %	35,0	2,63	67,196	0,000	13,324	80,520	27,895
										0,00					397,566	174,625	220,083	792,274	147,899

Tarfermittlung für Endkunden

(Fortsetzung Tabelle 4a)

1 F 1	21 F 38	22 F 39	23 F 42	24 F 40	25 F 41	26 F 43	27 F 44	28 F 45	29 F 46	30 F 48	31 F 48	32 F 48 - F 48
Jahre t	D	KZ II 6,5 %	AGK	SB	SP 0,5 %	BK	PK 4,0 %	KA	GK I	EKP I	EKP (alt)	Differenz
0				18 734	0,133 DM		90,59	0,00117				
1	33,633	20,583	365,850	18 734	0,133 DM	249,63	94,22	22,000	420,07	0,229 DM	0,244 DM	-0,015 DM
2	34,019	18,417	370,866	18 734	0,134 DM	250,88	97,99	22,000	423,30	0,231 DM	0,246 DM	-0,016 DM
3	34,525	16,250	376,040	18 734	0,135 DM	252,13	101,91	22,000	426,82	0,232 DM	0,249 DM	-0,016 DM
4	35,209	14,083	381,377	18 734	0,135 DM	253,39	105,98	22,000	430,67	0,235 DM	0,252 DM	-0,017 DM
5	36,168	11,917	386,884	18 734	0,136 DM	254,66	110,22	22,000	434,97	0,237 DM	0,255 DM	-0,018 DM
6	37,581	9,750	392,566	18 734	0,137 DM	255,93	114,63	22,000	439,90	0,240 DM	0,258 DM	-0,018 DM
7	39,810	7,583	398,431	18 734	0,137 DM	257,21	119,22	22,000	445,82	0,243 DM	0,261 DM	-0,018 DM
8	42,226	5,417	404,485	18 734	0,138 DM	258,50	123,98	22,000	452,13	0,246 DM	0,264 DM	-0,018 DM
9	43,492	3,250	410,737	18 734	0,139 DM	259,79	128,94	22,000	457,48	0,249 DM	0,268 DM	-0,018 DM
10	44,797	1,083	417,194	18 734	0,139 DM	261,09	134,10	22,000	463,07	0,252 DM	0,271 DM	-0,019 DM
	381,461											

Übernahmepreis: ÜNP I 333,3

Tarifkalk. Nutzungsdauer: 10
Tarifkalk. AfA: 10,0 %

Finanzierungsstruktur

	relativ	absolut
Eigenkapital:	30,0 %	100,00
Fremdkapital:	70,0 %	233,33
Gesamtkapital:	100,0 %	333,33

FK-Tilgung: 10
Tilgungsrate: 23,33
Ausschüttungssatz: 30,2 %

Tarfermittlung für Endkunden

(Fortsetzung Tabelle 4b)

1 F 1	21 F 38	22 F 39	23 F 42	24 F 40	25 F 41	26 F 43	27 F 44	28 F 45	29 F 46	30 F 48	31 F 48	32 F 48 - F 48
Jahre t	D	KZ II 6,5 %	AGK	SB	SP 0,5 %	BK	PK 4,0 %	KA	GK I	EKP I	EKP (alt)	Differenz
0				18 734	0,133 DM		90,59	0,00117				
1	50,450	30,875	365,850	18 734	0,133 DM	249,63	94,22	22,000	447,17	0,244 DM	0,244 DM	-0,001 DM
2	51,028	27,625	370,866	18 734	0,134 DM	250,88	97,99	22,000	449,52	0,245 DM	0,246 DM	-0,001 DM
3	51,788	24,375	376,040	18 734	0,135 DM	252,13	101,91	22,000	452,20	0,246 DM	0,249 DM	-0,003 DM
4	52,814	21,125	381,377	18 734	0,135 DM	253,39	105,98	22,000	455,32	0,248 DM	0,252 DM	-0,004 DM
5	54,253	17,875	386,884	18 734	0,136 DM	254,66	110,22	22,000	459,01	0,250 DM	0,255 DM	-0,005 DM
6	56,371	14,625	392,566	18 734	0,137 DM	255,93	114,63	22,000	463,56	0,252 DM	0,258 DM	-0,005 DM
7	59,715	11,375	398,431	18 734	0,137 DM	257,21	119,22	22,000	469,52	0,256 DM	0,261 DM	-0,005 DM
8	63,339	8,125	404,485	18 734	0,138 DM	258,50	123,98	22,000	475,95	0,259 DM	0,264 DM	-0,005 DM
9	65,239	4,875	410,737	18 734	0,139 DM	259,79	128,94	22,000	480,85	0,262 DM	0,268 DM	-0,006 DM
10	67,196	1,625	417,194	18 734	0,139 DM	261,09	134,10	22,000	486,01	0,265 DM	0,271 DM	-0,006 DM
	572,191											

Übernahmepreis: ÜNP II 500

Tarifkalk. Nutzungsdauer: 10
Tarifkalk. AfA: 10,0 %

Finanzierungsstruktur

	relativ	absolut
Eigenkapital:	30,0 %	150,00
Fremdkapital:	70,0 %	350,00
Gesamtkapital:	100,0 %	500,00

FK-Tilgung: 10
Tilgungsrate: 35,00
Ausschüttungssatz: 30,2 %

Steuer- und Thesaurierungsberechnung

(Fortsetzung Tabelle 4a)

1	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
F 1	F 25	F 26	F 27	F 28	F 29	F 30	F 31	F 32	F 33	F 52	F 53	F 54	F 55	F 56	F 57
Jahre	PÜ I	KSt I	PÜ II	AS	ASB I	KSt II	ASB II	KSt III	TH	EKR v. St.		EKR n. St.		Netto-Dividende	
t										nominal	real	nominal	real	nominal	real
0															
1	3,71	1,85	1,85	30,2 %	0,56	0,16	0,72	1,70	1,29	3,71 %	3,66 %	2,01 %	1,99 %	0,72 %	0,71 %
2	4,37	2,18	2,18	30,2 %	0,66	0,18	0,85	2,00	1,52	4,37 %	4,25 %	2,37 %	2,30 %	0,85 %	0,82 %
3	5,20	2,60	2,60	30,2 %	0,79	0,22	1,01	2,38	1,81	5,20 %	4,97 %	2,82 %	2,70 %	1,01 %	0,96 %
4	6,23	3,11	3,11	30,2 %	0,94	0,26	1,21	2,85	2,17	6,23 %	5,83 %	3,38 %	3,16 %	1,21 %	1,13 %
5	7,55	3,77	3,77	30,2 %	1,14	0,32	1,46	3,45	2,63	7,55 %	6,90 %	4,09 %	3,74 %	1,46 %	1,33 %
6	9,35	4,68	4,68	30,2 %	1,41	0,40	1,81	4,28	3,26	9,35 %	8,30 %	5,07 %	4,50 %	1,81 %	1,61 %
7	12,00	6,00	6,00	30,2 %	1,82	0,51	2,32	5,49	4,19	12,00 %	10,27 %	6,51 %	5,57 %	2,32 %	1,99 %
8	14,90	7,45	7,45	30,2 %	2,25	0,63	2,88	6,82	5,20	14,90 %	12,20 %	8,08 %	6,62 %	2,88 %	2,36 %
9	16,70	8,35	8,35	30,2 %	2,53	0,71	3,23	7,64	5,83	16,70 %	13,06 %	9,06 %	7,08 %	3,23 %	2,53 %
10	18,60	9,30	9,30	30,2 %	2,81	0,79	3,60	8,51	6,49	18,60 %	13,84 %	10,09 %	7,50 %	3,60 %	2,68 %
										9,74 %	8,27 %	5,31 %	4,50 %	1,90 %	1,61 %

Steuer- und Thesaurierungsberechnung

(Fortsetzung Tabelle 4b)

1	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
F 1	F 25	F 26	F 27	F 28	F 29	F 30	F 31	F 32	F 33	F 52	F 53	F 54	F 55	F 56	F 57
Jahre	PÜ I	KSt I	PÜ II	AS	ASB I	KSt II	ASB II	KSt III	TH	EKR v. St.		EKR n. St.		Netto-Dividende	
t										nominal	real	nominal	real	nominal	real
0															
1	5,56	2,78	2,78	30,2 %	0,84	0,24	1,08	2,55	1,94	3,71 %	3,66 %	2,01 %	1,99 %	0,72 %	0,71 %
2	6,55	3,28	3,28	30,2 %	0,99	0,28	1,27	3,00	2,29	4,37 %	4,25 %	2,37 %	2,30 %	0,85 %	0,82 %
3	7,80	3,90	3,90	30,2 %	1,18	0,33	1,51	3,57	2,72	5,20 %	4,97 %	2,82 %	2,70 %	1,01 %	0,96 %
4	9,34	4,67	4,67	30,2 %	1,41	0,40	1,81	4,27	3,26	6,23 %	5,83 %	3,38 %	3,16 %	1,21 %	1,13 %
5	11,32	5,66	5,66	30,2 %	1,71	0,48	2,19	5,18	3,95	7,55 %	6,90 %	4,09 %	3,74 %	1,46 %	1,33 %
6	14,03	7,01	7,01	30,2 %	2,12	0,59	2,71	6,42	4,89	9,35 %	8,30 %	5,07 %	4,50 %	1,81 %	1,61 %
7	18,01	9,00	9,00	30,2 %	2,72	0,76	3,48	8,24	6,28	12,00 %	10,27 %	6,51 %	5,57 %	2,32 %	1,99 %
8	22,34	11,17	11,17	30,2 %	3,38	0,95	4,32	10,23	7,79	14,90 %	12,20 %	8,08 %	6,62 %	2,88 %	2,36 %
9	25,05	12,53	12,53	30,2 %	3,79	1,06	4,85	11,46	8,74	16,70 %	13,06 %	9,06 %	7,08 %	3,23 %	2,53 %
10	27,90	13,95	13,95	30,2 %	4,22	1,18	5,40	12,77	9,73	18,60 %	13,84 %	10,09 %	7,50 %	3,60 %	2,68 %
										9,74 %	8,27 %	5,31 %	4,50 %	1,90 %	1,61 %

Tabelle 4c: Kosten und Tarifentwicklung des aufnehmenden EVU

Tarifkalk. SZW als Übernahmepreis

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
F 1	F 5	F 7	F 3	F 17	F 10	F 33	F 11	F 18	F 19	F 20	F 12	F 16	F 14	F 15	F 21	F 22	F 23	F 24	F 25
Jahre	RBW	WBW	LV (n1)	NSE	EK I	TH	EK II	NSEKV	STH	S	FK	EKQ	FKT	FKZ	D (EK)	D (FK)	KZ I	KK	PÜ I
t	602,0	3,0 %															6,5 %		
0	602,0	602,04	1,00	180,61	180,6	0,00	180,61	0,00	0,00		421,43	30,0 %							
1	541,8	620,10	0,90	186,03	180,6	2,34	182,95	-3,08	5,42	-3,08	379,28	33,8 %	42,1	31,61	18,603	42,143	37,763	98,508	6,698
2	481,6	638,70	0,80	191,61	180,6	2,75	185,70	-5,91	5,58	-2,83	337,14	38,6 %	42,1	28,45	21,565	39,876	35,099	96,541	7,891
3	421,4	657,86	0,70	197,36	180,6	3,28	188,98	-8,38	5,75	-2,47	295,00	44,8 %	42,1	25,29	25,365	36,991	32,526	94,882	9,392
4	361,2	677,60	0,60	203,28	180,6	3,92	192,90	-10,38	5,92	-2,00	252,86	53,4 %	42,1	22,12	30,385	33,207	29,982	93,574	11,246
5	301,0	697,93	0,50	209,38	180,6	4,76	197,65	-11,72	6,10	-1,34	210,71	65,7 %	42,1	18,96	37,270	28,054	27,477	92,801	13,633
6	240,8	718,86	0,40	215,66	180,6	5,89	203,54	-12,12	6,28	-0,39	168,57	84,5 %	42,1	15,80	47,202	20,673	25,020	92,894	16,887
7	180,6	740,43	0,30	222,13	180,6	7,56	211,11	-11,02	6,47	1,09	126,43	100,0 %	42,1	12,64	62,583	9,318	22,626	94,527	21,681
8	120,4	762,64	0,20	228,79	180,6	9,38	220,49	-8,30	6,66	2,72	84,29	100,0 %	42,1	9,48	76,264	0,000	20,324	96,589	26,903
9	60,2	785,52	0,10	235,66	180,6	10,52	231,01	-4,65	6,86	3,66	42,14	100,0 %	42,1	6,32	78,552	0,000	18,136	96,688	30,163
10	0,0	809,09	0,00	242,73	180,6	11,72	242,73	0,00	7,07	4,65	0,00	100,0 %	42,1	3,16	80,909	0,000	16,043	96,952	33,588
									0,00						478,699	210,262	264,996	953,957	178,082

Tabelle 4d: Kosten und Tarifentwicklung des aufnehmenden EVU

Kalk. SZW als Übernahmepreis

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
F 1	F 5	F 7	F 3	F 17	F 10	F 33	F 11	F 18	F 19	F 20	F 12	F 16	F 14	F 15	F 21	F 22	F 23	F 24	F 25
Jahre	RBW	WBW	LV (n1)	NSE	EK I	TH	EK II	NSEKV	STH	S	FK	EKQ	FKT	FKZ	D (EK)	D (FK)	KZ I	KK	PÜ I
t	903,1	3,0 %															6,5 %		
0	903,1	903,06	1,00	270,92	270,9	0,00	270,92	0,00	0,00		632,14	30,0 %							
1	812,8	930,15	0,90	279,04	270,9	3,50	274,42	-4,62	8,13	-4,62	568,93	33,8 %	63,2	47,41	27,904	63,214	56,644	147,762	10,046
2	722,4	958,05	0,80	287,42	270,9	4,13	278,55	-8,87	8,37	-4,24	505,71	38,6 %	63,2	42,67	32,348	59,814	52,649	144,812	11,837
3	632,1	986,79	0,70	296,04	270,9	4,91	283,46	-12,57	8,62	-3,71	442,50	44,8 %	63,2	37,93	38,047	55,487	48,788	142,323	14,089
4	541,8	1016,40	0,60	304,92	270,9	5,88	289,35	-15,57	8,88	-3,00	379,28	53,4 %	63,2	33,19	45,577	49,811	44,973	140,361	16,868
5	451,5	1046,89	0,50	314,07	270,9	7,13	296,48	-17,59	9,15	-2,01	316,07	65,7 %	63,2	28,45	55,905	42,081	41,215	139,202	20,450
6	361,2	1078,30	0,40	323,49	270,9	8,84	305,32	-18,17	9,42	-0,59	252,86	84,5 %	63,2	23,71	70,803	31,009	37,529	139,342	25,331
7	270,9	1110,64	0,30	333,19	270,9	11,34	316,66	-16,53	9,70	1,64	189,64	100,0 %	63,2	18,96	93,875	13,977	33,940	141,791	32,521
8	180,6	1143,96	0,20	343,19	270,9	14,08	330,73	-12,45	10,00	4,08	126,43	100,0 %	63,2	14,22	114,396	0,000	30,486	144,883	40,354
9	90,3	1178,28	0,10	353,48	270,9	15,78	346,52	-6,97	10,30	5,49	63,21	100,0 %	63,2	9,48	117,828	0,000	27,204	145,032	45,244
10	0,0	1213,63	0,00	364,09	270,9	17,57	364,09	0,00	10,60	6,97	0,00	100,0 %	63,2	4,74	121,363	0,000	24,065	145,428	50,382
									0,00						718,048	315,393	397,494	1430,935	267,123

Tarfermittlung für Endkunden

(Fortsetzung Tabelle 4c)

1 F 1	21 F 38	22 F 39	23 F 42	24 F 40	25 F 41	26 F 43	27 F 44	28 F 45	29 F 46	30 F 48	31 F 48	32 F 48 - F 48
Jahr t	D	KZ II 6,5 %	AGK	SB	SP 0,5 %	BK	PK 4,0 %	KA	GK I	EKP I	EKP (alt)	Differenz
0				18 734	0,133 DM		90,59	0,00117				
1	60,746	37,176	365,850	18 734	0,133 DM	249,63	94,22	22,000	463,77	0,253 DM	0,244 DM	0,008 DM
2	61,442	33,263	370,866	18 734	0,134 DM	250,88	97,99	22,000	465,57	0,254 DM	0,246 DM	0,007 DM
3	62,356	29,349	376,040	18 734	0,135 DM	252,13	101,91	22,000	467,75	0,255 DM	0,249 DM	0,006 DM
4	63,592	25,436	381,377	18 734	0,135 DM	253,39	105,98	22,000	470,41	0,256 DM	0,252 DM	0,004 DM
5	65,324	21,523	386,884	18 734	0,136 DM	254,66	110,22	22,000	473,73	0,258 DM	0,255 DM	0,003 DM
6	67,875	17,610	392,566	18 734	0,137 DM	255,93	114,63	22,000	478,05	0,260 DM	0,258 DM	0,003 DM
7	71,901	13,696	398,431	18 734	0,137 DM	257,21	119,22	22,000	484,03	0,264 DM	0,261 DM	0,003 DM
8	76,264	9,783	404,485	18 734	0,138 DM	258,50	123,98	22,000	490,53	0,267 DM	0,264 DM	0,003 DM
9	78,552	5,870	410,737	18 734	0,139 DM	259,79	128,94	22,000	495,16	0,270 DM	0,268 DM	0,002 DM
10	80,909	1,957	417,194	18 734	0,139 DM	261,09	134,10	22,000	500,06	0,272 DM	0,271 DM	0,001 DM
	688,961											

Übernahmepreis: ÜNP III 602,0

Tarifkalk. Nutzungsdauer: 10
Tarifkalk. AfA: 10,0 %

Finanzierungsstruktur

	relativ	absolut
Eigenkapital:	30,0 %	180,61
Fremdkapital:	70,0 %	421,43
Gesamtkapital:	100,0 %	602,04

FK-Tilgung: 10
Tilgungsrate: 42,14
Ausschüttungssatz: 30,2 %

Tarfermittlung für Endkunden

(Fortsetzung Tabelle 4d)

1 F 1	21 F 38	22 F 39	23 F 42	24 F 40	25 F 41	26 F 43	27 F 44	28 F 45	29 F 46	30 F 48	31 F 48	32 F 48 - F 48
Jahr t	D	KZ II 6,5 %	AGK	SB	SP 0,5 %	BK	PK 4,0 %	KA	GK I	EKP I	EKP (alt)	Differenz
0				18 734	0,133 DM		90,59	0,00117				
1	91,118	55,764	365,850	18 734	0,133 DM	249,63	94,22	22,000	512,73	0,279 DM	0,244 DM	0,035 DM
2	92,162	49,894	370,866	18 734	0,134 DM	250,88	97,99	22,000	512,92	0,279 DM	0,246 DM	0,033 DM
3	93,534	44,024	376,040	18 734	0,135 DM	252,13	101,91	22,000	513,60	0,280 DM	0,249 DM	0,031 DM
4	95,388	38,154	381,377	18 734	0,135 DM	253,39	105,98	22,000	514,92	0,280 DM	0,252 DM	0,029 DM
5	97,986	32,284	386,884	18 734	0,136 DM	254,66	110,22	22,000	517,15	0,282 DM	0,255 DM	0,027 DM
6	101,812	26,414	392,566	18 734	0,137 DM	255,93	114,63	22,000	520,79	0,284 DM	0,258 DM	0,026 DM
7	107,852	20,545	398,431	18 734	0,137 DM	257,21	119,22	22,000	526,83	0,287 DM	0,261 DM	0,026 DM
8	114,396	14,675	404,485	18 734	0,138 DM	258,50	123,98	22,000	533,56	0,291 DM	0,264 DM	0,027 DM
9	117,828	8,805	410,737	18 734	0,139 DM	259,79	128,94	22,000	537,37	0,293 DM	0,268 DM	0,025 DM
10	121,363	2,935	417,194	18 734	0,139 DM	261,09	134,10	22,000	541,49	0,295 DM	0,271 DM	0,024 DM
	1033,441											

Übernahmepreis: ÜNP IV 903,1

Tarifkalk. Nutzungsdauer: 10
Tarifkalk. AfA: 10,0 %

Finanzierungsstruktur

	relativ	absolut
Eigenkapital:	30,0 %	270,92
Fremdkapital:	70,0 %	632,14
Gesamtkapital:	100,0 %	903,06

FK-Tilgung: 10
Tilgungsrate: 63,21
Ausschüttungssatz: 30,2 %

Steuer- und Thesaurierungsberechnung

(Fortsetzung Tabelle 4c)

1	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
F 1	F 25	F 26	F 27	F 28	F 29	F 30	F 31	F 32	F 33	F 52	F 53	F 54	F 55	F 56	F 57
Jahre t	PÜ I	KSt I	PÜ II	AS	ASB I	KSt II	ASB II	KSt III	TH	EKR v. St.		EKR n. St.		Netto-Dividende	
										nominal	real	nominal	real	nominal	real
0															
1	6,70	3,35	3,35	30,2 %	1,01	0,28	1,30	3,07	2,34	3,71 %	3,66 %	2,01 %	1,99 %	0,72 %	0,71 %
2	7,89	3,95	3,95	30,2 %	1,19	0,33	1,53	3,61	2,75	4,37 %	4,25 %	2,37 %	2,30 %	0,85 %	0,82 %
3	9,39	4,70	4,70	30,2 %	1,42	0,40	1,82	4,30	3,28	5,20 %	4,97 %	2,82 %	2,70 %	1,01 %	0,96 %
4	11,25	5,62	5,62	30,2 %	1,70	0,48	2,18	5,15	3,92	6,23 %	5,83 %	3,38 %	3,16 %	1,21 %	1,13 %
5	13,63	6,82	6,82	30,2 %	2,06	0,58	2,64	6,24	4,76	7,55 %	6,90 %	4,09 %	3,74 %	1,46 %	1,33 %
6	16,89	8,44	8,44	30,2 %	2,55	0,71	3,27	7,73	5,89	9,35 %	8,30 %	5,07 %	4,50 %	1,81 %	1,61 %
7	21,68	10,84	10,84	30,2 %	3,28	0,92	4,20	9,92	7,56	12,00 %	10,27 %	6,51 %	5,57 %	2,32 %	1,99 %
8	26,90	13,45	13,45	30,2 %	4,07	1,14	5,21	12,31	9,38	14,90 %	12,20 %	8,08 %	6,62 %	2,88 %	2,36 %
9	30,16	15,08	15,08	30,2 %	4,56	1,28	5,84	13,80	10,52	16,70 %	13,06 %	9,06 %	7,08 %	3,23 %	2,53 %
10	33,59	16,79	16,79	30,2 %	5,08	1,42	6,50	15,37	11,72	18,60 %	13,84 %	10,09 %	7,50 %	3,60 %	2,68 %
										9,74 %	8,27 %	5,31 %	4,50 %	1,90 %	1,61 %

Steuer- und Thesaurierungsberechnung

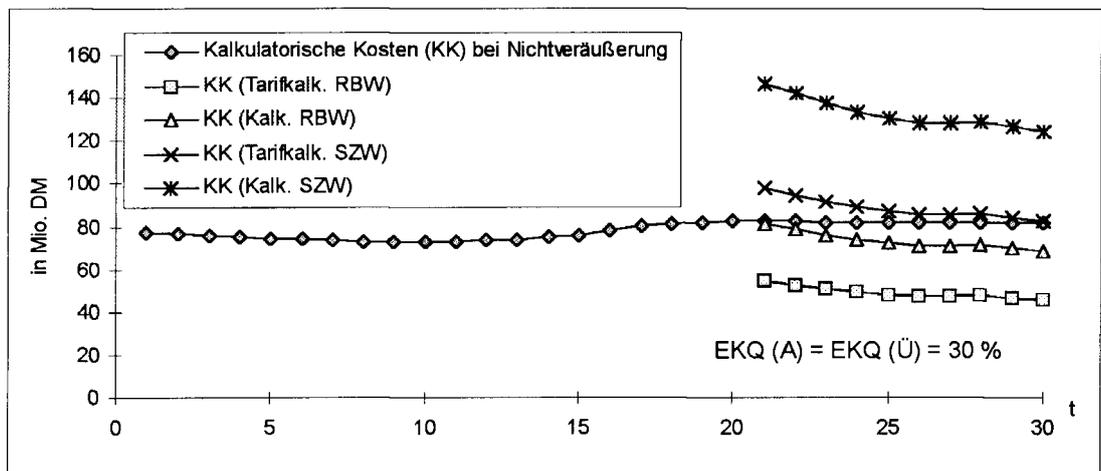
(Fortsetzung Tabelle 4d)

1	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
F 1	F 25	F 26	F 27	F 28	F 29	F 30	F 31	F 32	F 33	F 52	F 53	F 54	F 55	F 56	F 57
Jahre t	PÜ I	KSt I	PÜ II	AS	ASB I	KSt II	ASB II	KSt III	TH	EKR v. St.		EKR n. St.		Netto-Dividende	
										nominal	real	nominal	real	nominal	real
0															
1	10,05	5,02	5,02	30,2 %	1,52	0,43	1,94	4,60	3,50	3,71 %	3,66 %	2,01 %	1,99 %	0,72 %	0,71 %
2	11,84	5,92	5,92	30,2 %	1,79	0,50	2,29	5,42	4,13	4,37 %	4,25 %	2,37 %	2,30 %	0,85 %	0,82 %
3	14,09	7,04	7,04	30,2 %	2,13	0,60	2,73	6,45	4,91	5,20 %	4,97 %	2,82 %	2,70 %	1,01 %	0,96 %
4	16,87	8,43	8,43	30,2 %	2,55	0,71	3,26	7,72	5,88	6,23 %	5,83 %	3,38 %	3,16 %	1,21 %	1,13 %
5	20,45	10,23	10,23	30,2 %	3,09	0,87	3,96	9,36	7,13	7,55 %	6,90 %	4,09 %	3,74 %	1,46 %	1,33 %
6	25,33	12,67	12,67	30,2 %	3,83	1,07	4,90	11,59	8,84	9,35 %	8,30 %	5,07 %	4,50 %	1,81 %	1,61 %
7	32,52	16,26	16,26	30,2 %	4,92	1,38	6,29	14,88	11,34	12,00 %	10,27 %	6,51 %	5,57 %	2,32 %	1,99 %
8	40,35	20,18	20,18	30,2 %	6,10	1,71	7,81	18,47	14,08	14,90 %	12,20 %	8,08 %	6,62 %	2,88 %	2,36 %
9	45,24	22,62	22,62	30,2 %	6,84	1,92	8,76	20,71	15,78	16,70 %	13,06 %	9,06 %	7,08 %	3,23 %	2,53 %
10	50,38	25,19	25,19	30,2 %	7,62	2,13	9,75	23,06	17,57	18,60 %	13,84 %	10,09 %	7,50 %	3,60 %	2,68 %
										9,74 %	8,27 %	5,31 %	4,50 %	1,90 %	1,61 %

In der Spalte 32 der Tabellen 9a bis 9d sind die Entwicklungen der Endkundenpreise wiedergegeben. Bei einer Übernahme zum tarifkalkulatorischen und kalkulatorischen Sachzeitwert liegen die Endkundentarife über denen des abgebenden EVU, falls dieses das Übernahmegebiet weiter versorgen würde (vgl. Tabelle 9c bis 9d, Sp. 32). Erfolgt dagegen eine Übernahme zum Restbuchwert (sowohl zum tarifkalkulatorischen als auch zum kalkulatorischen), sinken die Endkundentarife geringfügig (vgl. Tabelle 9a und 9b, Sp. 32).⁴⁹⁰

Abbildung 12 stellt die kalkulatorischen Kostenpfade des übergebenden und des übernehmenden Unternehmens graphisch dar. Die vier Pfade des übernehmenden Unternehmens repräsentieren die kalkulatorischen Kosten bei den jeweiligen Übernahmepreisen.

Abbildung 12: Kalkulatorischer Kostenpfad des abgebenden Unternehmens und die Kostenpfade des aufnehmenden Unternehmens bei alternativen Übernahmepreisen



Eigene Berechnungen.

Aus der obenstehenden Abbildung wird ersichtlich, daß eine Übernahme zum tarifkalkulatorischen bzw. kalkulatorischen Sachzeitwert zur sprunghaften Erhöhung der kalkulatorischen Kosten im Übernahmezeitpunkt führt. Die zwei anderen Übernahmepreise ziehen eine mehr oder weniger starke Verminderung der kalkulatorischen Kosten nach sich. Werden die einzelnen Elemente des kalkulatorischen Kostenblocks betrachtet, so zeigt sich, daß der Pfad der Zinskomponente

⁴⁹⁰ Der Anstieg des Endkundenpreises im Rahmen einer Übernahme zum tarifkalkulatorischen Sachzeitwert ist zum einen durch den Preissprung im Übernahmezeitpunkt aufgrund des Auflösungsendes der Baukostenzuschüsse bedingt, zum anderen in den höheren kalkulatorischen Zinsen (KZ II) des aufnehmenden EVU begründet.

- abgesehen von einer Übernahme zum tarifkalkulatorischen Restbuchwert - immer über dem des abgebenden Unternehmens liegen.⁴⁹¹ Die kalkulatorischen Abschreibungen liegen - außer beim kalkulatorischen Sachzeitwertes als Übernahmepreis - unter dem des veräußernden EVU; diese sind ohnehin bedingt durch die hohe Eigenkapitalquote und den Abschreibungen auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten vergleichsweise hoch. Der kalkulatorische Preissenkungsspielraum im letzten Drittel der Nutzungsdauer bei den zwei Restbuchwerten resultiert v.a. aus der niedrigeren Eigenkapitalquote des aufnehmenden EVU und aus dem Bruch des Wiederbeschaffungswertpfades im Zeitpunkt der Übernahme.

Die Tarifpreissenkung durch die Übernahme zum tarifkalkulatorischen Restbuchwert ist jedoch für den Verbraucher nur von vorübergehender Dauer, da das EVU im Reinvestitionszeitpunkt nur eine gebrauchte Anlage - was in der Realität zwar nicht möglich ist - mit seiner ursprünglichen Eigenkapitalquote im Übernahmepunkt refinanzieren kann. Im Reinvestitionszeitpunkt muß das Unternehmen entweder durch interne oder externe Mittelzuführung den notwendigen höheren Kapitalbedarf zur Erneuerung der Anlage bereitstellen, womit die Endkumentarife - bei gleicher Finanzierungsstruktur wie im historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungszeitpunkt - auf das Niveau des abgebenden Unternehmens zurückgeführt würden.⁴⁹²

2.2. Kapitalstrukturanalyse

Wie bereits deutlich wurde, sind die Stromtarife nicht unabhängig von der Finanzierungsstruktur des Anlagevermögens. Ein Vergleich der verschiedenen Finanzierungsvarianten mit ihren Auswirkungen auf den Tarifpreis zeigt, daß der für den Endabnehmer kostengünstigste Tarif aus einer vollständig fremdfinanzierten Anlagenstruktur resultiert. In diesem Fall müssen jedoch für eventuelle Baukostenzuschüsse Opportunitätskosten mitberücksichtigt werden; Argumente der EVU, daß eine Finanzierung mit Baukostenzuschüssen sich positiv auf den Tarif-

⁴⁹¹ Vgl. Abbildung 15a bis 15d im Anhang 3.

⁴⁹² Dies gilt natürlich nur bei Gleichheit der aufwandsgleichen Kostenkomponenten im aufnehmenden und abgebenden Unternehmen.

preis auswirkt, übersehen die dem Kunden entstandenen Kosten für dessen Finanzierungsbeitrag.⁴⁹³

Die folgende Analyse hat, um die Nettosubstanzerhaltung zu gewährleisten, zwei Restriktionen; das Eigenkapital und die Zuführungen aus der Thesaurierung müssen im 20. Jahr - im Fall einer möglichen Veräußerung - sowie im 30. Jahr - dem Reinvestitionszeitpunkt - eine Wiederbeschaffung des Anlagegutes mit der ursprünglichen Eigenkapitalquote erlauben. Durch diese Nebenbedingungen werden die effektiven Ausschüttungsbeträge und die Renditen reglementiert. Nur der Überschuß, der über den Beitrag zur Nettosubstanzerhaltung hinausgeht, darf ausgeschüttet werden. Die Ergebnisse unterschiedlicher Finanzierungsstrukturen sind in Tabelle 10 wiedergegeben.

Werden die möglichen Finanzierungsstrukturen hinsichtlich der absoluten Periodenüberschüsse (PÜ I) und der absoluten effektiven Ausschüttungsbeträge (ASB II) analysiert, resultiert ein Maximum dieser beiden Variablen bei einer 100 %igen Eigenkapitalfinanzierung. Die Eigenkapitalrenditen vor Steuer und die Netto-Dividenden, sowohl real als auch nominal, erreichen ein Maximum bei einem möglichst hohen Baukostenzuschuß-Anteil.⁴⁹⁴ Im Fall der Finanzierung zu 10 % mit Eigenkapital und zu 90 % mit Fremdkapital ist eine Ausschüttung in den ersten zwei Dritteln der Gesamtlaufzeit nicht möglich. Tabelle 10 verdeutlicht zugleich, daß eine Substitution des Fremdkapitals durch Baukostenzuschüsse für das EVU im Hinblick auf den Periodenüberschuß und den effektiven Ausschüttungsbetrag sowie die daraus abgeleiteten Kennziffern die beste Finanzierungsalternative für das EVU darstellt.

Die Analyse zeigt zudem, daß die Rentabilität aller Finanzierungsvarianten - gemessen an den zwei Ausschüttungssätzen - im letzten Drittel der Nutzungsdauer weitaus höher ist, als die der ersten zwei Drittel. Dies ist im 100 %igen Anlagendeckungsgrad, der eine vollständige Abschreibung auf der Basis der

⁴⁹³ Vgl. Kap. IV.2.1.2.2.

⁴⁹⁴ Das Maximum der Eigenkapitalrenditen bei einer 10 %igen Eigenkapitalfinanzierung und einer 90 %igen Baukostenzuschußfinanzierung ist beispielsweise möglich im Rahmen der Hausanschlüsse, wo pauschale Beiträge zur Netzfinanzierung vom Kunden abverlangt werden, wobei die AVBEItV nur eine maximale Finanzierung der Hausanschlußkosten zu 70 % mit Baukostenzuschüssen zuläßt, was jedoch durch die pauschale Erhebung der Anschlußkostenbeiträge abweichen kann; vgl. § 9 Abs. 1 und Abs. 3 AVBEItV.

Wiederbeschaffungspreise ermöglicht, sowie dem exponentiellen Anstieg der Wiederbeschaffungswertpfade begründet.

Tabelle 10: Ergebnisse unterschiedlicher Finanzierungsstrukturen

	Finanzierungsstruktur			Gewinn/Ausschüttung		Durchschnittliche EK-Rendite über 30 Jahre				Ausschüttungssatz	
	EK in t=0	FK in t=0	BKZ in t=0	$\Sigma 1. - 30.$	$\Sigma 1. - 30.$	Vor Steuer		Nach Steuer		AS 1 1. - 20.	AS 2 21. - 30.
				PÜ I	ASB II	EKR nominal	EKR real	ND nominal	ND real		
1	10 %	90 %	0 %	422,12	87,47	12,63 %	7,82 %	2,81 %	1,56 %	0,0 %	36,5 %
2	20 %	80 %	0 %	921,68	224,49	14,75 %	8,47 %	3,61 %	1,74 %	0,0 %	57,1 %
3	30 %	70 %	0 %	1314,01	292,90	14,28 %	8,38 %	3,20 %	1,65 %	13,8 %	50,5 %
4	40 %	60 %	0 %	1672,87	339,88	13,74 %	8,17 %	2,80 %	1,51 %	17,8 %	44,1 %
5	50 %	50 %	0 %	2017,21	377,57	13,30 %	7,97 %	2,50 %	1,38 %	18,8 %	39,3 %
6	60 %	40 %	0 %	2353,26	409,95	12,96 %	7,81 %	2,27 %	1,27 %	19,0 %	35,7 %
7	70 %	30 %	0 %	2684,05	438,96	12,68 %	7,67 %	2,08 %	1,18 %	18,8 %	32,9 %
8	80 %	20 %	0 %	3011,85	466,07	12,46 %	7,55 %	1,94 %	1,11 %	18,4 %	30,5 %
9	90 %	10 %	0 %	3337,87	492,03	12,29 %	7,46 %	1,82 %	1,05 %	18,1 %	28,6 %
10	100 %	0 %	0 %	3662,90	517,36	12,14 %	7,38 %	1,72 %	1,00 %	17,8 %	27,0 %
11	10 %	0 %	90 %	684,13	255,16	21,50 %	12,31 %	8,07 %	4,21 %	26,1 %	73,3 %
12	20 %	0 %	80 %	1102,16	340,01	17,89 %	10,50 %	5,55 %	3,01 %	30,0 %	61,3 %
13	30 %	0 %	70 %	1460,32	386,54	15,96 %	9,52 %	4,25 %	2,37 %	29,5 %	51,8 %
14	40 %	0 %	60 %	1795,89	418,61	14,79 %	8,88 %	3,46 %	1,96 %	27,5 %	45,2 %
15	50 %	0 %	50 %	2118,52	442,40	13,99 %	8,44 %	2,93 %	1,68 %	25,3 %	40,2 %
16	60 %	0 %	40 %	2433,73	461,45	13,41 %	8,11 %	2,55 %	1,47 %	23,4 %	36,4 %
17	70 %	0 %	30 %	2744,20	477,46	12,97 %	7,86 %	2,27 %	1,31 %	21,6 %	33,3 %
18	80 %	0 %	20 %	3051,87	491,68	12,63 %	7,67 %	2,04 %	1,18 %	20,2 %	30,8 %
19	90 %	0 %	10 %	3357,86	504,82	12,36 %	7,51 %	1,86 %	1,08 %	18,9 %	28,7 %
20	10 %	45 %	45 %	553,32	171,43	16,97 %	9,86 %	5,38 %	2,73 %	0,0 %	62,1 %
21	20 %	40 %	40 %	1017,82	286,03	16,42 %	9,51 %	4,63 %	2,39 %	16,9 %	60,5 %
22	30 %	35 %	35 %	1387,92	340,20	15,13 %	8,95 %	3,73 %	2,02 %	22,5 %	51,2 %
23	40 %	30 %	30 %	1734,70	379,45	14,27 %	8,53 %	3,13 %	1,74 %	23,0 %	44,6 %
24	50 %	25 %	25 %	2068,02	410,08	13,65 %	8,21 %	2,72 %	1,53 %	22,2 %	39,8 %
25	60 %	20 %	20 %	2393,57	435,75	13,18 %	7,96 %	2,41 %	1,37 %	21,2 %	36,0 %
26	70 %	15 %	15 %	2714,16	458,23	12,83 %	7,77 %	2,17 %	1,24 %	20,2 %	33,1 %
27	80 %	10 %	10 %	3031,88	478,88	12,55 %	7,61 %	1,99 %	1,14 %	19,3 %	30,7 %
28	90 %	5 %	5 %	3347,87	498,43	12,32 %	7,49 %	1,84 %	1,06 %	18,5 %	28,7 %

Eigene Berechnungen.

3. Beispielsrechnung aus der Praxis

Das oben entwickelte, theoretische Verfahren zur Übernahmepreisermittlung wird im folgenden auf einen konkreten Übernahmefall angewandt.⁴⁹⁵ Die Angaben über die Art und das Alter der Anlagen sowie die Höhe des Tagesneuwertes basieren auf Unterlagen des veräußernden EVU und/oder des erwerbenden EVU. Im Hinblick auf die Abschreibungsdauer im vorangegangenen Tarifpreisgenehmigungsverfahren bei dem veräußernden EVU wird angenommen, daß die tarifkalkulatorisch anerkannte Nutzungsdauer mit der steuerlich zulässigen Nutzungsdauer übereinstimmt, wie es auch die mehrheitlich angewandte Arbeitsanleitung erlaubt. Auf der Basis dieser Daten werden die vier verschiedenen Übernahmepreise⁴⁹⁶ ermittelt. Die Bestimmung wird nach folgender, grundsätzlicher Vorgehensweise vorgenommen:

⁴⁹⁵ Im Rahmen des oben erwähnten Gutachtens sind drei weitere Übernahmefälle aus der Praxis untersucht worden, auf deren Darstellung im Rahmen dieser Arbeit jedoch verzichtet wird.

⁴⁹⁶ Vgl. Kap. VI.4.2.

- Feststellung des Mengengerüsts,
- Netzsegmentierung nach Gruppen- bzw. Altersstruktur der Anlagegüter,
- Feststellung des Alters der Netzsegmente,
- Ermittlung der Tagesneuwerte zum Bewertungsstichtag,⁴⁹⁷
- Berechnung der historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten und
- Ermittlung der vier potentiellen Übernahmepreise.⁴⁹⁸

Das gesamte Versorgungsnetz besteht aus einem Endverteilungsnetz, den dazugehörigen Einrichtungen sowie den Mittelspannungszuleitungen. Die Segmentierung des Versorgungsnetzes erfolgt demnach in folgende Bereiche:

- A: Mittelspannungsnetz,
- B: Niederspannungsnetz,
- C: Transformatorenstationen,
- D: Meß- und Zähleinrichtungen,
- E: Straßenbeleuchtungsanlagen.

Auf der Basis der Wiederbeschaffungswerte und des Alters erfolgt eine Deflationierung, um die historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten, die die Grundlage der zwei Restbuchwerte bilden, errechnen zu können. Die zwei Sachzeitwerte fußen - wie bereits theoretisch dargestellt - auf der Grundlage der Wiederbeschaffungskosten respektive den Tagesneuwerten. Die steuerlich bzw. tarifkalkulatorisch zulässigen Nutzungsdauern n_1 sind der AfA-Tabelle⁴⁹⁹ des Bundesministeriums der Finanzen entnommen worden. Die betriebsüblichen Nutzungszeiten n_2 basieren auf einer WIBERA-Untersuchung⁵⁰⁰. Die technischen Nutzungsdauern n_3 beruhen auf der technisch maximalen Haltbarkeit der Versor-

⁴⁹⁷ Die Feststellung des Tagesneuwertes erfolgte - soweit aus den vorhandenen Unterlagen ersichtlich - durch eine körperliche Aufnahme der Versorgungsanlagen.

⁴⁹⁸ Zur jeweiligen Ausgangsbasis sowie der zugrundeliegenden Nutzungsdauer der Übernahmepreise vgl. Abbildung 10.

Der notwendige Abzug der Baukostenzuschüsse vom Übernahmepreis konnte im Beispielfall nicht erfolgen, da hierzu keine Angaben vom veräußernden EVU vorlagen.

⁴⁹⁹ Vgl. BMF (1991), Nr. 100 00, Abschnitt A.II.

⁵⁰⁰ Vgl. Stumpf, H. (1992a), S. 21.

gungsanlagen.⁵⁰¹ Tabelle 11 stellt die verschiedenen Nutzungsdauern in Jahren für die einzelnen Netzsegmente dar.

Tabelle 11: Nutzungsdauern verschiedener Netzsegmente

Netzsegment	n ₁	n ₂	n ₃
Mittelspannungsnetz			
Kabel	35	45	50
Freileitung	30	40	40
Niederspannungsnetz			
Kabel	25	40	50
Freileitungen	25	30	40
Transformatorstationen mit Ausnahme des baulichen	20 20	35 35	40 50
Meß- und Zähleinrichtungen mit Ausnahme Stromwandler	15 15	25 30	25 25
Straßenbeleuchtungsanlagen	20	30	40

Quelle: BMF (1991): AfA-Tabelle; Stumpf, H. (1992), S. 21; Unterlagen der veräußernden EVU.

Das folgende Fallbeispiel beinhaltet eine beabsichtigte Übernahme der Versorgungsanlagen eines Stadtteils durch die Stadtwerke der Stadt X zum 01.01.1995. Der bisher vom EVU Y versorgte Stadtteil ist bereits vor einigen Jahren in die Stadt X eingemeindet worden.

Zur Ermittlung eines „angemessenen“ Übernahmepreises ist zunächst das Mengengerüst der Versorgungsanlagen festzustellen (3.1.) und nochmals kurz auf die spezifische Modellstruktur einzugehen (3.2.), bevor ein Übernahmepreis abgeleitet wird (3.3.).

3.1. Analyse des Mengengerüsts

Das auf den Angaben des bisherigen Versorgers beruhende Mengengerüst ist sowohl vom potentiellen Veräußerer als auch vom Erwerber bewertet worden. Aufgrund der stark differierenden Ergebnisse wird der zur Ermittlung der Sachzeitwerte notwendige Wiederbeschaffungswert durch eigene Berechnungen fest-

⁵⁰¹ Die unternehmensspezifischen technischen Nutzungsdauern wurden aus der Sachzeitwertermittlung der EVU abgeleitet; sie können allerdings von EVU zu EVU variieren. Im nachfolgenden Beispiel werden sie jedoch nicht weiter berücksichtigt.

gestellt.⁵⁰² In Anlehnung an das oben entwickelte Ordnungsschema wird das gesamte Versorgungsnetz nach folgendem spezifischen Schema segmentiert; jeder Teil ist nochmals nach seinen verschiedenen Kostenarten abgestuft, um in der Analyse die unterschiedlichen Preissteigerungsraten der verschiedenen Kostenkategorien mit einzubeziehen. Tabelle 12 verdeutlicht die Segmentierung sowie die Vorgehensweise der Deflationierung des ermittelten Wiederbeschaffungswertes.

Das Mittelspannungsnetz wird in zwei Freileitungs- (A.I.) und drei Kabelsegmente (A.II.) aufgeteilt. Erstere wurden Ende der fünfziger bzw. Anfang der sechziger Jahre, letztere wurden nachfolgend in den Jahren 1974, 1978 und 1988 erstellt. Die Kosten des Mittelspannungskabelnetzes setzen sich aus Material- und Montagekosten sowie Kosten der Tiefbauarbeiten zusammen; im Bereich des Mittelspannungsfreileitungsnetzes erübrigt sich eine Differenzierung nach den Kosten der Tiefbauarbeiten. Das Niederspannungsnetz kann aufgrund von Datenrestriktionen⁵⁰³ nur in zwei Teile mit einem jeweiligen durchschnittlichen Alter zerlegt werden. Ersterer ist das Niederspannungsfreileitungsnetz (B.I.), welches zugleich die Kosten der Hausanschlüsse umfaßt. Das Niederspannungskabelnetz (B.II.), welches 40 % der gesamten Wiederbeschaffungskosten repräsentiert, kommt mit seinem durchschnittlichen Alter von 13 Jahren in Ansatz.⁵⁰⁴ Die Transformatorstationen (C.) werden gleichfalls aggregiert betrachtet; sie haben ein durchschnittliches Alter von 19 Jahren. Es erfolgt eine Auftrennung in Material- und Montagekosten, wobei letztere etwa ein Drittel der Investitionskosten im Bereich der Transformatorstationen einnehmen. Als letztes Segment gelten die Meß- und Zählereinrichtungen (D.); hier ist eine Aufteilung zwischen den Material- und Montagekosten nicht möglich, denn die Montagekosten sind im Bereich der Niederspannungsfreileitungen enthalten, da die Hausanschlußkosten i.d.R. auch die Montagekosten von Meß- und Zählereinrichtungen einschließen.

Die Materialkosten werden aus dem vorliegenden Mengengerüst und den zugehörigen Preisen gewonnen; die Montagekosten werden aus pauschalisierten

⁵⁰² Dem ermittelten Wiederbeschaffungswert liegen das Mengengerüst des EVU Y sowie die aktuellen Preise für Materialien und Tiefbauarbeiten der Stadtwerke X zugrunde.

⁵⁰³ Das angegebene Mengengerüst ist von dem abgebenden EVU über das gesamte Niederspannungssegment aggregiert worden.

⁵⁰⁴ Das Kabelsegment wird - wie im Bereich der Mittelspannung - weiterhin differenziert nach den Kosten der Material-, Montage- und Tiefbauarbeiten.

Kabelverlegepreisen zu den heutigen Preisen der Stadtwerke X bewertet. Die Ermittlung der historischen Herstellungskosten der Material- und Montagekosten ist vergleichsweise unproblematisch,⁵⁰⁵ da in diesem Bereich keine strittigen Fragen auftreten. Die Tiefbauarbeiten beinhalten die Kosten der benötigten Kabelgräben, des Sandbettes und der Wiederherstellung der Oberfläche. Diese Kosten werden ebenfalls mit den gegenwärtigen Preisen für Tiefbauarbeiten berechnet. Bei dieser Kostenkomponente können allerdings Streitfragen hinsichtlich der Höhe der Beteiligung von Kommunen oder von Dritten an den Versiegelungskosten entstehen; im vorliegenden Übernahmefall bestehen jedoch keine diesbezüglichen Streitfragen.

Das gesamte Versorgungsnetz wird somit in neun unterschiedliche Teilsegmente zerlegt, deren Wiederbeschaffungswerte berechnet werden. Der gesamte Wiederbeschaffungswert beläuft sich auf 8,258 Mio. DM zum Bewertungsstichtag 01.01.1994. Auf dieser Basis erfolgt in der Tabelle 12 die Bestimmung der historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten durch Deflationierung. Hierzu ist es notwendig, geeignete Indizes zur Deflationierung der heutigen Wiederbeschaffungswerte zu berechnen. Für jede Kostenart wird ein spezifischer Index aus dem geometrischen Mittel der Preissteigerungsraten vom Zeitpunkt der Herstellung bis zum Jahr 1992 errechnet. Zur Feststellung eines geeigneten Index für die Materialkosten wird auf die Indexreihen der „Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“⁵⁰⁶ des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen. Der Materialkostenindex für die Segmente der Nieder- und Mittelspannung (A.I. - B.II.) setzt sich aus den gleichgewichteten Indexreihen der „isolierten Drähte und Leitungen“, der „Kabel“ und den „Geräten und Einrichtungen der Elektrizitätsverteilung“ zusammen. Der Materialindex der Transformatorenstationen (C.) ist aus der Reihe des „Transformatorpreisindex“ entwickelt, der der Meß- und Zähleinrichtungen (D.) resultiert aus der Reihe der „Installationsgeräte“. Die Preissteigerungen der Montagekosten sind aus dem Bereich der „Tariflöhne und Gehälter“, speziell denen der „Elektrizitätswirtschaft und Wasserversorgung“ entnommen. Die Prei-

⁵⁰⁵ Es treten natürlich die in Kap. V.3.3. erörterten grundsätzlichen Probleme der Deflationierung von Wiederbeschaffungswerten auf.

⁵⁰⁶ Vgl. Statistisches Bundesamt (1968), S. 424 f., 442, 466; Statistisches Bundesamt (1972), S. 416 f., 450, 481; Statistisches Bundesamt (1976), S. 445 f., 451, 485; Statistisches Bundesamt (1981), S. 474, 492 f., 497; Statistisches Bundesamt (1987), S. 497, 510 f., 515; Statistisches Bundesamt (1993), S. 628, 644 f., 649.

sänderungen im Bereich der Tiefbauarbeiten gehen aus dem Index der „Tariflöhne und -gehälter“ des „Baugewerbes“ hervor.

Wie oben angeführt, werden die historischen Anschaffungskosten der neun Netzsegmente mit einem speziellen Index für die einzelnen Kostenarten errechnet. Um in der nachfolgenden Betrachtung der Abschreibungsstruktur einen praktikablen Index zu erhalten, wird eine mit den jeweiligen Kosten gewichtete, durchschnittliche Preissteigerungsrate für jedes Segment gebildet. Anschließend wird dem historischen Herstellungspreis ein Gemeinkostenzuschlag von 10 %⁵⁰⁷ hinzuge-rechnet. Die ermittelten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten werden in das unter Kap. VI.1. entwickelte Modell integriert. Die nominalen historischen Anschaffungskosten betragen für alle Netzsegmente 4,984 Mio. DM.

3.2. Modellstruktur

In dem unter Kap. VI.1. diskutierten theoretischen Aufbau der Modellrechnungen werden entsprechend der Netzsegmente neun Zeitreihen gebildet, wovon jede im Anschaffungszeitpunkt des jeweiligen Anlagegutes beginnt. Alle Modellparameter werden für jedes einzelne Segment des Versorgungsnetzes berechnet.

Die allgemeinen Parameter sowie die Ergebnisse des Modells sind Tabelle 13 zu entnehmen. Die Nutzungsdauern entsprechen den oben dargestellten Zeiten.⁵⁰⁸

Die Finanzierungsverhältnisse können, für jedes der neun Anlagegüter gesondert, in die Kalkulation eingehen. Im Mittelspannungs- und Transformatorenbereich wird eine identische Kapitalstruktur, d.h. eine Finanzierung zu gleichen Teilen mit Fremd- und Eigenkapital unterstellt. Der Niederspannungssektor (B.I. und B.II.) ist zu 30 % durch Baukostenzuschüsse finanziert. Das Eigenkapital erreicht im Falle der Baukostenzuschußfinanzierung in $t = 0$ einen Anteil von 30 %. Der fehlende Beitrag von 40 % des Finanzierungsvolumens dieses Segments wird durch Fremdkapital gedeckt. Die Zähl- und Meßeinrichtungen hingegen werden zu 60 % durch Baukostenzuschüsse der Kunden oder von Dritten bezuschußt, der fehlen-

⁵⁰⁷ Dieser Zuschlag entspricht einem in der Elektrizitätswirtschaft üblicherweise verwendeten Satz. Von den Stadtwerken X wird im Falle der Eigenerstellung ein Zuschlag von 9 % verwendet. Für die Fremderstellung von Anlagen erreichen die in Rechnung gestellten Gemeinkostenzuschläge Werte von bis zu 40 % der gesamten Einzelkosten.

⁵⁰⁸ Vgl. Tabelle 11.

de Finanzierungsbetrag wird zu 30 % mit Eigenkapital und zu 10 % mit Fremdkapital finanziert.⁵⁰⁹

Die Baukostenzuschüsse werden - gemäß der mehrheitlich genutzten Arbeitsanleitung - jährlich zu 5 % über 20 Jahre hinweg aufgelöst. Der Tilgungszeitraum für das Fremdkapital wird im Regelfall mit 20 Jahren veranschlagt. Eine Ausnahme bildet die Fremdfinanzierung der Zähl- und Meßeinrichtungen, die innerhalb von 15 Jahren getilgt wird, denn eine längerfristige Tilgung würde nach Ablauf der Nutzungsdauer negative Ergebnisse des Periodenüberschusses dieses Segments liefern. Im Hinblick auf die Übernahmepreise ist lediglich die Auflösungsdauer der Baukostenzuschüsse problematisch, da dies im Fall des Abzuges negative Übernahmepreise liefert.

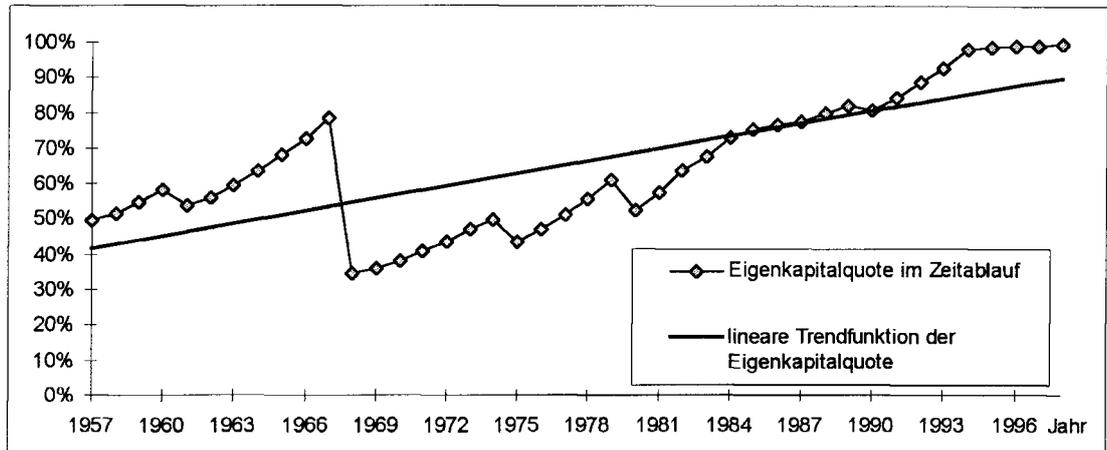
Um der energiewirtschaftlichen Zielsetzung der Versorgungssicherheit gerecht zu werden, muß zumindest im Übernahmezeitpunkt die Reinvestitionsfähigkeit gewährleistet sein. Eine Reinvestition mit den ursprünglichen Eigenkapitalrelationen kann über folgende Modellkonstruktion ermöglicht werden: Die historische Eigenkapitalgröße wird mit den netzspezifischen Inflationsraten bis zum Übernahmezeitpunkt aufgezinnt, d.h. die Zuführungen zum Eigenkapital müssen nach der Körperschaftsbesteuerung in der Summe genau die inflatorische Finanzierungslücke des Eigenkapitals erreichen, um eine Nettosubstanzerhaltung zu gewährleisten. Dies erfolgt über die Variation des Ausschüttungssatzes, hierbei erreicht der Ausschüttungssatz bis zum Bewertungsstichtag einen durchschnittlichen Wert von 45,8 % des Periodenüberschusses.

Für die möglichst realitätsnahe Simulation des Vorgehens der Arbeitsanleitung ist die verwendete Eigenkapitalquote bedeutsam, daher erfolgen die Abschreibungen auf den Wiederbeschaffungswert für den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens mit einer gewichteten durchschnittlichen Eigenkapitalquote. Für jedes Netzsegment wird der durchschnittliche Anteil am Tagesneuwert in jeweils neun Zeitreihen bestimmt; mit diesem wird die spezifische Eigenkapitalquote (aus der Formel 14 bzw. 14a) jedes Segments zu jedem Zeitpunkt gewichtet. Die Summe der gewichteten Eigenkapitalquoten ist die Basis des Abschreibungsan-

⁵⁰⁹ Der vergleichsweise hohe Baukostenzuschuß-Anteil im Bereich der Zähl- und Meßeinrichtungen resultiert aus den requirierbaren Finanzierungsbeiträgen der Kunden im Hausanschlußbereich.

teils, der zu Wiederbeschaffungspreisen erfolgt, d.h. es wird - wie in der Arbeitsanleitung - nur eine einzige Quote zur Berechnung der Abschreibungen herangezogen. Den Verlauf der genutzten Eigenkapitalquote sowie deren lineare Trendfunktion sind in Abbildung 13 wiedergegeben.

Abbildung 13: Eigenkapitalquote und tendenzieller Verlauf während des betrachteten Zeithorizontes



Eigene graphische Darstellung.

Während des Betrachtungshorizontes erreicht die Eigenkapitalquote erst gegen Ende den Wert von 100 %, dies ist allerdings im Ausbleiben von Reinvestitionsmaßnahmen begründet.⁵¹⁰

Das weitere Vorgehen der Analyse ist den kalkulatorischen Kostenelementen gewidmet; es werden für dieses Partikularnetz die im Tarif enthaltenen kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen ermittelt. Die Summe des nominalen historischen Eigenkapitaleinsatzes in den Investitionszeitpunkten der neun Netzsegmente betrug 1,740 Mio. DM. Werden die jeweiligen Tagesneuwerte mit den zugehörigen, ursprünglichen Eigenkapitalquoten gewichtet und aufsummiert, ergibt sich daraus die zur Nettosubstanzerhaltung notwendige Größe (NSE in 1994) des Eigenkapitals im Zeitpunkt 1994, dieser Wert entspricht dem Eigenkapital II in Höhe von 2,979 Mio. DM. Nicht jedes Segment erwirtschaftet zum Zeitpunkt der potentiellen Übernahme den zur Nettosubstanzerhaltung notwendigen Beitrag;

⁵¹⁰ Die Reinvestition des Jahres 1988 im Bereich des Mittelspannungskabelnetzes ist in ihrem Volumen vergleichsweise gering, dies hat eine temporäre Verminderung des Anstieges zur Folge; wäre hingegen eine Reinvestition mit einem höheren Volumen erfolgt hätte sich kein kontinuierlicher Anstieg der Quote ergeben. Dies verdeutlicht zugleich, daß bei einem EVU mit in den Baujahren durchmischtem Anlagenbestand und kontinuierlichen Reinvestitionsmaßnahmen die Eigenkapitalquote einen vergleichsweise konstanten Wert annehmen wird.

die inflationsbedingte Lücke der schon vollständig abgeschriebenen Netzteile muß durch die noch im Tarifpreisgenehmigungsverfahren involvierten Teile kompensiert werden.⁵¹¹

Werden nun die Rückflüsse bis zum potentiellen Übernahmezeitpunkt 1994 betrachtet, zeigt sich, daß im Rahmen der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen eine Summe von 8,078 Mio. DM an das EVU zurückgeflossen ist. Dieser Wert entspricht - zunächst unter Vernachlässigung der Besteuerung und Ausschüttung - nahezu dem vollständigen Wiederbeschaffungswert der Anlagegüter. Werden von diesen Rückflüssen die historischen Anschaffungskosten - diese entsprechen der nominellen Eigenkapitalerhaltung, der Fremdkapitaltilgung und der Baukostenzuschußauflösung - sowie die bis 1994 angefallenen Fremdkapitalzinsen subtrahiert,⁵¹² spiegelt der verbleibende Betrag von 3,103 Mio. DM den bis dahin erwirtschafteten Überschuß wider. Dieser wird zur Bedienung der Steuerpflichtung, der Thesaurierung im Rahmen der Nettosubstanzerhaltung und zu einer „angemessenen“ Ausschüttung verwendet (vgl. Tabelle 13). Wird der Ausschüttungsbetrag durch das nominale Eigenkapital dividiert, resultiert hieraus eine durchschnittliche nominale Netto-Dividende von 29,4 %.

3.3. Mögliche Übernahmepreise

Die potentiellen Übernahmepreise werden für das jeweilige Netzsegment bestimmt und zu einem Gesamtpreis für jedes Jahr addiert. Am Bewertungsstichtag werden von den ermittelten Übernahmepreisen die noch nicht aufgelösten Baukostenzuschüsse der Segmente B.I., B.II. und D. in Höhe von 224.236 DM subtrahiert.

Der kalkulatorische Sachzeitwert (SZW II) des gesamten Netzes beträgt 3,935 Mio. DM; dies entspricht in etwa der Preisermittlung der Stadtwerke X.⁵¹³

⁵¹¹ Vgl. die Segmente aus A.I., die einen negativen Beitrag zur Nettosubstanzerhaltung wegen fehlender Reinvestitionsmaßnahmen liefern; die Segmente aus A.II. und B.II. sind noch im Tarifpreisgenehmigungsverfahren involviert; diese erreichen ihren notwendigen Substanzerhaltungsbeitrag infolge des durchschnittlichen Ausschüttungssatzes nicht.

⁵¹² Da die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der Anlagegüter noch nicht vollständig zurückgeflossen sind, muß der tarifkalkulatorische Restbuchwert hinzuaddiert werden, um den Periodenüberschuß zu ermitteln; hierbei ist zu beachten, daß die noch nicht aufgelösten Baukostenzuschüsse ebenfalls hinzugerechnet werden müssen.

⁵¹³ Die Stadtwerke X legten ihrer Berechnung zunächst die vom EVU vorgegebene technische Nutzungsdauer zugrunde mit dem Sachzeitwert-Ergebnis von 5,527 Mio. DM; dies ist im Laufe der Preisermittlung auf die betriebsübliche Nutzungszeit korrigiert worden, woraus ein Sach-

Der kalkulatorische Restbuchwert (RBW II) von 2,289 Mio. DM, wie auch der kalkulatorische Sachzeitwert, berücksichtigt alle Netzsegmente mit einem positiven Preis. Eine Höhe von 1,813 Mio. DM erreicht der tarifkalkulatorische Sachzeitwert (SZW I). Der tarifkalkulatorische Restbuchwert (RBW I) hat eine Höhe von 1,080 Mio. DM. Diese beiden Übernahmepreise berücksichtigen vier Segmente (A.II.1., A.II.2., A.II.3. und B.II.) mit einem positiven Preis, die Zähl- und Meßeinrichtungen hingegen gehen aufgrund der noch nicht aufgelösten Baukostenzuschüsse mit einem negativen Preis in die auf den steuerlich zulässigen Nutzungsdauern basierenden Übernahmepreise ein. Bei den verbleibenden Übernahmepreisen wird der Abzug noch nicht aufgelöster Baukostenzuschüsse durch einen positiven Übernahmepreis kompensiert.

In Verbindung mit der Analyse kalkulatorischer Kostenelemente wird zudem deutlich, daß auch in diesem Übernahmefall ein auf den Wiederbeschaffungswerten basierender Übernahmepreis kein „angemessener“ Übernahmepreis im Sinne des gesetzlichen Postulates der „Preisgünstigkeit“ und des Doppelverrechnungsverbot es sein kann; vielmehr muß ein Übernahmepreis in Betracht kommen, der sich an den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie an der steuerlich zulässigen Nutzungsdauer orientiert. Eine denkbare Preissenkung aufgrund des tarifkalkulatorischen Restbuchwertes als Übernahmepreis ist durch die nötigen Einbindungskosten von ca. 1,7 Mio. DM kaum möglich.⁵¹⁴

zeitwert von 4,032 Mio. DM resultierte. Eine Berücksichtigung der noch nicht aufgelösten Baukostenzuschüsse fand bislang jedoch keinen Eingang in die Preisermittlung. Das veräußernde EVU verlangt hingegen einen Preis von 6,755 Mio. DM; die Differenz ist einerseits durch die technische Nutzungsdauer, andererseits durch verwendete Anhaltewerte begründet.

⁵¹⁴ Den Stadtwerken X entstehen aufgrund umfangreicher Einbindungsmaßnahmen hieraus vergleichsweise hohe Kosten, da im Bereich der Mittelspannungszuleitungen profunde Maßnahmen notwendig sind, um den Stadtteil in einem sog. Ringnetz versorgen zu können.

Tabelle 12: Segmentierung und Deflationierung des Verteilungsnetzes im Übernahmefall EVU Y / Stadtwerke X

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	A.I.1.	A.I.2.	A.II.1.	A.II.2.	A.II.3.	B.I.	B.II.	C.	D.	Σ	
	Mittelspannungs- freileitung	Mittelspannungs- freileitung	Mittelspannungs- kabel	Mittelspannungs- kabel	Mittelspannungs- kabel	Niederspannungs- freileitung und Hausanschlüsse	Niederspannungs- kabel	Transformatoren	Zähl- und Meßeinrichtungen	Gesamter Ortsteil	
			Baujahr und Alter			Durchschnittliches Baujahr und Alter				Ø	
Baujahr:	1958	1962	1974	1978	1988	1969	1981	1975	1976	1973	
Alter:	36	32	20	16	6	25	13	19	18	21	
Materialkosten:	8 889	22 310	115 008	138 732	97 745	487 090	901 029	666 638	1 513 196	3 950 636	
Montagekosten:	27 554	67 908	33 645	31 273	17 270	652 771	855 731	222 213	0	1 908 366	
Tiefbaukosten:			113 014	180 390	130 707		1 224 115			1 648 227	
Σ:	36 443	90 218	261 667	350 395	245 723	1 139 861	2 980 876	888 850	1 513 196	7 507 229	
						Wiederbeschaffungswerte nach den Kostenarten der Netzsegmente zuzüglich 10 % Gemeinkostenzuschlag:					
Σ:	40 087	99 240	287 833	385 435	270 295	1 253 847	3 278 963	977 735	1 664 516	8 257 952	
						Spezifische Preissteigerungen der Netzsegmente unter Berücksichtigung der Kostenarten					
Materialkosten:	0,84 %	0,94 %	0,75 %	1,30 %	1,20 %	0,77 %	1,43 %	2,39 %	2,67 %	1,37 %	
Montagekosten:	6,59 %	6,74 %	5,00 %	4,15 %	4,44 %	6,89 %	3,91 %	4,57 %		5,29 %	
Tiefbaukosten:			5,71 %	5,18 %	5,43 %		4,60 %			5,23 %	
						Durchschnittliche Inflationsrate der Netzsegmente:					
	3,85 %	4,10 %	2,86 %	3,27 %	3,54 %	3,15 %	3,31 %	2,85 %	2,67 %	3,29 %	
						Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten nach den Kostenarten der Netzsegmente:					
Materialkosten:	6 577	16 538	99 044	112 830	90 994	402 094	749 161	425 595	941 697	2 844 530	
Montagekosten:	2 769	8 423	12 660	16 316	13 308	123 405	519 747	95 068		791 717	
Tiefbaukosten:			37 223	80 405	95 173		682 198			894 999	
Σ:	9 347	24 960	148 947	209 551	199 474	525 499	1 951 106	520 663	941 697	4 531 245	
						Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten zuzüglich 10 % Gemeinkostenzuschlag:					
Σ:	10 281	27 457	163 842	230 506	219 422	578 049	2 146 217	572 729	1 035 866	4 984 370	

Tabelle 13: Parameter und Ergebnisse im Übernahmefall EVU Y / Stadtwerke X

Spezifische Netzparameter, Analyse der kalkulatorischen Kosten, Übernahmepreise										
Netzsegmente:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	A.I.1.	A.I.2.	A.II.1.	A.II.2.	A.II.3.	B.I.	B.II.	C.	D.	
Baujahr, (Rest-)Nutzungsdauern										
Baujahr (t = 0):	1957	1961	1974	1977	1987	1968	1980	1974	1975	
Ende der Nutzungsdauer:	1987	1991	2009	2012	2022	1993	2005	1994	1990	
Steuerlich zulässige ND (n1):	30	30	35	35	35	25	25	20	15	
Betriebsübliche ND (n2):	40	40	45	45	45	40	40	35	25	
Restnutzungsdauer in t = 1994:	-7	-3	15	18	28	-1	11	0	-4	
Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten										Σ
AK/HK in t = 0	10 281	27 457	163 842	230 506	219 423	578 049	2 146 217	572 729	1 035 866	4 984 370
Relative Finanzierungsverhältnisse in t = 0										
Eigenkapital:	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	30 %	30 %	50 %	30 %	35 %
Fremdkapital:	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	40 %	40 %	50 %	10 %	36 %
Baukostenzuschüsse:	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	30 %	30 %	0 %	60 %	29 %
Absolute Finanzierungsverhältnisse in t = 0										Σ
Eigenkapital:	5 141	13 728	81 921	115 253	109 711	173 415	643 865	286 364	310 760	1 740 159
Fremdkapital:	5 141	13 728	81 921	115 253	109 711	231 220	858 487	286 364	103 587	1 805 412
Baukostenzuschüsse (20 J.):	0	0	0	0	0	173 415	643 865	0	621 520	1 438 800
Parameter der Fremdkapitalrückzahlung										Σ
Fremdkapitaltilgung:	20	20	20	20	20	20	20	20	15	
Tilgungsraten:	257	686	4 096	5 763	5 486	11 561	42 924	14 318	6 906	91 997
Σ FK-Zinsen (7,5 %) in t = 1994:	4 048	10 811	64 513	88 169	48 959	182 086	608 452	225 512	62 152	1 294 701
Summe der verschiedenen Rückflüsse bis 1994										Σ
Σ Abschreibungen in t = 1994:	15 656	44 942	126 731	142 899	49 579	795 078	1 481 495	730 496	1 214 086	4 600 962
Σ kalk. Zinsen (6,5 %) in t = 1994:	18 993	51 188	199 460	230 514	94 770	562 825	1 211 626	675 744	432 210	3 477 329
Σ kalk. Rückflüsse in t = 1994:	34 650	96 130	326 191	373 413	144 348	1 357 903	2 693 120	1 406 240	1 646 296	8 078 291
Verwendung des Periodenüberschusses bis 1994										Σ
Σ Periodenüberschuß in t = 1994:	20 320	57 862	163 373	173 284	51 505	597 768	882 787	607 999	548 278	3 103 176
Σ Steuerbetrag:	8 858	25 223	71 216	75 536	22 452	260 573	384 816	265 033	239 000	1 352 708
Σ Thesaurierung:	8 114	23 104	65 233	69 190	20 565	238 682	352 486	242 767	218 921	1 239 062
Σ Ausschüttungsbetrag:	3 349	9 536	26 924	28 557	8 488	98 513	145 484	100 199	90 357	511 406
Zielerreichung der Nettosubstanzerhaltungskonzeption										Σ
NSE in t = 1994:	20 816	51 653	148 029	199 010	139 927	387 987	1 016 287	502 824	512 687	2 979 221
Σ Eigenkapital II in t = 1994:	13 254	36 832	147 154	184 443	130 277	412 097	996 351	529 132	529 681	2 979 221
NSEKV in t = 1994:	-7 561	-14 821	-875	-14 566	-9 651	24 110	-19 936	26 308	16 993	0
Wiederbeschaffungswert; potentielle Übernahmepreise abzüglich BKZ										Σ
Wiederbeschaffungswert in t = 1994:	40 087	99 240	287 834	385 434	270 296	1 253 847	3 278 963	977 735	1 664 516	8 257 952
Restbuchwert I (n1) in t = 1994:	0	0	65 537	118 546	175 538	0	751 176	0	-31 076	1 079 721
Restbuchwert II (n2) in t = 1994:	771	4 805	87 382	143 426	185 290	202 317	1 201 881	245 455	217 532	2 288 861
Sachzeitwert I (n1) in t = 1994:	0	0	118 423	204 696	223 883	0	1 297 395	0	-31 076	1 813 322
Sachzeitwert II (n2) in t = 1994:	3 122	18 079	157 898	247 657	236 321	452 651	2 008 796	430 992	379 074	3 934 591

Anmerkung: Ausschüttungssatz: 45,8 %, KSt-Satz (k1): 50 %, KSt-Satz (k2): 36 %; BKZ in t = 1994: 224.236

4. Ergebnisse der empirischen Analyse

Sowohl die theoretische als auch die konkrete praktische Beispielsrechnung verdeutlicht, daß eine Übernahme zum Sachzeitwert den Endkudentarif deutlich erhöhen wird. Die theoretischen Modellrechnungen zeigen die aus einer Verlängerung der Nutzungsdauern im Rahmen der Übernahmepreisberechnung resultierenden Konsequenzen. Zudem veranschaulichen sie die doppelte Verrechnung kalkulatorischer Kostenelemente bei einer Übernahme zu den am Wiederbeschaffungswert oder an einer längeren Nutzungsdauer orientierten Übernahmepreisen. Aus den Modellrechnungen wird die Rentabilität des elektrizitätswirtschaftlichen Versorgungssektors - gemessen an den Ausschüttungsquoten und den berechneten Renditen - gleichfalls deutlich.

Setzt man die theoretische Simulationsrechnung in eine Modellstruktur um, in der eine periodische Reinvestition simuliert wird, so zeigen sich die gleichen Effekte wie im Ein-Gut-Fall. Die schon dort existierende Überalimentierung der EVU wird hierbei allerdings noch verstärkt, so daß sich sogar eine durchschnittliche reale Eigenkapitalrendite vor Steuer von über 20 % ergibt.⁵¹⁵

Werden die Simulationsrechnungen des ersten Abschnittes entsprechend der in der Diskussion befindlichen modifizierten Arbeitsanleitung durchgeführt,⁵¹⁶ so ergeben sich Änderungen gegenüber dem oben dargestellten Simulationsmodell im Hinblick auf die kalkulatorischen Abschreibungen, Zinsen, den Gewinn sowie die anzusetzende Nutzungsdauer. Als Ergebnis der modifizierten Simulationsrechnung läßt sich festhalten, daß mit der Änderung der Arbeitsanleitung die EVU über die gesamte betriebsübliche Nutzungsdauer ceteris paribus eine durchschnittliche Ausschüttungsquote von 19 % realisieren können.⁵¹⁷ Den EVU ist es nach der modifizierten Arbeitsanleitung auch weiterhin möglich, aus den zufließenden Erlösen eine Nettosubstanzerhaltung zu gewährleisten und darüber hinaus eine nominale Eigenkapitalrendite vor Steuer von ca. 13 % zu erzielen.

⁵¹⁵ Diese Simulation wurde mit fünf in gleichen Abständen aufeinanderfolgenden Reinvestitionsmaßnahmen über einen Zeitraum von 40 Jahren durchgeführt.

⁵¹⁶ Vgl. Kap. IV.3.

⁵¹⁷ Diese Ausschüttungsquote ist nach der Erfüllung der Nettosubstanzerhaltungskonzeption über die gesamte betriebsübliche Nutzungsdauer möglich.

Das Fallbeispiel sowie die theoretischen Simulationsrechnungen belegen die Evidenz für die Herleitung des „angemessenen“ Übernahmeprices. Ferner wird auf die in der Praxis auftretenden Sonderprobleme hingewiesen. Gerade auch Zurechnungsfragen hinsichtlich der Kosten der Kabelverlegung - beispielsweise Versiegelungskosten - werfen gravierende Probleme bezüglich der korrekten Bestimmung der Übernahmeprice auf.⁵¹⁸

Das vorangegangene Beispiel verdeutlicht in der Vergangenheitsbetrachtung, welche Anteile der historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten bereits im Rahmen der Tarife an das EVU zurückgeflossen sind. Gerade an dieser Stelle wird nochmals deutlich, daß die gesamten Rückflüsse zusammen mit dem tarifkalkulatorischen Restbuchwert den aktuellen Wiederbeschaffungswert deutlich überschreiten. Auch aus diesem Grunde dürfte die Preisaufsichtsbehörde - wegen des Doppelverrechnungsverbotes - keinen anderen Preis als den tarifkalkulatorischen Restbuchwert anerkennen, wenn sie gemäß ihrem gesetzlichen Auftrag - der preisgünstigen Versorgung - handelt.

Aus den Ergebnissen verschiedener Beispielsrechnungen kann nunmehr der - in Abbildung 14 dargestellte - überschlägige Zusammenhang zwischen den alternativen Übernahmeprices abgeleitet werden.⁵¹⁹ Eine Ausweitung der Nutzungsdauer von der steuerlich zulässigen auf die betriebsübliche zieht eine Erhöhung des Übernahmeprices (bezogen auf den tarifkalkulatorischen Restbuchwert) um ca. 55 % nach sich. Eine nochmalige Verlängerung auf die technische Nutzungsdauer hat einen Anstieg von ca. 100 % im Vergleich zum Restbuchwert I zur Folge. Eine Abstimmung der Übernahmeprice auf die Grundlage der Wiederbeschaffungswerte statt der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten führt zu einer Erhöhung des Übernahmeprices um ca. 45 %.⁵²⁰

⁵¹⁸ Eine hier nicht dargestellte komparativ-statische Analyse belegt, daß ausschließlich eine Veräußerung zum tarifkalkulatorischen Restbuchwert den Strompreis nicht verteuert. Dieses Fallbeispiel zeigt, daß eine potentielle Veräußerung zu dem aus der technischen Nutzungsdauer abgeleiteten Sachzeitwert den Endkundentarif *ceteris paribus* um ca. 30 % erhöht.

⁵¹⁹ Vgl. Fn. 495.

⁵²⁰ Die Ergebnisse des dargestellten Beispielsfalls weichen zwar von diesen pauschalisierten Regeln ab, dies ist jedoch in der Altersstruktur begründet. Das durchschnittliche Alter des Anlagenbestandes ist deutlich höher als das der übrigen Fallbeispiele; vgl. Fn. 495.

Abbildung 14: Relative Unterschiede zwischen den verschiedenen Übernahme-
preisen bezogen auf den tarifkalkulatorischen Restbuchwert

zugrundeliegende Nutzungs- dauer zugrunde- liegende Ausgangsbasis	steuerlich zulässige Nutzungsdauer	betriebsübliche Nutzungsdauer	technische Nutzungsdauer	Entwicklung des Übernahmepreises
historische Anschaffungs- bzw. Herstellungswerte	Restbuchwert I ≅ RBW I x 100 %	Restbuchwert II ≅ RBW I x 155 %	Restbuchwert III ≅ RBW I x 200 %	
aktuelle Wiederbeschaf- fungswerte	Sachzeitwert I ≅ RBW I x 145 %	Sachzeitwert II ≅ RBW I x 225 %	Sachzeitwert EVU ≅ RBW I x 290 %	
Entwicklung des Übernahmepreises				

Eigene graphische Darstellung.

Diese Ergebnisse deuten zugleich an, welcher Anreiz für eine konzessionsvertragliche Vereinbarung des Sachzeitwertes als Übernahmepreis auf der Basis einer möglichst langen Nutzungsdauer für das abgebende EVU besteht. Gelingt es den EVU, ihre Forderungen durchzusetzen, erhalten sie über die „auskömmlichen“ reglementierten Gewinne hinaus weitere „super normal profits“, die in keiner Weise zu rechtfertigen sind und - im Fall einer Anerkennung durch die Preisaufsichtsbehörde als Basis der kalkulatorischen Kosten des übernehmenden EVU - sowohl dem energiewirtschaftlichen Ziel der Preisgünstigkeit als auch dem Postulat eines Doppelverrechnungsverbot entgegenstehen.

VII. Zusammenfassung und Ausblick

Im Anschluß an eine kurze Zusammenfassung (1.), wird ein Ausblick auf mögliche Maßnahmen zur differenzierten Regulierung des elektrizitätswirtschaftlichen Sektors gegeben (2.).

1. Zusammenfassung

Zur Beschreibung der Grundlagen des elektrizitätswirtschaftlichen Sektors werden neben dem ordnungspolitischen Gesetzesrahmen (Kap. II.1.) strukturelle Merkmale dargelegt. Hierbei interessieren sowohl die Konzentrationstendenzen als auch Daten zum Aufkommen und Verbrauch (Kap. II.2.). Diese Informationen dienen der Verdeutlichung der Besonderheiten des elektrizitätswirtschaftlichen Sektors. Die Analyse der Netzstruktur (Kap. II.3.) illustriert erstmals die Bedeutung, die potentielle Übernahmepreise im Rahmen eines Netzübergangs erlangen können. Zum Abschluß des ersten Kapitels wird das Tarifsystem transparent dargestellt sowie kritisch auf die Systematik der Tarifbildung eingegangen (Kap. II.4.). Durch die kostenorientierte statt einer kostenechten Tarifpreisbildung richten sich die allgemeinen Tarifpreise nicht ausschließlich nach volkswirtschaftlich effizienten Grenzkosten. Sie werden vielmehr aus Durchschnitts- und Grenzkosten bestimmt. Ein solcher Tarifpreis liefert aufgrund seiner Kostendegression nur geringe Anreize zur Energieeinsparung.

Im dritten Kapitel wird die Interessenstruktur der beteiligten Akteure genauer analysiert. Aus der Kennzeichnung der Interessen der EVU, ihrer Interessenvertreter (Kap. III.1.), der Konsumenten (Kap. III.2.) sowie der Entscheidungsträger des öffentlichen Sektors (Kap. III.3.) sind konfliktäre bzw. gleichgerichtete Interessenlagen herausgearbeitet worden. Das Ziel der preisgünstigen Elektrizitätsversorgung widerspricht der gewinnmaximierenden Zielsetzung der Versorgungsunternehmen. Infolge einer hohen Beteiligung des öffentlichen Sektors besitzt dieser angesichts der fiskalpolitischen Ziele gleichgerichtete Interessen mit den Versorgungsunternehmen. Die entwickelte Übersicht (Kap. III.4.) der beteiligten Akteure des elektrizitätswirtschaftlichen Sektors illustriert bestehende Zusammenhänge. Sie verdeutlicht zugleich potentielle Einflußmöglichkeiten der Akteure in der ausgeprägten, vielseitig verzahnten Interessenvertretungsstruktur der Elektrizitätswirtschaft.

Im Rahmen der Kostenanerkennung im Tarifpreisgenehmigungsverfahren (Kap. IV.) werden zunächst die konzeptionellen Vorgaben zur Realisierung der elektritätswirtschaftlichen Zielsetzungen analysiert (Kap. IV.1.). Aufgrund des primären Ziels der Versorgungssicherheit ist eine Konzeption der Tarifpreise resp. der zugrunde zu legenden Kalkulationsverfahren notwendig, die eine Reinvestitionsfähigkeit nach Ablauf der betriebsüblichen Nutzungsdauer der Anlagegüter gewährleistet. Daraufhin sind die konkreten standardisierten Verfahren der Kostenanerkennung aufgezeigt (Kap. IV.2.) sowie die in der Diskussion befindlichen Änderungen der Arbeitsanleitung untersucht worden (Kap. IV.3.). Mehrheitlich werden derzeit in der Bundesrepublik Deutschland im Rahmen der preisaufsichtlichen Kostenanerkennung die kürzeren, steuerlich zulässigen Nutzungsdauern verwendet; diese Inkongruenz zu den betriebsüblichen Nutzungsdauern ermöglicht den EVU einen schnelleren Kapitalrückfluß. Erste Ergebnisse, die kritisch eine mögliche Überalimentierung der EVU bei den gegenwärtig praktizierten Verfahren verdeutlichen, sind durch die Überprüfung der Reinvestitionsfähigkeit festgestellt worden (Kap. IV.4.). Aus den Ausführungen zu den Methoden der Tarifpreisgenehmigungen geht hervor, daß die Regulierungen des elektritätswirtschaftlichen Sektors zur Überalimentierung der EVU führen, verbunden mit negativen Wirkungen auf eine volkswirtschaftlich effiziente Allokation.

Das fünfte Kapitel wendet sich der potentiellen Netzübernahme nach Ablauf von Konzessionsverträge zu. Hierbei wird zu Beginn der Bezug zwischen Tarifpreisgenehmigung und Übernahmepreis hergestellt (Kap. V.1.). Nachfolgend sind verschiedene - in Konzessionsverträgen verwendete - Übernahmepreise aufgezeigt und diskutiert worden (Kap. V.2.1.). Infolge des Zusammenhanges zwischen den Tarifpreisgenehmigungsverfahren und der Bewertung von Anlagegütern kann ein Übernahmepreis, der auf den Zukunftserfolgswert zurückgreift, ausgeschlossen werden, da die Rückflüsse der Vergangenheit auch die Wertstellung elektritätswirtschaftlicher Anlagegüter bestimmen. Im weiteren Fortgang der Analyse ist demnach der Schwerpunkt auf einen - von der Elektrizitätswirtschaft geforderten - Sachzeitwert und einen alternativen Restbuchwert gelegt worden. Auf die in der Realität anzutreffenden Sonderprobleme bei einem Netzübergang wird ebenfalls eingegangen (Kap. V.2.2.). Aus den Ergebnissen zum Tarifpreisgenehmigungsverfahren und den Zusammenhängen mit den Bewertungsmöglichkeiten ist ein „angemessener“ Übernahmepreis abgeleitet worden (Kap. V.3.). Der einzige

Übernahmepreis, der den elektrizitätswirtschaftlichen Erfordernissen gerecht wird, ist ein Restbuchwert, der auf im Tarifpreisgenehmigungsverfahren verwendete Nutzungsdauern rekurriert.

Im empirischen Teil der vorliegenden Arbeit werden die zuvor gewonnenen theoretischen Erkenntnisse zum „angemessenen“ Übernahmepreis überprüft (Kap. VI.). Hierzu wird zunächst die Verfahrensweise der mehrheitlich angewandten Arbeitsanleitung mit Werten eines „Muster-EVU“ in ein theoretisches Simulationsmodell umgesetzt (Kap. VI.1.). Die Ergebnisse der Simulation veranschaulichen die Renditemöglichkeiten der EVU nach der geltenden Arbeitsanleitung (Kap. VI.2.). Die Evidenz der Ergebnisse werden abschließend anhand einer praktischen Beispielsrechnung über eine vorliegende Netzübernahme aufgezeigt (Kap. VI.3.) und zusammengefaßt dargestellt (Kap. VI.4.).

2. Ausblick

Die bestehenden Regulierungen des gesamten Versorgungssektors werden in der Literatur kritisiert. Regulierungen sind nur dann erforderlich,⁵²¹ wenn ein natürliches Monopol vorliegt. Die natürliche Monopoleigenschaft in der Elektrizitätswirtschaft trifft ausschließlich auf das Verteilungsnetz zu, da nur die Elektrizitätsverteilung durch langfristig sinkende Durchschnittskosten und durch Leitungsgebundenheit gekennzeichnet ist.⁵²² Der Produktions- und Absatzsektor der Elektrizitätswirtschaft besitzt keinen natürlichen Monopolcharakter, demnach ist aus wettbewerbspolitischer Sicht in diesem Bereich eine Lockerung der staatlichen Regulierung zu fordern. Hierbei weist jedoch sowohl übermäßiger Interventionismus als auch ein Politikansatz des *Laissez faire* Mängel hinsichtlich einer effizienten Lösung auf.⁵²³

Selbst im Fall eines vorliegenden natürlichen Monopols sehen einige Autoren die allokativen Verzerrungen aus der Monopolstellung der Unternehmen geringer an als die negativen Konsequenzen einer staatlichen Regulierung.⁵²⁴ Insofern wäre eine staatliche Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch ordnungspoliti-

⁵²¹ Vgl. Blankart, C.B./Knieps, G. (1992), S. 75.

⁵²² Vgl. Vogelsang, I. (1982), S. 67.

⁵²³ Vgl. Blankart, C. B./Knieps, G. (1992), S. 84.

⁵²⁴ Vgl. Krakowski, M. (1985), S. 408.

sche Maßnahmen ausreichend. Der Staatseingriff sollte jedoch auf das Mindestmaß beschränkt bleiben.

In der gegenwärtigen Situation erzielt die Stromwirtschaft auf allen Stufen „auskömmliche Preise“,⁵²⁵ wodurch die übernommenen Aufgaben - Versorgungssicherheit resp. Daseinsvorsorge - bei weitem übererfüllt werden können. Begründet ist die „auskömmliche“ Situation der EVU in den Regulierungen der Tarifpreisgenehmigungsverfahren. Die zunehmende Ausweitung dieser Verfahren auf die kommunale Kalkulation von Wasser-, Abwasser- und Müllgebühren ist mittlerweile vom OVG Münster in einem beachtenswerten Urteil als unzulässig verworfen worden.⁵²⁶ Aus o.g. Gründen wäre eine Weiterführung der - mit der LSP begonnenen - Reformierung der standardisierten Kalkulationsverfahren wünschenswert. Dies könnte zugleich mit einer stärkeren Wettbewerbsorientierung um die temporären Versorgungsmonopole verwirklicht werden.

Vorschläge zur stärkeren Wettbewerbsorientierung in der Elektrizitätsproduktion wurden in den USA verwirklicht. Für den Zubau neuer Kapazitäten findet in einigen Staaten der USA bereits ein Auktionsverfahren Anwendung.⁵²⁷ Ein neuer potentieller Anbieter reicht Angebote über geplante Kapazitäten und Kosten einer bestimmten Produktionsmenge ein; der kostengünstigste Anbieter kommt dann zum Zuge. Die Auktionen werden jeweils zu bestimmten festgelegten Terminen durchgeführt.

Weitere Erfahrungen mit einer stärkeren Wettbewerbsorientierung wurden durch die Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft in Großbritannien realisiert. Die bestehende Integration von Produktion, Transport und Absatz wurde aufgebrochen; Ziel war es, in der Produktions- bzw. Lieferungsstufe einen Wettbewerb zu ermöglichen. Das Verbundnetz ist einer zentralen Netzgesellschaft übertragen worden, die wiederum Produzenten und regionale Verteiler unter Vertrag nimmt.⁵²⁸ Der Wettbewerb in der Produktionsstufe wird durch einen sog. „Pool“ erreicht; die Pro-

⁵²⁵ Vgl. Weber, W. (1989), S. 20.

⁵²⁶ So dürfen die kalkulatorischen Zinsen nicht auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten ermittelt werden. Auch ein Wiederaufleben von abgeschriebenen Anlagegütern wurde für unzulässig erklärt (Urteil, OVG Münster Az. 9 A 1248/92). Vgl. FAZ vom 08.08.1994, S. 4. Ostholthoff analysiert die Praxis der Berechnung kalkulatorischer Kosten im Abwassersektor unter betriebs- und finanzwirtschaftlichen Aspekten genauer; vgl. Ostholthoff, K. H. (1993).

⁵²⁷ Vgl. Bolle, F. (1990), S. 253 ff.

⁵²⁸ Vgl. Lammers, G./Pfaffenberger, W. (1990), S. 33.

duzenten informieren die Poolverwaltung täglich darüber, „welche Kraftwerke zur Verfügung stehen und welche Leistung sie zu welchem Preis anbieten“.⁵²⁹ Dieser Pool koordiniert demnach - in Form eines Spotmarktes - zentral Angebot und Nachfrage auf dem Elektrizitätsmarkt.⁵³⁰ Die Preisbildung erfolgt auf der Basis eines Grenzkosten- und Kapazitätsvorhaltungspreises. Dem Staat verbleibt eine Einflußmöglichkeit durch eine neue eigenständige Aufsichtsbehörde, der die Lizenzerteilung und eine Preis- bzw. Lizenzüberwachung obliegt.⁵³¹ Anfänglich wurde die Umstrukturierung noch sehr kritisch bewertet;⁵³² gegenwärtig - vier Jahre nach der Umstrukturierung - liegen jedoch durchaus positive Erfahrungen mit dem liberalisierten Elektrizitätsmarkt vor.⁵³³

In der Bundesrepublik Deutschland empfahl die Monopolkommission schon in den 70er Jahren im ersten Hauptgutachten eine Verstärkung des Wettbewerbs. Sie schlug beispielsweise vor, „die Versorgungsgebiete der Gemeinden auszuschreiben“⁵³⁴ und damit den Wettbewerb um Versorgungsgebiete zu stärken. Des Weiteren wurde die Einführung von umfassenden Durchleitungsrechten i.V.m. entsprechenden Entgelten empfohlen. Auch das Bundeskartellamt versucht derzeit, die Gebietsmonopole zu lockern; die Kartellbehörde ficht modellhaft den Konzessionsvertrag zwischen dem Stromkonzern RWE und der Stadt Kleve an.⁵³⁵ Gegenwärtig zeichnet sich zudem ab, daß im Rahmen der wirtschaftlichen Harmonisierung in der Europäischen Union die Brüsseler Kartellbehörde die tradierten Monopolsituationen auf den Energiemärkten aufbrechen will.⁵³⁶

Zukünftig könnte demnach ein Wettbewerb in der Elektrizitätsversorgung durch staatliche Regulierungsänderungen eine „rationelle Betriebsführung“ der EVU induzieren und, verbunden mit den Regulierungsänderungen, zugleich eine wünschenswerte einheitliche Vorgehensweise im Rahmen der Tarifpreisgenehmigung schaffen.

⁵²⁹ Bartels, R./Cohen, R./Hoehn, T. (1991), S: 31.

⁵³⁰ Vgl. Kumkar. L. (1994), S. 97.

⁵³¹ Vgl. Kumkar. L. (1994), S. 100.

⁵³² Vgl. Lammers, G./Pfaffenberger, W. (1990), S. 36.

⁵³³ Vgl. Kumkar. L. (1994), S. 111; vgl. auch FAZ vom 23.03.1994, S. 17.

⁵³⁴ Monopolkommission (1976), S. 417 ff.

⁵³⁵ Vgl. FAZ, vom 18.01.1994, S. 12.

⁵³⁶ Vgl. Gröner, H. (1989), S. 25; vgl. auch FAZ, vom 23.03.1994, S. 17.

Anhang 1: Formelsammlung

Altersstruktur:

- | | | | |
|------------------------------------|-------------|---|-------------------|
| (1) Nutzungsdauer (steuerliche) | n_1 | = | 30 Jahre |
| (2) Nutzungsdauer (betriebsüblich) | n_2 | = | 40 Jahre |
| (3) Lebensdauerverhältnis I | $LV_t(n_1)$ | = | $(n_1 - t) / n_1$ |
| (4) Lebensdauerverhältnis II | $LV_t(n_2)$ | = | $(n_2 - t) / n_2$ |

Restbuchwert, Wiederbeschaffungswert, Sachzeitwert:

- | | | | |
|------------------------------------|-------------|---|--|
| (5) Tarifikalk. Restbuchwert n_1 | $RBW_t n_1$ | = | $RBW_{t-1} n_1 - RBW_0 * (1/n_1)$ |
| (6) Kalk. Restbuchwert n_2 | $RBW_t n_2$ | = | $RBW_{t-1} n_2 - RBW_0 * (1/n_2)$ |
| (7) Wiederbeschaffungswert | WBW_t | = | $RBW_0 * (1 + i_{\text{Anlagenpreisindex}})^t$ |
| (8) Tarifikalk. Sachzeitwert | $SZW_t n_1$ | = | $WBW_t * LV_t(n_1)$ |
| (9) Kalk. Sachzeitwert | $SZW_t n_2$ | = | $WBW_t * LV_t(n_2)$ |

Kapitalstruktur:

- | | | | |
|-------------------------------|-----------|---|------------------------------------|
| (10) Eigenkapital in $t = 0$ | $EK I_t$ | = | EK_0 |
| (11) Eigenkapital | $EK II_0$ | = | $EK_0 + TH_t$ |
| | $EK II_t$ | = | $EK II_{t-1} + TH_t$ |
| (12) Fremdkapital | FK_0 | = | $RBW_0 * FK\text{-Anteil}$ |
| | FK_t | = | $FK_{t-1} - FKT_t$ |
| (13) Baukostenzuschüsse (BKZ) | BKZ_0 | = | $RBW_0 * BKZ\text{-Anteil}$ |
| | BKZ_t | = | $BKZ_{t-1} - (BKZ_0 * 1/20)$ |
| (14) Fremdkapitaltilgung | FKT_t | = | $FK_0 * (1/n_1)$ |
| (15) Fremdkapitalzinsen | FKZ_t | = | $FK_{t-1} * i_{FK\text{-Zinsfuß}}$ |
| (16) Eigenkapitalquote | EKQ_t | = | $EK II_t / RBW_t$ |
| | | | (für $EKQ_t \leq 1$) |
| | | = | 1 |
| | | | (für $EKQ_t > 1$) |

Kapitalstruktur-Kontrollvariablen:

- | | | | |
|-----------------------------------|-----------|---|---------------------|
| (17) Nettosubstanzerhaltung (NSE) | NSE_t | = | $WBW_t * EKQ_0$ |
| (18) NSE-Kontrollvariable | $NSEKV_t$ | = | $EK II_t - NSE_t$ |
| (19) Soll-Thesaurierung | STH_0 | = | $NSE_0 - EK_0 I$ |
| | STH_t | = | $NSE_t - NSE_{t-1}$ |
| (20) Thesaurierungs-Kontrollvar. | S_t | = | $TH_t - STH_t$ |
| | mit | | $\sum_0^n S_t = 0$ |

Kalkulatorische Kosten:

- (21) Abschreibung eigenfin. Anlagev. $D(EK_t) = WBW_t * EKQ_{t-1} * (1/n_1)$
 (22) Abschreibung fremdfin. Anlagev. $D(FK_t) = RBW_0 * (1 - EKQ_{t-1}) * (1/n_1)$
 (23) Kalkulatorische Zinsen $KZ I_t = [(EK II_{t-2} + EK II_{t-1}) / 2 + (FK_{t-1} + FK_t) / 2] * i_{\text{kalk. Zinsfuß}}$
 (24) Kalkulatorische Kosten $KK_t = D(EK_t) + D(FK_t) + KZ I_t$

Periodenüberschuß, Steuern, Ausschüttung, Thesaurierung:

- (25) Periodenüberschuß $PÜ I_t = D(EK_t) + D(FK_t) - RBW_0 * (1/n_1) + KZ I_t - FKZ_t$
 (26) Körperschaftsteuer auf einbeh. PÜ $KSt I_t = PÜ I_t * k_1$
 (27) Potentielle Thes./Ausschütt. $PÜ II_t = PÜ I_t - KSt I_t$
 (28) Ausschüttungssatz mit $i = 1, 2$ $AS_i = \text{variabel}$
 (29) Ausschüttungsbetrag bei k_1 $ASB I_t = PÜ II_t * AS_i$
 (30) Körperschaftsteuer-Minderung $KSt II_t = PÜ I_t * (k_1 - k_2) * AS_i$
 (31) Ausschüttungsbetrag bei k_2 $ASB II_t = ASB I_t + KSt II_t$
 (32) Körperschaftsteuerzahlung $KSt III_t = KSt I_t - KSt II_t$
 (33) Thesaurierung $TH_t = PÜ I_t - ASB I_t - KSt III_t$

Übernahmepreise:

- (34) Übernahmepreis I $ÜNP I = RBW I_t = RBW_0 * LV_t(n_1) - BKZ_t$
 (35) Übernahmepreis II $ÜNP II = RBW II_t = RBW_0 * LV_t(n_2) - BKZ_t$
 (36) Übernahmepreis III $ÜNP III = SZW I_t = WBW_t * LV_t(n_1) - BKZ_t$
 (37) Übernahmepreis IV $ÜNP IV = SZW II_t = WBW_t * LV_t(n_2) - BKZ_t$

Tarifiermittlung:

- (38) Kalk. Abschreibungen $D_t = D(EK_t) + D(FK_t)$
 (39) Kalk. Zinsen $KZ II_t = (RBW_{t-1}(n_1) + RBW_t(n_1)) / 2 * i_{\text{kalk. Zinsfuß}}$
 (40) Strombezug $SB_t = m_0 * (1 + i_{\text{Absatzsteigerung}})^t$
 (41) Strombezugspreis $SP_t = p_0 * (1 + i_{\text{Bezugspreissteigerung}})^t$
 (42) Aufwandsgleiche Kosten $AGK_t = BK_t + PK_t + KA_t$
 (43) Strombezugskosten $BK_t = SB_t * SP_t$
 (44) Personalkosten $PK_t = PK_0 * (1 + i_{\text{Pers.kostensteigerung}})^t$
 (45) Konzessionsabgabe $KA_t = SB_t * KA_0$
 (46) Gesamtkosten $GK I_t = AGK_t + D_t + KZ II_t$
 (47) Gesamtkosten abzügl. BKZ $GK II_t = GK I_t - (BKZ_{t-1} - BKZ_t)$

XII

(48) Strompreis pro kWh	$EKP I_t = GK II_t / (SB_t * 0,98)$ [Netzverlust 2%]
(49) Fiktive Verzinsung der BKZ	$BKZ_{Zins t} = BKZ_t * i_{FK-Zinsfuß}$
(50) Gesamtkosten	$GK III_t = GK II_t + BKZ_t * i_{FK-Zinsfuß}$
(51) Strompreis inklusive $BKZ_{Zins t}$	$EKP II_t = (GK III_t + BKZ_{Zins t}) / (SB_t * 0,98)$

Renditen vor Steuern

(52) EK-Rendite nominal v. St.	$EKR_{nom.(v. St.)} = PÜ I_t / EK I_0$
(53) EK-Rendite real v. St.	$EKR_{real (v. St.)} = PÜ I_t / EK II_t$

Renditen nach Steuern:

(54) EK-Rendite nominal n. St.	$EKR_{nom.(n. St.)} = (PÜ I_t - KSt III_t) / EK I_0$
(55) EK-Rendite real n. St.	$EKR_{real (n. St.)} = (PÜ I_t - KSt III_t) / EK II_t$

Netto-Dividende:

(56) Netto-Dividende nominal	$ND_{nominal} = ASB II_t / EK I_0$
(57) Netto-Dividende real	$ND_{real} = ASB II_t / EK II_t$

XIII

Anhang 2: Preisindizes

Tabelle 14: Preissteigerungsraten ausgewählter Bereiche und allgemeiner gewichteter Preissteigerungsindex der Elektrizitätswirtschaft

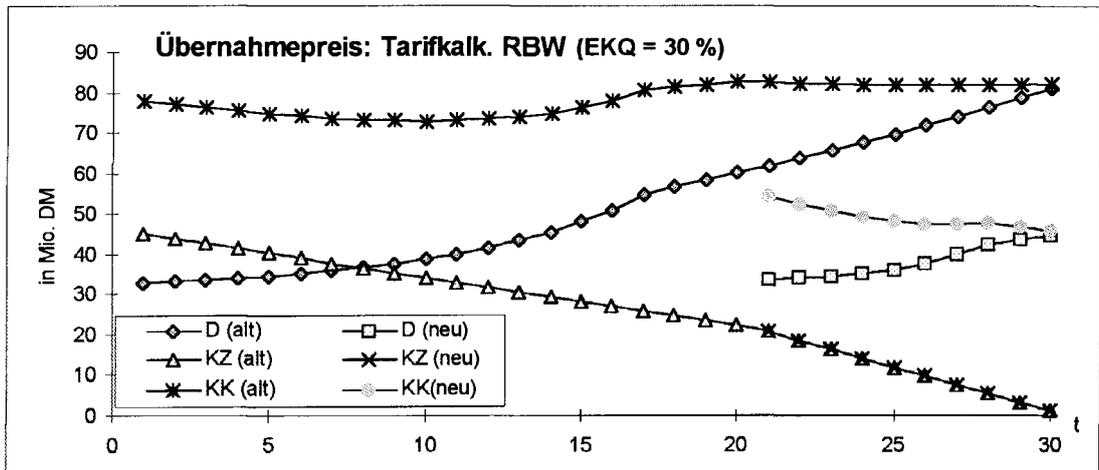
Jahre	Material		Tariflöhne und Gehälter		Duchschnittliche Preissteigerung
	Kabel	Transformatoren	Neubau Straßenbau	Energiewirtschaft und Wasserversorgung	
1959	1,83 %	-1,70 %	5,84 %	..	
1960	0,57 %	3,13 %	4,69 %	..	
1961	-5,46 %	3,87 %	5,04 %	8,59 %	
1962	-0,50 %	0,70 %	6,72 %	8,34 %	
1963	-1,10 %	-0,60 %	3,80 %	6,80 %	
1964	13,75 %	-0,30 %	-0,87 %	4,87 %	
1965	11,38 %	-0,10 %	-5,25 %	8,84 %	
1966	10,06 %	0,00 %	-1,23 %	6,81 %	
1967	-11,31 %	-2,63 %	-4,67 %	3,92 %	
1968	0,74 %	0,00 %	4,79 %	4,29 %	
1969	4,46 %	-8,61 %	4,47 %	10,63 %	
1970	2,10 %	9,99 %	15,02 %	13,65 %	
1971	-10,00 %	4,40 %	7,90 %	18,55 %	
1972	-1,78 %	0,29 %	1,30 %	15,65 %	
1973	6,22 %	0,00 %	3,20 %	13,42 %	
1974	5,64 %	-1,53 %	9,57 %	13,05 %	
1975	-10,18 %	9,12 %	2,35 %	9,78 %	
1976	-2,40 %	-5,60 %	-1,60 %	4,56 %	
1977	2,46 %	5,93 %	1,63 %	5,90 %	
1978	-1,70 %	3,80 %	2,70 %	5,19 %	
1979	-1,02 %	1,93 %	6,52 %	4,31 %	
1980	7,71 %	3,88 %	10,42 %	5,85 %	
1981	4,40 %	3,60 %	2,60 %	4,40 %	
1982	2,30 %	5,41 %	-2,24 %	3,93 %	
1983	5,81 %	2,56 %	-0,80 %	3,69 %	
1984	3,01 %	-1,88 %	1,31 %	1,78 %	
1985	2,49 %	-0,36 %	1,79 %	3,49 %	
1986	-4,50 %	2,60 %	2,10 %	3,70 %	
1987	0,73 %	1,07 %	1,08 %	3,76 %	
1988	7,17 %	0,77 %	1,07 %	2,42 %	
1989	3,10 %	1,53 %	2,21 %	3,81 %	
1990	-6,77 %	2,73 %	6,19 %	5,94 %	
1991	-2,12 %	3,76 %	6,89 %	6,11 %	
1992	-3,20 %	3,01 %	5,54 %	3,97 %	

Gewichtete Indizes:	Material		Tariflöhne und Gehälter		Duchschnittliche Preissteigerung
	Kabel	Transformatoren	Neubau Straßenbau	Energiewirtschaft und Wasserversorgung	
Gewichte:	0,2	0,2	0,3	0,3	1,0
1958 - 1992	0,0016585	0,0028606	0,0094647	0,0191610	3,31 %
1962 - 1992	0,0021318	0,0028479	0,0085103	0,0200680	3,36 %
1967 - 1992	0,0009364	0,0037208	0,0113047	0,0203425	3,63 %
1972 - 1992	0,0016901	0,0041396	0,0092182	0,0162301	3,13 %
1977 - 1992	0,0021503	0,0045561	0,0093249	0,0124486	2,85 %
1982 - 1992	0,0009572	0,0031336	0,0081236	0,0115755	2,38 %
1984 - 1992	- 0,0009560	0,0037618	0,0099959	0,0124293	2,52 %
1987 - 1992	- 0,0009656	0,0047102	0,0130571	0,0133178	3,01 %
1989 - 1992	- 0,0081004	0,0063321	0,0186147	0,0160019	3,28 %

Quelle: Statistisches Bundesamt (1968), S. 424 f., 442, 466; Statistisches Bundesamt (1972), S. 416 f., 450, 481; Statistisches Bundesamt (1976), S. 445 f., 451, 485; Statistisches Bundesamt (1981), S. 474, 492 f., 497; Statistisches Bundesamt (1987), S. 497, 510 f., 515; Statistisches Bundesamt (1993), S. 628, 644 f., 649; eigene Berechnungen.

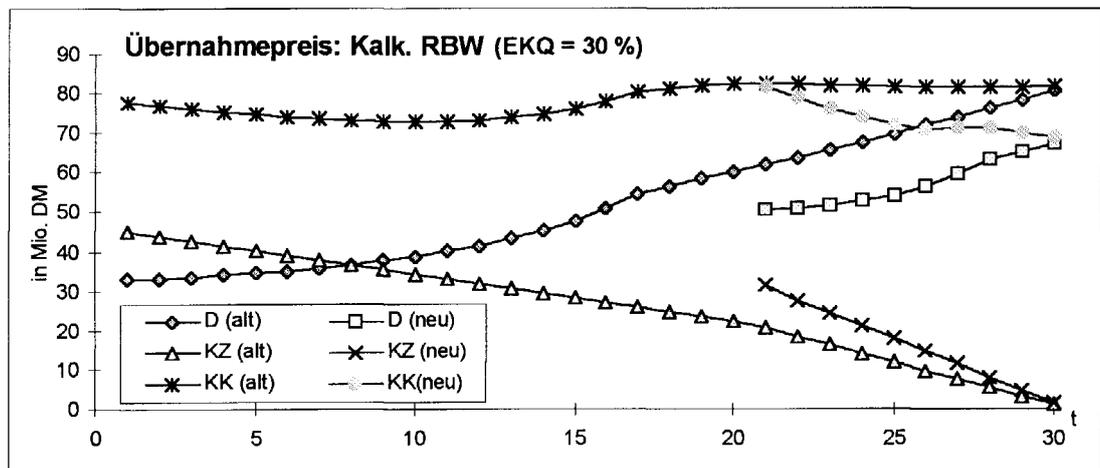
Anhang 3: Kalkulatorische Einzelkostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei unterschiedlichen Übernahmepreisen

Abbildung 15a: Kalkulatorische Kostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei tarifkalkulatorischem Restbuchwert und einem relativen Eigenkapital von 30 % in $t = 0$



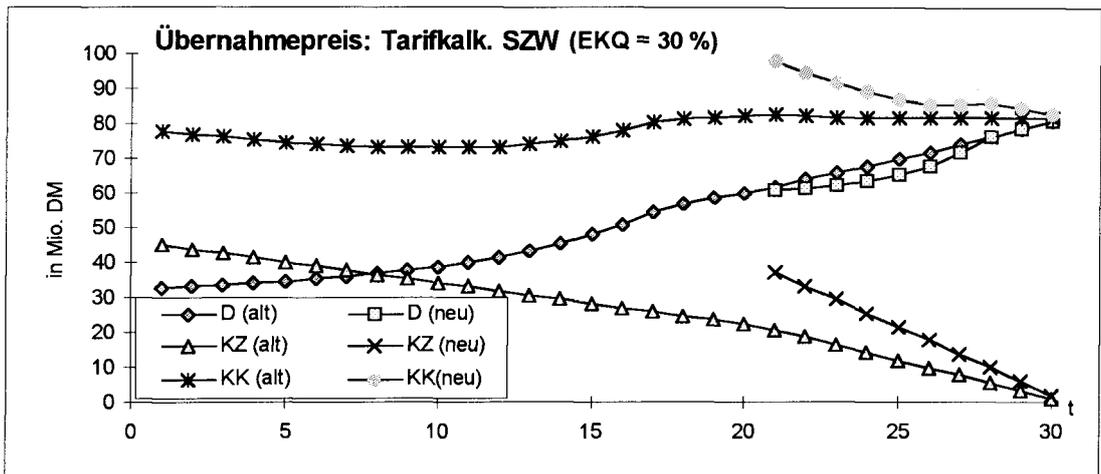
Eigene Berechnungen.

Abbildung 15b: Kalkulatorische Kostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei kalkulatorischem Restbuchwert und einem relativen Eigenkapital von 30 % in $t = 0$



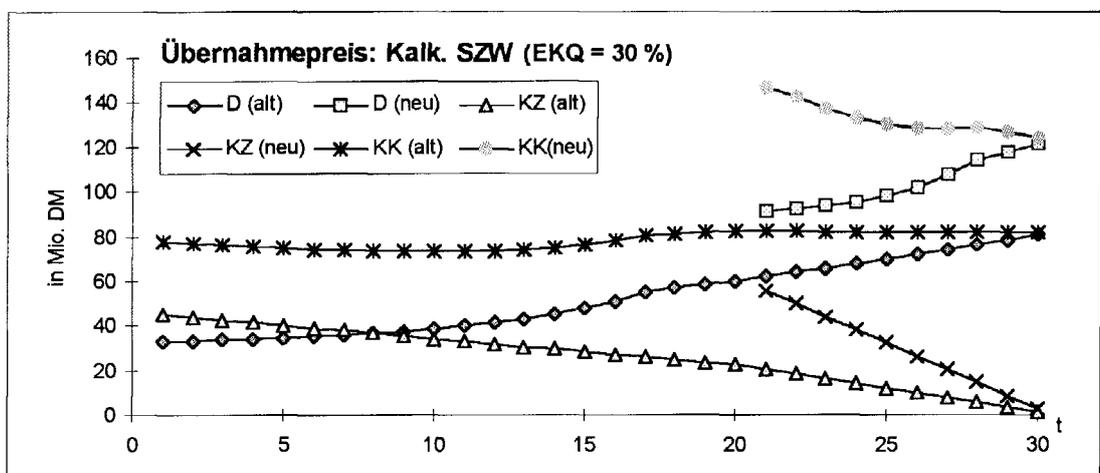
Eigene Berechnungen.

Abbildung 15c: Kalkulatorische Kostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei tarifkalkulatorischem Sachzeitwert und einem relativen Eigenkapital von 30 % in $t = 0$



Eigene Berechnungen.

Abbildung 15d: Kalkulatorische Kostenelemente des veräußernden bzw. aufnehmenden EVU bei kalkulatorischem Sachzeitwert und einem relativen Eigenkapital von 30 % in $t = 0$



Eigene Berechnungen.

Literaturverzeichnis:

- Aberle, Gerd (1992): Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, 2. Aufl., Stuttgart 1992.
- Apfelstedt, Gert (1991): Die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der kommunalen Energiepolitik, in: Leonhardt, Willy/ Klopffleisch, Rheinhard/Jochum, Gerhard (Hrsg.): Kommunales Energie-Handbuch, 2. Aufl., Karlsruhe 1991.
- Arbeitsanleitung Nordrhein-Westfalen (1991): Arbeitshilfe für die Bearbeitung des NRW-Erhebungsbogens zur Beurteilung der Notwendigkeit von Tarifänderungen bei Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Düsseldorf 1991.
- Arbeitsanleitung Rheinland-Pfalz (1992): Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung in der Stromversorgung, Mainz 1992.
- Arbeitsgruppe Endschaftsbestimmungen (AGE) (1992): Bericht der Arbeitsgruppe Endschaftsbestimmungen in Konzessionsverträgen gemäß § 103 Abs. 1 Nr. 2 GWB für den Arbeitsausschuß Versorgungswirtschaft der Kartellbehörden des Bundes und der Länder; Stand 05.10.1992.
- ARE e.V./DVG e.V. (1993): Stellungnahme der Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen ARE e.V. Hannover und der Deutschen Verbundgesellschaft DVG e.V. Heidelberg: „zum Ergebnis der Erörterung der Endschaftsbestimmungen in Konzessionsverträgen der Kartellbehörden des Bundes und der Länder am 22/23.10.1992 in Wiesbaden“ vom 31.03.1993, in: RdE 1993, S. 208 ff.
- ARE e.V. (1987): Sachaussagen zum Wechsel in der Versorgungszuständigkeit, Hannover 1987.
- ARE e.V. (1994): Regionale Energieversorgung 1992/1993 - Tätigkeitsbericht, Hannover 1994.
- Badura, Peter/Kern, Werner (1983): Maßstab und Grenzen der Preisaufsicht nach § 12a der Bundestarifordnung Elektrizität aus rechtlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht, Hamburg 1983.
- Bartels, Robert/Cohen, Robin/Hoehn, Thomas (1991): Das neue Elektrizitätssystem in Großbritannien: Erste Erfahrungen und Perspektiven, in: ZfE 1/91, S. 27 - 36.
- Baumol, William J./Panzar, John J./Willig, Robert D. (1982): Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, New York 1982.
- Blankart, Charles Beat (1980): Ökonomie der öffentlichen Unternehmen - Eine institutionelle Analyse der Staatswirtschaft, München 1980.
- Blankart, Charles Beat/Knieps, Günther (1992): Netzökonomik, in: Jahrbuch für neue politische Ökonomie, S. 73 - 87.

XVII

- Böke, Ernst/Heller, Wolfgang (1991): Die Reform des Energiewirtschaftsgesetzes aus industrieller Sicht, in: ZfE 4/91, S. 267 - 272.
- Bolle, Friedel (1990): Wettbewerb in der Elektrizitätsproduktion - Die amerikanischen PURPA-Auktionen, in: ZfE 4/1990, S. 253 - 265.
- Bolle, Friedel (1994): Wettbewerb in der kommunalen Stromversorgung, in: ZfE 2/93, S. 172 - 179.
- Bolte, Herbert/Günther, Andreas (1990): Zwölf wichtige Fragen zur Übernahme von Stromversorgungsanlagen durch Gemeinden, in: Bayerischer kommunaler Prüfungsverband - Geschäftsbericht 1990, S. 120 - 133.
- Bönner, Udo (1992): Die Kalkulation administrierter Preise unter dem Aspekt der Substanzerhaltung, Kostendeckende Erlöse der EVU im Rahmen der Tarifgenehmigung, in: ZfE 4/92, S. 229 - 258.
- Braun, Dieter (1988): Rechtsfragen beim Wechsel in der Versorgungszuständigkeit, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 6/1988, S. 472 - 493.
- Buchanan, James M./Tollison, Robert D./Tullock, Gordon (1980) (Hrsg.): Toward a Theory of the Rent-Seeking Society, Texas College Station 1980.
- Budde, Hans-Jürgen (1994): Verbesserung der Standortbedingungen in Deutschland und Europa durch Einführung von Wettbewerb auf den Strom- und Gasmärkten, in: VIK 2/1994, S. 54 - 59.
- Büdenbender, Ulrich (1989): Kartellrechtliche Beurteilung von Personalübernahmeverpflichtungen in Konzessionsverträgen, in: Recht 1989 Nr.10, S. 262 - 265.
- Bund-Länder-Ausschuß „Energiepreise“ (1993): Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung in der Stromversorgung (nach dem Erhebungsbogen K) in der Fassung vom 10.10.1983 und nach dem Stand der Beratungen der Arbeitsgruppe „Betriebswirtschaftliche Fragen der BTO Elt“, 20.01.1993.
- Bund-Länder-Ausschuß „Energiepreise“ (1993): Begründung zur Änderung der Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung in der Stromversorgung (nach dem Stand der Beratungen des Bearbeitungsstandes: 08.04.1993).
- Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.) (1991): Körperschaftsteuer-Richtlinien, Nr. 100 00 des Systematischen Verzeichnisses der Wirtschaftszweige, AfA-Tabelle, Energie- und Wasserversorgung, Bonn 2/1991.
- Bundesministerium für Wirtschaft (1994): Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1992 - Elektrizitätsstatistik -, Frankfurt am Main 1994.

XVIII

- Bundesratsdrucksache 686/91: Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV), vom 08.11.1991.
- Bundestagsdrucksache 8/3690: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen, vom 12.02.1980.
- Busse von Colbe, Walther (1987): Tarifierhebung im Strompreisgenehmigungsverfahren, Gutachten - Isar-Ampere-Werke, Bochum 1987.
- Busse von Colbe, Walther (1989): Netto-Substanzerhaltung als integratives Konzept für Bilanzierung und Kostenrechnung - Dargestellt am Beispiel administrierter Preise auf Kostenbasis, in: Delfmann: Der Integrationsgedanke der Betriebswirtschaftslehre, Festschrift für Helmut Koch, Wiesbaden 1989, S. 74 - 85.
- Busse von Colbe, Walther (1990): Kalkulatorische Abschreibung und Substanzerhaltung - zu den jüngsten Änderungen der LSP, in: Steffen, R./Wartmann, R. (Hrsg.): Kosten und Erlöse, Festschrift für Gert Laßmann, Stuttgart 1990, S. 299 - 314.
- Busse von Colbe, Walther (1991): „Bewertung von Leitungsnetzen bei der Beendigung von Konzessionsverträgen“ - Zusammenfassung anlässlich der 20. Jahrestagung des Instituts für Energierecht Universität Köln 11/1991.
- Busse von Colbe, Walther (1994): Bewertung von örtlichen Stromversorgungsanlagen bei einem Wechsel der Versorgungszuständigkeit, Stuttgart 1994.
- Decker, Heinrich (1991): „Verursacherprinzip“ abgeschmettert - Tauziehen um Entflechtungskosten bei Übernahme von Verteilanlagen, in: ZfK 8/1991, S. 11.
- Demmler, Horst (1992): Grundlagen der Mikroökonomie, München 1992.
- Deutsche Bundesbank (Hrsg.) (1994): Monatsbericht der Deutschen Bundesbank, Heft Nr. 8, Frankfurt am Main 1994.
- Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) (1993a): DVG-Jahresbericht 1992, Heidelberg 1993.
- Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) (1993b): Die Stromversorgung in Deutschland, Heidelberg 1993.
- Die Zeit Nr. 27: „Gespenster der Inflation“, vom 01.07.1994, S. 23.
- Düngen, Helmut (1984): Subventionen in der deutschen Energiewirtschaft von 1979 bis 1984, in: ZfE 4/1984, S. 262 - 268.
- Ebisch, Hellmuth/Gottschalk, Joachim (1987): Preise und Preisprüfungen bei öffentlichen Aufträgen - Einschließlich Bauaufträge - Kommentar, 5. Aufl., München 1987.

- Elschen, Rainer (1991): Gegenstand und Anwendungsmöglichkeiten der Agency-Theorie, in: ZfbF 1991, S. 1002 - 1012.
- FAZ: Auch die Brüsseler Kartellbehörde will Energiemonopole aufbrechen, vom 23.03.1994, S. 17.
- FAZ: Das Bundeskartellamt läßt nicht locker - Gebietsmonopole der Energiewirtschaft sollen gebrochen werden, vom 18.01.1994, S. 12.
- FAZ: Oberverwaltungsgericht in Münster rügt überhöhte Abwassergebühren, vom 08.08.1994, S. 4.
- FAZ: Preussenelektra erwartet dauerhaft ruhigere Stromnachfrage, vom 14.04.1994, S. 20.
- FAZ: Rezession dämpft den Energieverbrauch, vom 02.03.1994, S. 16.
- Gisbier, Helmut (1984): Unternehmenserhaltung bei Geldentwertung - Ein Beitrag zur Berücksichtigung der Substanzerhaltung in der externen Rechnungslegung der Unternehmen, Frankfurt am Main 1984.
- Gröner, Helmut (1975): Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden 1975.
- Gröner, Helmut (1989): Überlegungen zum Fortbestand geschlossener Versorgungsgebiete in einem EG-Binnermarkt für Elektrizität, in: ZfE 1/89, S. 22 - 174.
- Hamann, Dirk Walter (1991): Die kartellrechtliche Zulässigkeit sog. Endschaftsklauseln unter besonderer Berücksichtigung stromwirtschaftlicher Konzessionsverträge, Münster 1991.
- Hennicke, Peter/Johnson, Jeffrey P./Kohler, Stephan/Seifried, Dieter (1985): Die Energiewende ist möglich, Freiburg 1985.
- Herlitz, Rainer (1992): Anschaffungswert oder Tagesneuwert als Grundlage des gesetzlichen Mindestkaufpreises bei Netzübernahmen durch Gemeinden nach Ablauf von Konzessionsverträgen?, in: Versorgungswirtschaft 4/1992, S. 77 - 81.
- Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten (HMU): Anträge auf Genehmigung neuer bzw. Verlängerung geltender Tarife für elektrische Energie nach § 12 BTO Elt: Erhebungsbogen K; Erhebungsbogen SB; Erhebungsbogen SE; Erhebungsbogen SA / EV; Erhebungsbogen KA; Erhebungsbogen KAb; Erhebungsbogen KZi; Erhebungsbogen Ü, Wiesbaden 07.08.1992.
- HFA, Hauptfachausschuß des Instituts der Wirtschaftsprüfer (1975): Stellungnahme HFA 2/1975: Zur Berücksichtigung der Substanzerhaltung bei der Ermittlung des Jahresergebnisses, in: Die Wirtschaftsprüfung 1975, S. 614 - 618.

- HFA, Hauptfachausschuß des Instituts der Wirtschaftsprüfer (1983): Stellungnahme HFA 2/1983: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen, in: Die Wirtschaftsprüfung 1983, S. 468 ff.
- Hoven, Ingolf/Schulz, Walter (1988): Kostenorientierte Stromtarife, in: ZfE 4/1988, S. 221 - 239.
- Hubig, Klaus (1990): Grundsätze einer kostenorientierten Preisbildung für Versorgungsgebiete, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 4/1990, S. 215 - 219.
- Hubig, Klaus (1993): Grundsätze der Preisbildung für übergehende Versorgungsanlagen, in: FORUM Institut für Management: 2. Fachkonferenz, Wechsel der Versorgungszuständigkeit in der Elektrizitätswirtschaft, Berlin 1990.
- Hubig, Klaus (1994a): Anmerkungen zur Diskussion über die Darstellung der Kosten- und Erlöslage von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, in: FORUM Institut für Management: Kolloquium über „Tarifgenehmigung und Preisaufsicht in der Energiewirtschaft“, Bergisch-Gladbach 1994.
- Hubig, Klaus (1994b): Grundsätze der Netzbewertung und -entflechtung, in: FORUM Institut für Management: 3. Fachkonferenz, Wechsel der Versorgungszuständigkeit in der Elektrizitätswirtschaft, Berlin 1994.
- Hüffer, Uwe/Tettinger, Peter J. (1990): Konzessionsvertrag, Endschaftsklausel und Übernahmepreis - Eine Fallstudie zur Stromversorgung Dortmund, Bochum 1990.
- Hüffer, Uwe/Tettinger, Peter J. (1992): Rechtsfragen beim Versorgerwechsel nach Ablauf von Konzessionsverträgen, Bochum 1992.
- Jacobs, Otto/Schreiber, Ulrich (1979): Betriebliche Kapital- und Substanzerhaltung in Zeiten steigender Preise, Stuttgart 1979.
- Jüngst, Rainer (1990): Zum Verhältnis von Kartell- und Preisaufsicht in der Elektrizitätsversorgung, in: ZfE 2/1990, S. 150 - 153.
- Kammerl, Alois Franz (1990): Elektrizitätswirtschaft und der Staat als Gesellschafter, Hamburg 1990.
- Kemmer, Heinz Günter (1993): Elektrizitätswirtschaft: Die Versorgungsunternehmen zahlen Spitzengehälter - zu Lasten der Verbraucher - Konkurrenzlos teuer, in: „Die Zeit“ vom 10.09.1993, S. 24.
- Klaue, Siegfried (1992): Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) in: Immenga, Ulrich/Mestmäcker, Ernst-Joachim: GWB Kommentar, München 1992.
- Koch, Helmut (1985): Zur Anwendung der LSP bei fortgesetzten Preissteigerungen, in: Die Wirtschaftsprüfung 3/1985, S. 77 - 82.
- Krakowski, Michael (1985): Grenzen natürlicher Monopole, in: Wirtschaftsdienst 1985/VIII, S. 404 - 412.

- Kumkar, Lars (1994): Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien, in: Die Weltwirtschaft 1/94, S. 93 - 112.
- Lammers, Gudrun/Pfaffenberger, Wolfgang (1990): Zur Reform der Elektrizitätswirtschaft in Großbritannien, in: ZfE 1/90, S. 30 - 37.
- Lenz, Ulrich (1992): Die gesetzlichen Regelungen der Konzessionsabgaben, in: Die Wirtschaftsprüfung 9/1992, S. 252 - 258.
- Lohmann, Karl/Rühmann, Peter (1989): Marktverzinsung und Erhaltungskonzeptionen bei abnutzbaren Anlagegegenständen, in: Zeitschrift für Betriebswirtschaft 1989, S. 1324 - 1337.
- Markmiller, Karl (1992): Die Bewertung von Netzanlagen beim Wechsel der Versorgungszuständigkeit, in: Versorgungswirtschaft 3/1992, S. 53 - 56.
- Mergenthaler, Heinz (1984): Kostenträgerrechnungsverfahren in der Elektrizitätswirtschaft, Darmstadt 1984.
- Ministerialblatt innere Verwaltung (MBliV) (1935): Angelegenheiten der Kommunalverbände - Abschluß von Verträgen der Energiewirtschaft durch Gemeinden und Gemeindeverbände; RdErl. des Preußischen Ministeriums des Inneren vom 20.08.1935 - IA 8355/4467, in: MBliV 1935 Nr. 35, S. 1036 - 1046.
- Monopolkommission (1976): Mehr Wettbewerb ist möglich: Hauptgutachten 1973/1975, Baden-Baden 1976.
- Morell, Klaus-Dieter (1993): Die Personalübernahme bei der Übernahme von Stromversorgungsnetzen, Köln 1993.
- Moxter, Adolf (1983): Grundsätze ordnungsmäßiger Unternehmensbewertung, 2. Auflage, Wiesbaden 1983.
- Münch, Paul (1983): Versorgungsunternehmen, in: Brede, H. & v. Loesch, A., Die Unternehmen der öffentlichen Wirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, S. 101 - 134.
- Niedersächsischer Städte- und Gemeindebund (Hrsg.) (1992): Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben, Hannover 1992.
- Obernolte, Wolfgang/Danner, Wolfgang (1992): Energiewirtschaftsrecht, - Kommentar, 26. Ergänzungslieferung, München 1992.
- Ostholthoff, Karl Heinz (1993): Kalkulatorische Kosten und Substanzerhaltung - Einige Fragen und der Versuch klärender, konsistenter Antworten bei regiebetriebener Aufgabenerfüllung der Abwasserbeseitigung in NRW unter betriebs- und finanzwirtschaftlichen Aspekten, Siegen 1993.
- Pick, Hartmut (1991): Durchleitung im Binnenmarkt für Elektrizität - Wettbewerb der Erzeuger, in: ZfE 3/1991, S. 177 - 189.

- Rehfeld, Dieter (1986): Bestimmungsfaktoren der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland: Zugleich ein Beitrag zur aktuellen Diskussion staatlicher Willensbildungs-, Entscheidungs- und Funktionsmuster, Frankfurt am Main 1986.
- Rund-Erlaß des Innenministers NRW (1989): Abschluß von Verträgen auf dem Gebiet der Energiewirtschaft durch Gemeinden, in: Ministerialblatt NRW 17/1989, S. 248 - 254.
- Salje, Peter (1978): Preismißbrauch durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Köln 1978.
- Schacht, Martin (1988): Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte: Zu den ökonomischen und interessenbedingten Hemmnissen einer rationalen Energieversorgung auf dem Wärmemarkt, Berlin 1988.
- Schäfer Gert (1993): Versorgerwechsel in der Stromwirtschaft: Die Problematik der Netzübernahme zum Sachzeitwert vor dem Hintergrund der Preisaufsicht nach § 12 BTO Elt, in: RdE, 5/1993, S. 185 - 193.
- Schiffer, Hans-Wilhelm (1985): Struktur und Wandel in der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, Köln 1985.
- Schildbach, Thomas (1992): Substanz- und Kapitalerhaltung, in: Handwörterbuch des Rechnungswesen, 3. Aufl., Sp. 1888 - 1901.
- Schmidt, Fritz (1929): Die organische Tageswertbilanz, unveränderter Nachdruck der 3. Aufl., Wiesbaden 1951.
- Schmidt, Gerhard (1987): Kommunale Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland seit 1948 - Perspektive für die Zukunft, in: ZfE 4/1987, S. 263 - 265.
- Schmidt, Helmut (1987): Rekommunalisierung der Stromversorgung - Ökonomische, umwelt- und regionalpolitische Auswirkungen des Wechsels in der Versorgungszuständigkeit, in: ZfE 4/1987, S. 256 - 264.
- Schmidt, Reinhart (1991): Der Sachzeitwert als Übernahmepreis bei der Beendigung von Konzessionsverträgen, Kiel 1991.
- Schmitt, Dieter/Düngen, Helmut/Bergschneider, Claus (1990): Bewertungsprobleme in der Elektrizitätswirtschaft und ihre Bedeutung für die Preisgenehmigung, in: ZfE 2/1990, S. 142 - 149.
- Schneider, Dieter (1984): Entscheidungsrelevante fixe Kosten, Abschreibungen und Zinsen zur Substanzerhaltung - Zwei Beispiele von „Betriebsblindheit“ in Kostentheorie und Kostenrechnung -, in: Wochenzeitschrift für Betriebswirtschaft, Steuer-, Wirtschafts- und Arbeitsrecht 49/1984, S. 2621 - 2528.
- Schumacher, K.S. (1993): Investitionsrechnerische Grundlagen des Sachzeitwertes, in: OR Spektrum 15/1993, S. 75 - 82.

- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (1968): Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart 1968.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (1972): Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart 1972.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (1976): Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart 1976.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (1981): Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart 1981.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (1987): Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart 1987.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (1993): Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart 1993.
- Stern, Volker (1992): Vorrang für Private in der öffentlichen Energieversorgung, Karl-Bräuer-Institut, Wiesbaden 1992.
- Stumpf, Hans (1992a): Grundsätze der Preisbildung für übergehende Versorgungsanlagen aus der Sicht eines unabhängigen Sachverständigen, Vorabdruck des Vortrages anlässlich der Fachtagung des Forum Instituts für Management am 23.01.1992 in Königswinter.
- Stumpf, Hans (1992b): Grundsätze der Preisbildung für übergehende Versorgungsanlagen, in: der Städtetag 8/1992, S. 589 - 594.
- Unger, Ralph (1986): Messung und Analyse der Totalen Faktorproduktivität für 28 Sektoren der Bundesrepublik Deutschland, 1960 bis 1981, Frankfurt am Main 1986.
- VDEW e.V. (Hrsg.) (1991): Begriffsbestimmung in der Energiewirtschaft, Teil 8, Begriffe des Rechnungswesens, 3. Aufl., Frankfurt a.M. 1992.
- VDEW e.V. (1992): Ein Verband stellt sich vor, Frankfurt am Main 1992.
- VDEW e.V. (1993a): Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1992, Frankfurt am Main 1993.
- VDEW e.V. (1993b): VDEW-Materialien - EG-Strompreisvergleich, Frankfurt am Main 1993.
- VDEW e.V. (1993c): VDEW-Materialien - Die Gestaltung der Deutschen Strompreise, Frankfurt am Main 1993.
- VDEW e.V. (1993d): Betriebswirtschaft und Steuern, in: VDEW-Kontakt 10/93, Frankfurt am Main, S. 8 - 9.
- VDEW e.V. (1994): Struktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft, in: Strombasiswissen Nr. 115, Frankfurt am Main 1994.
- VKU Nachrichtendienst (1990): Anlagenbewertung bei Übernahme von Versorgungsgebieten, Nr. 504, 12/1990, S. 8.

XXIV

- VKU (Hrsg.) (1993): Materialsammlung zum Thema Netzübernahmen vom Verband Kommunalen Unternehmen: Checkliste für Netzübernahmen, 1/1993.
- Vogelsang, Ingo (1982): Anreizmechanismen zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft - Eine Fallstudie zur ökonomischen Theorie der Institutionen, Tübingen 1982.
- Weber, Wolfgang (1989): Die Netzübernahme durch die Kommunen - Steht der Preis im Wege?, Vortrag anlässlich des Akademieggespräches der Friedrich-Ebert-Stiftung: „Die Neuorientierung kommunaler Energiepolitik vor der Bewährung“, Bonn-Bad Godesberg 1989.
- Weigt, Norbert (1984): Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes? - Ein Beitrag zur Diskussion über den Ordnungsrahmen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, in: ZfE 4/1984, S. 291 - 297.
- Weizäcker von, Carl Christian (1982): Staatliche Regulierung - positive und normative Theorie, in: Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik, S. 323 - 343.
- Weizäcker von, Carl Christian (1988): Innovationen in der Energiewirtschaft, in: ZfE 3/1988, S. 141 - 146.
- Wenders, John T. (1982): Spitzenlastpreise in der Elektrizitätswirtschaft, in: Blankart, Charles Beat und Faber, Monika (Hrsg.): Regulierung öffentlicher Unternehmen, Meisenheim/Glan 1982, S. 91 - 101.
- Wirtschaftswoche Nr. 20, vom 13.05.1994, S. 54 - 55.
- Wöhe, Günter (1990): Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 17. Auflage, München 1990.
- Zimmermann, Gebhard (1989): Zur Substanzerhaltung in Unternehmen unter Preisaufsicht „Das Problem der Kostenbewertung bei EVU im Rahmen der Tarifgenehmigung“, in: ZögU, Band 12, Heft 4, 1989, S. 498 - 516.
- Zimmermann, Gebhard (1990): Die Reform der Stromtarife, in: BFuP 1/1990, S. 30 - 51.

Bisher erschienene
Finanzwissenschaftliche Diskussionsbeiträge

Nr. 1	07.1995	H.-G. Petersen	Economic Aspects of Agricultural Areas Management and Land/Water Ecotones Conservation
Nr. 2	07.1995	H.-G. Petersen	Pros and Cons of a Negative Income Tax
Nr. 3	07.1995	C. Sowada	Haushaltspolitische Konsequenzen steigender Staatsverschuldung in Polen