

Franz, Oliver; Schäffner, Daniel; Trage, Bastian

**Working Paper**

## Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen

WIK Diskussionsbeitrag, No. 267

**Provided in Cooperation with:**

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

*Suggested Citation:* Franz, Oliver; Schäffner, Daniel; Trage, Bastian (2005) : Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, WIK Diskussionsbeitrag, No. 267, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/226881>

**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.*

# **Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen**

**Oliver Franz  
Daniel Schäffner  
Bastian Trage**

**Nr. 267**

**August 2005**

**WIK Wissenschaftliches Institut für  
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail [info@wik.org](mailto:info@wik.org)

**Impressum**

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	III
<b>Tabellenverzeichnis</b>	III
<b>Zusammenfassung</b>	V
<b>Summary</b>	VII
<b>1 Einleitung und Problemstellung</b>	1
<b>2 Grundlagen des Regulierungsregimes und Ziele der Anreizregulierung</b>	3
2.1 Bisheriger Regulierungsrahmen	3
2.2 Ziel und Eingriffsbereich der Entgeltregulierung	5
2.3 Grundlegende Elemente einer Anreizregulierung der Durchleitungsentgelte	6
2.3.1 Einführende Analyse (Einproduktfall)	8
2.3.2 Bestimmung des Ausgangspreisniveaus	11
2.3.3 Rolle des X-Faktors	13
2.3.4 Exkurs: Yardstick und X-Faktoren	16
2.3.5 Wahl eines adäquaten Vergleichsindexes	17
2.3.6 Exkurs: Zusammenwirken von I und X	18
2.3.7 Dauer der Regulierungsperioden und Regulatory Review	20
2.3.8 Periodenübergreifende Anreizwirkung und Ratchet-Effekt	22
2.3.9 Z-Faktoren	23
2.4 Zusammenfassung	26
<b>3 Anreizorientierte Regulierungsansätze für Mehrproduktunternehmen</b>	28
3.1 Produkte und Dienstleistungen im Netzbetrieb	28
3.1.1 Nichtlineare Tarife und Netzbetrieb	30
3.1.2 Mengenschwankungen im Netzbetrieb	31
3.2 Price-Cap (weighted average/tariff basket)	33
3.3 Total Revenue-Cap (pure revenue cap)	38
3.4 Weighted Average Revenue-Cap (revenue yield)	40
3.5 Zusammenfassung und erste Bewertung	43
3.6 Hybride Ansätze	46
3.6.1 Sliding-Scale und Profit-Sharing	46
3.6.2 Glidepath	48

3.6.3 X-Faktor Wahlverfahren	50
3.6.4 Berücksichtigung von Mengenabweichungen	51
3.6.5 Berücksichtigung der Versorgungsqualität	52
3.7 Zusammenfassende Bewertung	55
<b>4 Optionen für eine Entgeltregulierung im Elektrizitäts- und Gassektor</b>	<b>56</b>
4.1 Messwesen und Definition der regulierten Produktbasis	58
4.2 Elektrizität	59
4.2.1 Regulierungsverfahren und Korbbildung	59
4.2.2 Kostenwälzung	62
4.2.3 Festlegung des X-Faktors	63
4.2.4 Berücksichtigung von Mengenabweichungen	63
4.3 Gas	64
4.3.1 Definition der regulierten Produktbasis	64
4.3.2 Regulierungsverfahren und Korbbildung	66
4.3.3 Festlegung des X-Faktors	69
4.3.4 Berücksichtigung von Mengenabweichungen	70
<b>5 Zusammenfassung</b>	<b>71</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Marktdesign und vertikale Entbündelung in Energienetzen	6
Abbildung 2:	Funktionsweise einer Preisobergrenzenregulierung bei einer Einproduktunternehmung	10
Abbildung 3:	Variation der Anreizwirkung bei unterschiedlichen Kombinationen von X-Faktoren und Länge der Regulierungsperiode	27
Abbildung 4:	Fallender Blocktarif	30
Abbildung 5:	Anpassung eines Mehrproduktmonopolisten an eine Price-Cap	34
Abbildung 6:	Vergleich von Total und Average Revenue-Cap	42
Abbildung 7:	Regulatorische Grenzen der tatsächlichen Kapitalverzinsung	48
Abbildung 8:	Optionen einer Rückführung der erzielten Rendite auf das Niveau der Kapitalkosten	49
Abbildung 9:	Kontraktmenü von Anreizsystemen mit unterschiedlichen Wirkungsgraden	50
Abbildung 10:	Zusammensetzung des Netzzugangsentgeltes auf der Verteilernetzebene	68

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Unterschiedliche Kombinationen der wesentlichen Variablen der Regulierungsformel und deren Wirkung auf das Preisniveau	19
Tabelle 2:	Nachfrageänderungen und deren Wirkung im Netzbetrieb	32
Tabelle 3:	Vergleichende Synopsis dreier Anreizregulierungsregimes	44
Tabelle 4:	Grundsätzliche Einteilung der Preiskörbe nach Tarifebenen	60

## Abkürzungsverzeichnis

CEER	Council of European Energy Regulators
CEPE	Centre for Energy Policy and Economics
CPI	Consumer Price Index
DEA	Data Envelopment Analysis
EnWG(-E)	Energiewirtschaftsgesetz (Entwurf)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
OFFER	Office of Electricity Regulation
OFGAS	Office of Gas Supply
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OFTEL	Office of Telecommunications
OFWAT	Office of Water Services
RoR	Rate-of-Return
RPI	Retail Price Index
X-Faktor	Effizienzfaktor
Z-Faktor	Korrekturfaktor für exogene Kosteneinflüsse

## Zusammenfassung

Im Rahmen der Implementierung der EU- Beschleunigungsrichtlinien für den Binnenmarkt für Strom (2003/54/EG) und Gas (2003/55/EG) wird in Deutschland die Einführung einer Anreizregulierung für diese beiden Märkte vorbereitet. Ziel der Entgeltregulierung für die Nutzung von Strom- und Gasnetzen ist ein effektiver, fairer, diskriminierungsfreier Netzzugang und somit die Regulierung der Marktstufen Transport und Verteilung.

In diesem Beitrag erfolgt zunächst eine allgemeine theoretische Beschreibung und Analyse von Anreizregulierungsmechanismen mit ihren einzelnen Elementen. Dies geschieht zunächst anhand eines Einproduktfalles, der die grundsätzlichen Zusammenhänge einer anreizorientierten Entgeltregulierung besser verdeutlichen soll. Danach werden mit Price-Caps, Revenue-Caps und hybriden Ansätzen Grundformen der Entgeltregulierung vorgestellt sowie deren Vor- und Nachteile diskutiert. Mit Hilfe der letztgenannten Verfahren wird unter anderem versucht, die (Mengen-) Wirkungen einer Preis- oder Umsatzbegrenzung auszutarieren und somit zusätzliche Vorteile zu generieren. Die individuelle Ausgestaltung der einzelnen Faktoren wirkt sich auch unmittelbar auf die Anreize zu effizienzsteigerndem Verhalten aus. So ergibt sich aus unterschiedlichen Kombinationen der angeführten Elemente insgesamt jeweils eine stärkere bzw. schwächere Anreizwirkung für die regulierten Unternehmen. Besonders berücksichtigt werden muss bei der gesamten Ausgestaltung die Tatsache, dass ausschließlich die Netzentgelte zu regulieren sind.

In der weiteren Darstellung einer anreizorientierten Regulierung für den Mehrproduktfall durch das Setzen von Preis- bzw. Erlösobergrenzen (Price-Caps bzw. Revenue-Caps) wird zunächst betrachtet, welche Produkte und Dienste die Netzbetreiber aus dem Monopol heraus anbieten. Zudem ist zu fragen, ob (erfolgreich entbündelte) Netzunternehmen ohne Kontrolle über den Preis der Energie selbst, die Möglichkeit haben, ihren Umsatz auszudehnen, da dieser zu wesentlichen Teilen durch die Entscheidungen der Nachfrager bestimmt sein dürfte. Die dargestellten anreizorientierten Regulierungsansätze beinhalten unterschiedliche Vorgehens- und Funktionsweisen, was bei deren Anwendung zu differierenden Verhaltensweisen der Unternehmen und somit auch zu anderen Ergebnissen führt. Jeder Ansatz bringt sowohl Vor- als auch Nachteile mit sich, die teilweise erst im Zusammenspiel mit den Eigenschaften und Strukturen des regulierten Marktes zur Geltung kommen. Aus wohlfahrtstheoretischer Sicht ist die Price-Cap-Regulierung den Ansätzen der Regulierung mit Hilfe einer Erlösobergrenze aufgrund ihrer allokativen Eigenschaften vorzuziehen.

Den gesetzlichen Vorgaben entsprechend sollte ein Price-Cap- ebenso wie ein Revenue-Cap-Regulierungsverfahren, sobald es die Datenlage erlaubt, mit der Vorgabe von Qualitätszielen verknüpft werden, da Qualitätsminderungen in der Regel kostensenkend und somit gewinnerhöhend wirken.

Bei der Entscheidung für ein Verfahren sind die Relevanz und Bedeutung von theoretischen und praktischen Aspekten der Regulierung abzuwägen. Zum jetzigen Zeitpunkt der Analyse erscheint daher einzig eine Regulierung mittels einer Average-Revenue-Cap als ein Verfahren mit wesentlichen Schwachpunkten. Die Ausgestaltung eines anreizorientierten Regulierungsregimes für die Energienetze wird im vierten Kapitel für die beiden Bereiche Elektrizität und Gas differenzierter dargestellt. Dabei ist aus systematischen Gründen ein für beide Bereiche möglichst einheitlicher und damit in sich geschlossener Ansatz anzustreben. Eine übergreifende Betrachtung kann an dieser Stelle für die Wahl eines adäquaten Vergleichsindexes, die Dauer der Regulierungsperiode sowie die Berücksichtigung von Qualitätsvorgaben durchgeführt werden. Lediglich die Ergänzung durch einen Glidepath-Mechanismus kann bereits in der Einführungsphase der Anreizregulierung für beide Energiebereiche vorteilhaft sein.

Nach der bisherigen Bewertung wird für den Strommarkt die Einführung einer Price-Cap-Regulierung als insgesamt praktikabelste Lösung angesehen. Dies erfolgt insbesondere unter der Prämisse, dass die Nachfragemenge weitestgehend exogen vorgegeben und damit kaum durch den Netzbetreiber beeinflussbar ist. Für den Gasbereich kann die Regulierung der Durchleitungsentgelte auf der Ebene der örtlichen Verteilernetzbetreiber mit Hilfe einer Price-Cap erfolgen, auf der Fernleitungsebene ist sowohl die Anwendung einer Price-Cap wie auch die einer Revenue-Cap denkbar.

## Summary

In the context of the implementation of the European Union Directives for the internal market of electricity (2003/54/EC) and gas (2003/55/EC) the introduction of an incentive regulation is prepared for these two markets in Germany. The intention of the tariff regulation for the use of electricity and gas networks is an effective, fair and discrimination-free network access and thus the regulation of transport and supply of energy.

First a general theoretical description and analysis of incentive regulation mechanisms with their particular elements is given in this article. This is done on the basis of an analysis of a company with only one product which helps to point up the fundamental framework of an incentive-orientated tariff regulation. Secondly, price caps, revenue caps and hybrid concepts, seen as basic forms of tariff regulation, are analysed and their advantages and disadvantages are discussed. With the help of the hybrid concepts already mentioned, it is attempted to adjust the effects of changing quantities which can be seen using price caps or revenue caps and to thus generate additional advantages. The individual design of the single elements directly affects the incentives for efficient behaviour. Different combinations of the mentioned elements lead to stronger or weaker incentives for the regulated utilities. During the entire arrangement it has particularly to be considered that only network tariffs are to be regulated.

In the further description of an incentive-orientated regulation for companies with more than one product, it is on the one hand analysed which products and services are offered by network operators as a monopolistic player. On the other hand it needs to be resolved whether (successfully unbundled) network operators, which have no control of the energy price, have the possibility of extending their turnover since this is mainly dependent on the decision of the customers. The described incentive-orientated regulation concepts consist of different procedures and functioning methods which equally lead to different behaviours of the enterprises and therefore to different results. Each concept has its advantages and disadvantages, which can partly only be seen in the interplay of characteristics and structures of the regulated market. Concerning welfare theory a price cap regulation is to be preferred to a revenue cap regulation because of its allocative characteristics. According to legal guidelines a price cap as well as a revenue cap regulation method should be connected with the demand for quality goals, as soon as the availability of data makes this possible, since reductions in quality usually bring about cost reductions and thus profit maximisations.

When deciding for one specific method relevance and significance of theoretical and practical aspects of the regulation are to be weighed against each other. At this point of the analysis only a regulation by means of an average revenue cap appear as a procedure with substantial weak points.

In the fourth chapter the arrangement of an incentive-orientated regulation regime for energy networks is represented in more detail regarding the two areas of electricity and

gas. Due to systematic reasons an approach designed along the same lines and thus well-rounded is to be aimed at for both areas. At this point an all-embracing analysis can be carried out for the choice of an appropriate index, the length of the regulation period as well as the consideration of quality provisions. Only the addition of a glide path mechanism can be of advantage already in the introduction phase for the incentive regulation of both energy markets.

Based on the previous appraisal the introduction of a price cap regulation for the gas market is regarded as the overall most practicable solution. This applies especially on the condition that the quantity demanded is more or less exogenously given and can be hardly influenced by network operators. For the gas market the regulation of the network tariffs can be executed on the level of local distribution net operators by means of a price cap. Concerning the transmission lines price caps as well as revenue caps are possible to apply.

## 1 Einleitung und Problemstellung

Seit den neunziger Jahren wird in Europa die Liberalisierung netzgebundener Industrien vorangetrieben und werden die institutionellen Arrangements, die diese Märkte über lange Zeit geprägt haben, durch neue Marktverfassungen abgelöst. Unabhängig von der zugrundeliegenden Technologie des Sektors stellt sich dabei das grundsätzliche Problem, dass kurz- und mittelfristig marktmächtige Altunternehmen, so genannte Incumbents<sup>1</sup>, in den Märkten aktiv bleiben. Diese traditionell vertikal integrierten Unternehmen haben trotz der Marktoffnung nach wie vor Anreize, ihre Preise individuell rational zu gestalten, was wegen im Falle von Netzunternehmen bedeutet, dass sie Konsumenten und Konkurrenten gegenüber monopolistisch agieren. Dieses wohlfahrtsmindernde Verhalten beschränkt sich dabei jedoch nicht auf überhöhte Endkundenpreise. Vielmehr lässt sich zeigen, dass ein Unternehmen, das über eine monopolistische Infrastruktur verfügt, die Konsumentenrente auch durch überhöhte Netzentgelte beschränken kann.

Dies gilt im besonderen Maße für die Energiemarkte, denn hier sind Erzeugung und Handel Wertschöpfungsstufen, die grundsätzlich wettbewerblich organisiert werden können, die jedoch Netzdienstleistungen benötigen, um ihre Geschäftsmodelle verwirklichen zu können. Insofern kommt der Kontrolle der Netztarife in den Energiemarkten gerade in Deutschland eine bedeutende Rolle zu, da der Wettbewerb hier bisher nicht ausreichend Fuß fassen konnte. Ebenso entscheidend ist die Kontrolle der Preisgestaltung in den Netztarifen bei grundsätzlicher Liberalisierung auf der Ebene der Nachfrager, da nur so sichergestellt werden kann, dass der Wettbewerb um die Konsumenten tatsächlich in der Lage ist, deren Wohlfahrt zu erhöhen. Dies gilt umso mehr als in den verbleibenden Monopolbereichen weiterhin asymmetrische Informationen zwischen den Unternehmen und der Regulierungsbehörde auftreten.

In zahlreichen Märkten und Sektoren im In- und Ausland ist daher mit der Änderung der Marktverfassung auch eine Reform der Regulierungstechnik einhergegangen. Ältere Regulierungsansätze, wie die Kostenzuschlags- oder die Rate-of-return-Regulierung<sup>2</sup> wurden und werden dabei zunehmend durch moderne Mechanismen abgelöst – nicht zuletzt, weil demonstriert werden kann, dass das Verhalten von Unternehmen, die sich derartigen älteren Regimen gegenüber sehen, nicht wohlfahrtsoptimal ist. Neue Ansätze, die sich mit dem Stichwort Anreizregulierung verbinden, sollen helfen, die Regulierungsergebnisse zu verbessern. Unter diesem Begriff werden unterschiedliche Herangehensweisen subsumiert, denen gemein ist, dass sie zum einen versuchen, die direkte Verbindung zwischen den Kosten der einzelnen Unternehmen und den regulierten Tarifen zu durchbrechen. Zum anderen sind sie hierauf aufbauend darauf ausgerichtet, die

---

<sup>1</sup> Der Begriff Incumbent bezeichnet in ökonomischen Modellen ein bereits im Markt befindliches Unternehmen. Dagegen spricht man von Entrants oder Newcomern, um Markteintritte zu beschreiben.

<sup>2</sup> Bei der Rate-of-return-Regulierung setzt die Regulierungsbehörde eine maximale Kapitalrendite fest, und versucht so, die Unternehmen am erreichen einer monopolistischen Rendite zu hindern.

Unternehmen durch wirtschaftliche Vorteile dazu zu bewegen, ihre besseren Informationen dem Regulierer zu offenbaren.

Der Bundestag hat am 15. April 2005 das neue durch die Bundesregierung eingebrochene Energiewirtschaftsgesetz<sup>3</sup> verabschiedet, das in § 116 vorsieht, dass ein Jahr nach Inkrafttreten des Gesetzes die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post<sup>4</sup> ein Konzept für eine Anreizregulierung vorzulegen hat. Hierbei wird sie zudem im großer Wahrscheinlichkeit auf eine Rechtsverordnung nach § 21 a Nr. zurückgreifen können. Dieser Entwurf soll daraufhin von den Unternehmen des Sektors kommentiert werden, wobei die Einlassungen zu veröffentlichen sind.

Die vorliegende Ausarbeitung versteht sich vor diesem Hintergrund als einer von zahlreichen Vorbereitungsschritten auf dem Weg hin zu einer solchen Anreizregulierung in Deutschland. Da der Begriff an sich viele unterschiedliche Regulierungsansätze umfassen kann, erfolgt zunächst eine allgemeine theoretische Beschreibung und Analyse von Anreizregulierungsmechanismen, wobei die grundlegenden ökonomischen Ideen zum besseren Verständnis am Beispiel einer Unternehmung, die nur ein Produkt herstellt, erläutert werden. Danach werden mit Price-Caps, Revenue-Caps und hybriden Ansätzen Grundformen der Entgeltregulierung vorgestellt und deren Vor- und Nachteile diskutiert – hierbei gilt es, besonderes Augenmerk auf die Tatsache zu legen, dass nur die Netzentgelte zu regulieren sind, und es stellt sich die Frage, inwieweit diese Beschränkung Folgen für die strategischen Optionen der Unternehmen hat. Schließlich wendet sich die Diskussion der Frage einer praktischen Umsetzung dieser Ansätze im deutschen Strom- und Gasnetz zu. Während ein einheitlicher Ansatz für beide Industrien den Vorteil einer geschlossenen Regulierungspraxis hätte, sprechen wirtschaftlich-technologische Unterschiede unter Umständen für ein differenziertes Vorgehen. Der vorliegende Beitrag endet mit einer Empfehlung.

---

<sup>3</sup> Vgl. Entwurf der Änderung zum EnWG vom 15. April 2005.

<sup>4</sup> Am 13. April 2005 wurde von der Bundesregierung die Umbenennung in Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen kurz Bundesnetzagentur beschlossen.

## 2 Grundlagen des Regulierungsregimes und Ziele der Anreizregulierung

### 2.1 Bisheriger Regulierungsrahmen

Bereits seit einigen Jahren sind in Deutschland die Erzeugung von und der Handel mit Energie mit neuen Marktregeln ausgestattet, sodass die Anbieter von Energie seitdem zueinander in Wettbewerb stehen und es jedem Kunden grundsätzlich freigestellt ist, seinen Strom- und Gasanbieter zu wählen. Insofern ist der Markt aus juristischer Sicht zu 100 % geöffnet; jedoch mangelt es bezüglich wesentlicher Aspekte bisher an einer praktischen Umsetzung.

Die Unternehmen des Strommarktes speisen die Elektrizität, die sie an ihre Kunden liefern wollen, in das bestehende Leitungsnetz ein und entrichten hierfür Nutzungsentsgelte an die Netzbetreiber. Ein weitgehend ähnliches Vorgehen ist auch im deutschen Gasmarkt das Ziel, jedoch hat es hier bisher kaum Anbieterwechsel außerhalb des Segmentes der vollversorgten Stadtwerke oder großer Industriekunden gegeben. In beiden Fällen wird das Wettbewerbsumfeld maßgeblich durch die Regeln für den Netzzugang und die entsprechenden Netzentgelte geprägt, deren Gestaltung, Höhe und Struktur damit wesentlich für die Erfolgschancen neuer und alter Anbieter und die Wettbewerbsentwicklung ist. Bisher wurden die Regelungen zu diesen Fragekomplexen im Wesentlichen durch das Energiewirtschaftsgesetz von 1998 und die Verbändevereinbarungen für Strom und Gas bestimmt. Diese Vereinbarungen haben zu großen Teilen Eingang in den EnWG-E<sup>5</sup> gefunden und definieren neben den Grundlagen des Kalkulationsleitfadens, Vertragsstrukturen, Regeln der Entgeltbestimmung und die Administration der Netznutzung.

Die Kosten für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur, für die notwendigen Systemdienstleistungen sowie für die entstehenden Netzverluste werden mit den Netznutzungsentsgelten abgegolten. Die Basis für deren Ermittlung ergibt sich aus Positionen der handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) bzw. zum Teil auch aus der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung. Insofern werden weitgehend Ist- oder Sollkosten betrachtet. Zudem erfolgt eine Gruppierung der Übertragungs- und Verteilungsentgelte strukturell vergleichbarer Netzbetreiber. Nach der bisherigen Kalkulationsgrundlage werden alle Netznutzer entsprechend ihrem (hypothetischen) Abnahmeprofil an den gesamten Netzkosten eines Versorgungsgebietes beteiligt. Dabei ist in den Elektrizitätsmärkten nicht relevant, an welcher Stelle der Strom faktisch eingespeist wurde, da aus Sicht der Netznutzer immer die Höchstspannungsebene als fiktiver Einspeisepunkt gilt. Die Kosten der vorgelagerten Netzebenen werden verursachungs-

---

<sup>5</sup> Vgl. EnWG-E a.a.O.

gerecht auf die nachgelagerten Ebenen weitergewälzt und sind insofern nicht-beeinflussbare Kosten desjenigen Netzbetreibers, in dessen Netz gewälzt wird.<sup>6</sup>

Die einzelnen Tarife für die Berechnung der Netznutzungsentgelte setzen sich für Kunden mit Leistungsmessung aus einem Leistungs- sowie einem Arbeitspreis zusammen. Für Kunden ohne Leistungsmessung wird meist ein Grund- und ein Arbeitspreis berechnet.<sup>7</sup> Bei Tarifkunden, das heißt Kunden aus den Bereichen Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft, werden Preisgenehmigungen für die so genannten allgemeinen Tarife von den Preisaufsichtsbehörden der jeweiligen Landesministerien zuerkannt. Eine Erhöhung dieser Endkundentarife wird genehmigt, wenn das Elektrizitätsversorgungsunternehmen nachweisen kann, dass entsprechende Erlöse in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind. Für Tarifkunden erfolgte damit die Preisgenehmigung bisher auf Basis der Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen der Netzbetreiber. Neben den angesprochenen allgemeinen Tarifen bieten die meisten Unternehmen auch Sonderverträge für die Versorgung von Kunden aus den genannten Bereichen an, welche dann nicht der Genehmigungspflicht einer Preisaufsichtsbehörde unterliegen.

Im Gegensatz hierzu gab es in der deutschen Gaswirtschaft bis dato keine explizite Preisaufsicht; vielmehr wurde die disziplinierende Wirkung des Substitutionswettbewerbs mit anderen Energieträgern für ausreichend erachtet, um die gesamte Wertschöpfungskette mit Anreizen zur Kostenkontrolle auszustatten. Zusätzlich veranschlagen die einzelnen Netzebenen ihre Kosten direkt gegenüber den Transportbegehrden, d.h. in den Gasnetzen gab es bisher keine Kostenwälzung, deren Einführung auch nicht vorgesehen ist.

Diese beiden Regime sollen nach den Plänen des Gesetzgebers künftig in eine reine Missbrauchsaufsicht bezüglich der Energiepreise selbst (non regulated commodity<sup>8</sup>) überführt werden – was zur Folge hat, dass die regulative Kontrolle der Netzentgelte und das Unterbinden predatorischen Verhaltens seitens der Netzbetreiber conditio sine qua non für eine erfolgreiche Wettbewerbsentwicklung ist.

Bei der bisherigen Ermittlung der Netznutzungsentgelte handelt es sich um ein Verfahren, das die Höhe der Entgelte ausschließlich auf Grundlage der dem Netzbetrieb zu zurechnenden Kosten ermittelt. Die Erlöse aus dem Netzbetrieb sind damit unmittelbar deckungsgleich mit den von den Konsumenten zu tragenden Kosten, die auch eine adäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals enthalten müssen, da andernfalls Investitionen in den Netzbetrieb nicht attraktiv wären.

---

<sup>6</sup> Diese Einschränkung bedeutet umgekehrt, dass die zu wälzenden Netzkosten auf ihrer Entstehungsebene sehr wohl als beeinflussbar gelten müssen.

<sup>7</sup> Bei Industriekunden nimmt somit der Leistungspreis den größten Anteil an den Netzentgelten ein, bei Haushalts- und Gewerbekunden ist dies hingegen der Arbeitspreis.

<sup>8</sup> Die Energie selbst bzw. die für die unterschiedlichen Energieträger zu entrichtenden Preise werden folglich nicht explizit reguliert. Dies erscheint vor dem Hintergrund der teilweisen substitutiven Beziehung, in der diese zueinander stehen, und den sich mit der Ausbeutung der Quellen ändernden Knaptheitsverhältnissen auch nicht zwingend notwendig.

## 2.2 Ziel und Eingriffsbereich der Entgeltregulierung

Ziel der Entgeltregulierung für die Nutzung von Strom- und Gasnetzen ist ein effektiver, fairer, diskriminierungsfreier Netzzugang und somit die Regulierung der Marktstufen Transport und Verteilung. Die Regulierung dieser durch Tendenzen zum natürlichen Monopol gekennzeichneten Marktstufen ist notwendig, um Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsebenen zu ermöglichen. Dabei besteht die zentrale Aufgabe darin, die nach der Öffnung der Netze verbleibende netzspezifische Marktmacht zunächst zu identifizieren und diese sodann zu disziplinieren, um einen symmetrischen Zugang zu den monopolistischen Infrastrukturen sicherzustellen. Dieser Ansatz einer Regulierung gemäß der Essential Facilities-Doktrin<sup>9</sup> ist eindeutig abzugrenzen gegen eine End-to-End-Regulierung<sup>10</sup> eines über mehrere Marktstufen vertikal integrierten Monopols.<sup>11</sup> Angesichts des international recht hohen Preisniveaus der Netznutzungsentgelte auf dem deutschen Energiemarkt kann implizit auch dessen schrittweise Senkung als weiteres Ziel für eine Entgeltregulierung genannt werden.

Dabei ist die Eingriffsintensität so gering wie möglich zu halten, indem eine Konzentration auf das notwendige Maß an Eingriffen erfolgt. Dies umfasst die Regelungen zur Kontrolle von Netzanschlussbedingungen, Netzzugangsbedingungen und die Kalkulation der Netzentgelte.<sup>12</sup> Dagegen sollen die Unternehmen Netzbetrieb, -instandhaltung und -ausbau weiterhin eigenverantwortlich betreiben. Um die Anreizwirkung verschiedener Regulierungsregimes und die strategischen Handlungsoptionen regulierter Unternehmen beurteilen zu können, ist es von entscheidender Bedeutung, sich den genauen Regulierungsgegenstand zu verdeutlichen. Wie Abbildung 1 zeigt, bezieht sich die Entgeltregulierung auf die Vertragsbeziehung zwischen dem Netzbetreiber als Eigentümer einer monopolistischen Infrastruktur und dem Händler als Durchleitungsgehrendem. Die Handelsstufe selbst ist hingegen wettbewerblich organisiert, wobei besonderes Augenmerk der Beziehung zwischen dem Netzmonopolisten und dessen früher vertikal integrierten Handelsorganisation gilt. Hier sollen die entsprechenden Unbundlingvorschriften<sup>13</sup> für Transparenz und horizontale Gleichbehandlung in den Wettbewerbssegmenten sorgen, so dass die Netzzugangs- und Nutzungsbedingungen für alle Marktbeteiligten identisch sind.

---

<sup>9</sup> Damit eine Einrichtung als Essential Facility (wesentliche Einrichtung) gilt, müssen folgende Punkte erfüllt sein: Die Einrichtung muss 1. unabdingbar sein, um Wettbewerbern die Durchführung ihrer Geschäftstätigkeiten zu ermöglichen. Es muss 2. unmöglich sein, die Einrichtung im Zuge der Leistungserstellung zu umgehen und es darf 3. nicht möglich sein, die Einrichtung mit wirtschaftlich zumutbaren Mitteln neu zu schaffen. Vgl. Knieps (2001), S. 6.

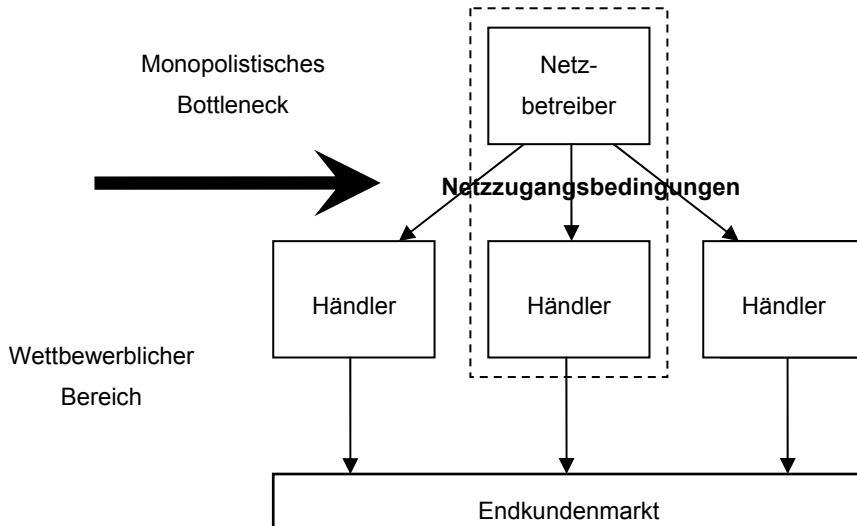
<sup>10</sup> In diesem Fall würde die gesamte Wertschöpfungskette von der Exploration/Förderung bis zur Verteilung an die Endkunden reguliert.

<sup>11</sup> Vgl. Knieps (2000), S. 11-13.

<sup>12</sup> Vgl. BMWA (2003), S. 1.

<sup>13</sup> Unter Unbundling wird die Trennung der Wertschöpfungsfunktionen Stromerzeugnis, Netzbetrieb und Stromlieferung eines Energieversorgers verstanden. Vgl. Interpreting Note der EU-Kommission zu Fragen des Unbundling.

Abbildung 1: Marktdesign und vertikale Entbündelung in Energienetzen



Die Regulierung der Netzentgelte hat aufgrund der Vorgaben der Europäischen Union in Form einer *ex ante*-Regulierung zu erfolgen. Dies ergibt sich aus den so genannten EU-Beschleunigungsrichtlinien § 23 (2) BRL-Strom<sup>14</sup> für die Durchleitung von Strom und § 25 (2) BRL-Gas<sup>15</sup> für die Durchleitung von Gas. Zusätzlich erfordert eine Anreizregulierung gemäß § 21 a EnWG-E<sup>16</sup> die *ex ante*-Festlegung von Obergrenzen für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder der Gesamterlöse aus den Netzzugangsentgelten.

### 2.3 Grundlegende Elemente einer Anreizregulierung der Durchleitungs-entgelte

Für das Design jedes Regulierungsregimes ist vor diesem Hintergrund das Grundproblem der asymmetrischen Informationsverteilung bezüglich Produktions- und Nachfragebedingungen zwischen der Regulierungsinstanz und den regulierten Unternehmen von entscheidender Bedeutung. Grundsätzlich verfügen die Unternehmen über bessere und genauere Informationen über ihre Kosten, Kunden und Märkte als der Regulierer. Sie haben jedoch keine Anreize, diese Informationen gegenüber der Aufsichtsbehörde zu

<sup>14</sup> Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (ABl. Nr. L 176/37 vom 15. Juli 2003).

<sup>15</sup> Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (ABl. Nr. L 176/56 vom 15. Juli 2003).

<sup>16</sup> Vgl. EnWG-E a.a.O.

offenbaren. Vielmehr mag es ihnen vorteilhaft erscheinen, ihre Lage negativer darzustellen, als sie in Wirklichkeit ist. Das Regulierungsregime sollte in der Art und Weise gestaltet werden, dass dieses Informationsdefizit abgebaut und effizienzsteigerndes bzw. kostensenkendes Verhalten der Unternehmen gefördert wird (incentive regulation<sup>17</sup>). Hierzu bieten sich regulatorische „Verträge“ an, die dem Unternehmen Anreize bieten, von sich aus die eigene Effizienz zu erhöhen. In der Praxis haben sich unter diesem Aspekt verschiedene Regulierungsregimes herausgebildet, die sich unter dem Oberbegriff der Anreizregulierung zusammenfassen lassen. Die Gemeinsamkeit der Ansätze besteht darin, dass sowohl Unternehmen als auch Konsumenten an erzielten Effizienzgewinnen beteiligt werden, was eine zusätzliche Annäherung des regulierten Marktergebnisses an eine wettbewerbliche Situation bedeutet.<sup>18</sup>

Adäquate Verfahren der Anreizregulierung sollten dabei mindestens die folgenden vier Anforderungen erfüllen:<sup>19</sup> Zunächst muss der zugrundeliegende Mechanismus verständlich und transparent sowie möglichst einfach anzuwenden sein, damit der Regulierungsaufwand gering ausfällt und Akzeptanz in der Öffentlichkeit sowie bei den betroffenen Unternehmen geschaffen wird (*Einfachheit*). Des Weiteren sollten die gewählten Anreizstrukturen durch unternehmerisches Handeln abbildbar sein und weitestgehend mit den vorhandenen Renditezielen der Unternehmen übereinstimmen. Sie sollten so ausgestaltet sein, dass sie zu einer möglichst allokativ effizienten Preisstruktur führen. Damit einher geht eine Förderung kosteneffizienten Verhaltens bei den Netzbetreibern. Dabei sollte die Preissetzung des Unternehmens durch die Vorgaben flexibel bleiben und es sollten keine Anreize für unerwünschtes Verhalten entstehen (*Anreizkompatibilität*). Die Anreize sollten sich in positiver wie auch in negativer Hinsicht in akzeptablen Grenzen bewegen und dabei dem Gedanken eines „risk sharing“ folgen, das heißt gleichermaßen für Kunden sowie Unternehmen von Vorteil sein. Dabei ist vor allem zu berücksichtigen, dass das bestehende Mengenrisiko angemessen auf die beteiligten Parteien verteilt wird (*Fairness*). Der gewählte Mechanismus sollte im Vorhinein über die vorgegebenen Planungszeit klar festgelegt und damit nicht durch spätere Korrekturmaßnahmen verändert werden sowie eine gewisse Mindestlaufzeit beinhalten (*Planungssicherheit*).

Unterschiedliche Verfahren der Anreizregulierung enthalten dabei zumeist ähnliche Bausteine bzw. verfolgen ein identisches Ziel auf leicht differierenden Wegen. Ausgehend von einem bestimmten Erlös- und Kostenniveau, das der Regulierer den Unternehmen vorgibt, sind diese aufgefordert, in jeder Periode ihre Preise nach einer vorher formulierten Formel anzupassen. Diese Formel enthält üblicherweise zum einen eine

---

<sup>17</sup> Die Methoden der incentive regulation versuchen, die regulierten Unternehmen von sich aus zu einem gesellschaftlich optimalen Verhalten zu veranlassen, ohne dass eine detaillierte Überwachung von Seiten der Regulierungsinstanz nötig ist. Der Regulierer gibt lediglich die Rahmenbedingungen vor, während die Unternehmen relativ große unternehmerische Freiheiten genießen. Die Arrangements müssen jedoch so gestaltet sein, dass zumindest Aussichten bestehen, entsprechende Gewinne zu erzielen.

<sup>18</sup> Vgl. Sappington (2002), S. 227-236.

<sup>19</sup> Vgl. zu dieser Einteilung Pfeifenberger/Tye (1995), S. 770.

Inflationsanpassung, so dass die Preise real zunächst konstant bleiben, und zum anderen einen bestimmten Produktivitätsfortschritt, den das Unternehmen erzielen sollte. Betriebswirtschaftlich formuliert treffen Behörde und Unternehmen also eine Zielvereinbarung. Insgesamt ergibt sich daher zumeist eine Senkung der Preise, der die Unternehmen durch Produktivitätsfortschritte begegnen müssen, da sie andernfalls Gewinneinbußen hinnehmen haben. Diese jährliche Preisanpassung hat jedoch im Allgemeinen keinen Bezug zu den Veränderungen der unternehmensseitigen Kosten. Daher haben die betroffenen Unternehmen Anreize, sich möglichst effizient zu verhalten. Dies gilt umso mehr, da sie bei größeren Effizienzschritten als in den regulativen Vorgaben vorgesehen, Zusatzgewinne erzielen. Diese Mehr- oder im umgekehrten Fall Mindererlöse verbleiben ihnen für die Dauer der regulativen Periode, deren Länge damit wesentlich für die Vorteilhaftigkeit des Regimes aus Sicht der Unternehmen ist. Gleichzeitig sind eventuelle Verluste durch das Unternehmen zu tragen und führen nicht zu einer Neuverhandlung der Regulierungsbedingungen innerhalb der Regulierungsperiode. Ökonomisch betrachtet ähnelt ein System der Anreizregulierung daher sogenannten Truth-telling-mechanisms<sup>20</sup>, denn die Unternehmen offenbaren durch ihr individuell rationales Verhalten dem Regulierer ex post zugleich ihre Effizienzreserven bzw. Kostensenkungspotenziale. Nach Ablauf der (mehrjährigen) Periode setzt die Behörde alle Parameter neu fest. Dabei ist die zwischenzeitliche Gewinnentwicklung ein Indiz für das neue Ausgangspreisniveau.

### 2.3.1 Einführende Analyse (Einproduktfall)

Zum besseren Verständnis wird zunächst die Wirkungsweise einer Price-Cap<sup>21</sup> für den Fall eines Unternehmens analysiert, das nur ein Produkt herstellt – die Grenze zwischen Preis- und Umsatzbegrenzung ist in diesem Fall quasi fließend. Für den Einproduktfall gilt dann:

$$(1) \quad P_t \leq P_{t-1} \cdot (1 + I - X)$$

In Gleichung (1) bezeichnet  $P_t$  den Preis des Produktes im aktuellen Jahr  $t$  und  $P_{t-1}$  den Preis im vorherigen Jahr. Beträgt nun die als Maßstab vereinbarte Preissteigerungsrate ( $I$ ) 2% und wird eine Effizienzsteigerung ( $X$ ) von 3% erwartet, so muss der Monopolist seinen Preis von Jahr  $t-1$  zu Jahr  $t$  nominal um 1% senken.

---

<sup>20</sup> Im Rahmen sogenannter Truth-telling-mechanisms offenbaren Wirtschaftssubjekte ihre wahren Präferenzen für ein bestimmtes Gut oder Recht. Zu denken ist hier z.B. an eine „second-bid-auction“ oder an den „Groves-Clarke Mechanismus“.

<sup>21</sup> Die Price-Cap-Regulierung verzichtet weitgehend auf die Kontrolle interner Unternehmensdaten. Sie setzt vielmehr dem Unternehmen ex ante eine Obergrenze für das zulässige Preisniveau, die sich an der Inflationsrate und dem Produktivitätsfortschritt orientiert. Das Unternehmen kann hierbei die Preisstruktur völlig frei wählen, solange der gewichtete Preis seiner Leistungen mit dem zulässigen Preisniveau vereinbar ist.

Während die Veränderungen der Kosten und Preise in einem Price-Cap-Plan jährlich bemessen und eingepreist werden, wird die Entwicklung des Produktivitätsdifferentials und damit der erwarteten Effizienzsteigerungen für einen längeren Zeitraum festgelegt.<sup>22</sup> Insofern ist die Price-Cap bzw. die Behandlung der Produktivitätsentwicklung einer solchen Preisbindung exogen für den Mechanismus. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung und Funktionsweise einer solchen dynamischen Preisobergrenze über mehrere Regulierungsperioden. Dabei wird zwischen den Anreizen der Unternehmen zur Reduktion ihrer Kosten bzw. zur Steigerung ihrer Kapitalverzinsung und den Gewinnen der Konsumenten aus der Reduktion des Preises unterschieden.<sup>23</sup> Die Abbildung zeigt außerdem die Anreizstruktur der Unternehmung: Dieser wird in periodischen Vereinbarungen ein Preisniveau zugestanden, das sich wie in Gleichung (1) vorgegeben verändert. Im dargestellten Fall sinkt der reale Preis, das Unternehmen hat also Anreize, sich um Produktivitätsfortschritte zu bemühen, um seinen internen Zinsfuß zu stabilisieren.

Den internen Zinsfuß zu betrachten ist hier sinnvoll, da für die Eigenwirtschaftlichkeit<sup>24</sup> über alle Perioden eine Übereinstimmung der abgezinsten erlaubten Einnahmen mit dem Barwert der Kosten erreicht werden muss.<sup>25</sup> Hieraus folgt, dass der vorhergesagte interne Zinsfuß den vorhergesagten Kapitalkosten der Unternehmung entsprechen muss, da der interne Zinsfuß genau der Zinsfuß ist, bei dem der Barwert einer Reihe von Ein- und Auszahlungen Null wird.<sup>26</sup> Die Verwendung des internen Zinsfußes als Maß der Höhe der Kapitalverzinsung ist zugleich ein erster Hinweis darauf, dass die Regulierungsinstanz sich in der praktischen Anwendung von Anreizregulierungen sehr wohl mit Betriebsausgaben und Kapitalkosten befassen müssen wird bzw. einschätzen können muss, auf welche Kapitalbasis dieser Zinsfuß Anwendung finden soll.<sup>27</sup>

---

<sup>22</sup> Hierin besteht der eigentliche Unterschied zwischen der Price-Cap und der RoR-Regulierung. Würde die Schätzung der Entwicklung des Produktivitätspotentials jährlich oder nur auf Antrag der Unternehmung erfolgen, so wären die beiden Regulierungsmechanismen quasi äquivalent.

<sup>23</sup> Die Abbildung beinhaltet die Annahme, dass der geforderte Produktivitätsfortschritt größer als Null ist und von größerem Umfang als der Vergleichsindex I ist.

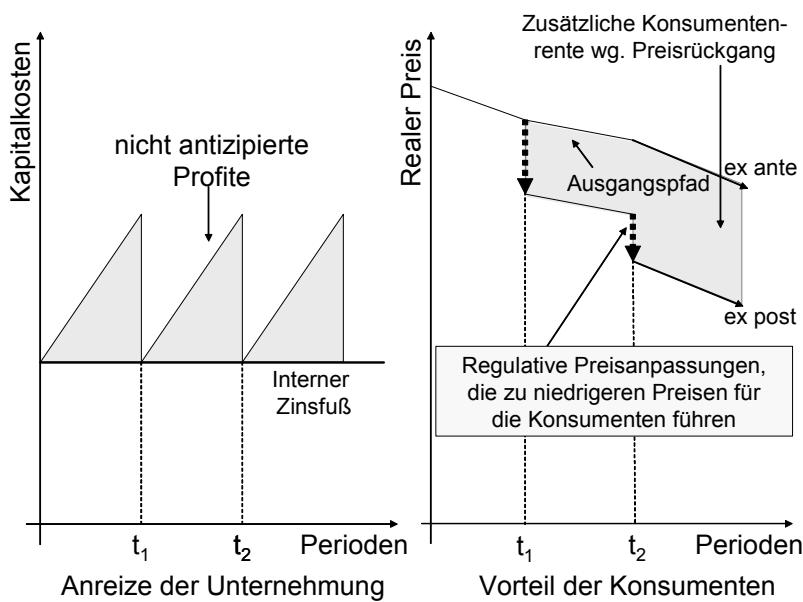
<sup>24</sup> Eigenwirtschaftlichkeit bedeutet, dass die Unternehmen, so sie ihre Produktivität wie erwartet steigern, alle Kosten aus den ihnen zugestandenen Einnahmen decken können. Das Konzept steht damit im Gegensatz zu einer kurzfristigen Marginalkostenpreisregel, die es den Netzbetreibern nicht erlauben würde, ihre Vollkosten über die Zeit zu decken.

<sup>25</sup> Es gilt: Barwert aller Einkünfte gleich Barwert aller Kosten über die vereinbarte Periode und die zulässigen Kostenarten.

<sup>26</sup> Vgl. O'Neill, D. und Vass, P. (1996), S. 21-36.

<sup>27</sup> Insofern haben sich Hoffnungen, Anreizregulierungssysteme würden derartige Überlegungen seitens der Behörde völlig unnötig machen und gleichzeitig zahlreiche Mängel von RoR-Regulierungsansätzen überwinden, nicht erfüllt. Je kürzer die Abstände der Regulierungsperioden werden, desto ähnlicher werden sich Preis- und Renditeobergrenzenregulierung.

Abbildung 2: Funktionsweise einer Preisobergrenzenregulierung bei einer Einproduktunternehmung<sup>28</sup>



Gelingt es dem Unternehmen größere Produktivitätsgewinne zu erzielen, als es nach Maßgabe des geforderten Produktivitätsfortschritts müsste, so übertrifft sein interner Zinsfuß den gewichteten Kapitalmarktzins – aus Sicht der ökonomischen Theorie macht es folglich reine Profite. Diese Profite werden der Unternehmung unter einer Price-Cap für den Zeitraum bis zur nächsten Überprüfung zugestanden, um ihr starke Anreize zu geben, ein höheres Niveau produktiver Effizienz zu erreichen. Das Erlangen höherer Produktivitätsfortschritte als die Regulierungsangaben vorsehen, zeigt sich in den Bilanzen des Unternehmens – die Firma offenbart dem Regulierer ihre Effizienz, weil es annahmegemäß in ihrem Interesse ist, Profite zu realisieren.<sup>29</sup> Die Behörde wird diese Informationen bei der nächsten Überprüfung ihrer regulativen Politik nutzen. Denn bei der Neuadjustierung der Regulierungsformel hat sie Gelegenheit, die reinen Profite wieder zu reduzieren, das heißt die realen Preise zu senken und erneut ein Produktivitätsziel zu setzen. Dabei ist es eine politische Entscheidung, die jedoch nicht ohne Folgen für die Anreizstrukturen ist, ob sofort alle Effizienzgewinne an die Konsumenten weitergegeben werden oder ein Teil hiervon zunächst den Unternehmen verbleibt – letztlich bietet sich dem Regulierer also die Möglichkeit, die Intensität des simulierten Wettbewerbs zu bestimmen. Die fundamentale Idee einer Price-Cap-Regulierung besteht folglich darin, dass: "... higher profits now (i.e. economic profits) are a quid pro quo

<sup>28</sup> Vgl. Franz (2003), S. 73.

<sup>29</sup> Die Behörde muss folglich in der Lage sein, die bilanzielle Entwicklung ebenso zu beurteilen wie die kalkulatorischen Rechenwerke.

*for reduced prices later ... ".<sup>30</sup>* Dies gilt im Grundsatz immer; die Stärke, mit der dieses Ziel verfolgt werden sollte, ist jedoch umstritten.

### 2.3.2 Bestimmung des Ausgangspreisniveaus

Der oben angegebenen einfachen Price-Cap-Formel liegen zunächst keine Aussagen bezüglich der Basis zugrunde, von der ausgehend die Preisentwicklung reguliert werden soll. Die Wahl eines adäquaten Ausgangsniveaus hat aber eine große Bedeutung für die Verteilung des sozialen Überschusses.<sup>31</sup> Findet ein Systemwechsel von einer Rate-of-Return-Regulierung hin zu einer Anreizregulierung statt, so ist es prinzipiell möglich, die vorher gültigen Tarife als Ausgangsbasis heranzuziehen. Als Startpunkt kann aber auch ein Durchschnittswert der letzten Jahre verwendet werden, um zufällige Schwankungen und Manipulationsmöglichkeiten abzufedern.<sup>32</sup> Es ist jedoch auch möglich, das Ausgangsniveau neu zu definieren. Dies kann durch eine umfassende Kostenprüfung vor Implementierung einer Anreizregulierung erfolgen.

In jedem Fall aber muss als Minimalanforderung gelten, dass die Ausgangspreise und Erlöse missbrauchsfrei sind, worunter hier verstanden werden soll, dass alle Netzentgelte und Endkundentarife geeignet sind, einen Subtraktionstest, wie ihn das Bundeskartellamt vorgeschlagen hat, zu bestehen.<sup>33</sup> Zusätzlich ist sicherzustellen, dass alle Entgelte den §§ 3 der Entwürfe der Entgeltverordnungen für Strom und Gas entsprechend kalkuliert wurden. Andernfalls könnten einzelne Unternehmen die geforderten Preissenkungen und damit von außen betrachtet auch ihre Produktivitätsziele nur durch Abbau monopolistischer Preisspielräume – also ohne Anstrengungen und damit zum Nachteil der Konsumenten erfüllen. Erreicht werden kann dies beispielsweise durch einen Vergleich der Netzbetreiber, in dessen Verlauf die Netzbetreiber in verschiedene Gruppen gemäß ihrer strukturellen Unterschiede eingeteilt werden. Dies soll sicherstellen, dass nur objektiv ähnliche Unternehmen untereinander verglichen werden. Ergibt der Vergleich, dass einzelne Netzbetreiber von den Entgelten, Erlösen oder Kosten ihrer Gruppe nach oben abweichen, so ist davon auszugehen, dass hier überdurchschnittliches Potenzial für Effizienzsteigerungen vorhanden ist. Dagegen haben diejenigen Unternehmen mit den niedrigsten Kosten bereits vor dem Start einer Anreizregulierungsperiode deutliche Effizienzgewinne erzielt. Sie dürften dementsprechend weitere Einsparungen nur mit größeren Anstrengungen hervorbringen können – im Sinne der horizontalen Ausgleichsrichtung und der objektiven Möglichkeiten sollten bei fundamentalen Ungleichgewichten die historischen Effizienzunterschiede daher im Ausgangsniveau berücksichtigt werden. Dies führt dann zwangsläufig dazu, dass Unternehmen mit einem niedrigeren Effizienzniveau größere Anstrengung zur Kostensenkung erbringen

---

<sup>30</sup> O'Neill/Vass (1996), S. 4.

<sup>31</sup> Vgl. Grewe (1999), S. 21.

<sup>32</sup> Vgl. Pfeifenberger/Tye (1995), S. 772.

<sup>33</sup> Vgl. hierzu die Entscheidung des Bundeskartellamtes vom 14. Februar 2003 im TEAG-Verfahren (B11 - 45/01). Im Internet verfügbar unter <http://www.bundeskartellamt.de>.

müssen als Unternehmen derselben Strukturgruppe mit einem höheren Effizienzni-veau<sup>34</sup>. Es ist aber darauf zu achten, dass es den Unternehmen bei dem gewählten Ausgangsniveau, den erwarteten Produktivitätsschritten und Erlösen möglich ist, ihre Kosten zu decken. Der Gesetzentwurf spricht hier davon, Effizienzvorgaben müssten so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass sie durch die Netzbetreiber mit ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichbar sind.<sup>35</sup>

Unterstellt man ein festes zu erreichendes Zielniveau am Ende der Regulierungsperiode, so lässt sich dieses auf verschiedene Art und Weise ansteuern. Es besteht die Möglichkeit, das Ausgangsniveau der Periode stärker zu senken und im Gegenzug einen abgeflachten Preispfad zu implementieren oder ein relativ hohes Ausgangsniveau zu erlauben und dies mit einem steileren Preispfad zu kombinieren.<sup>36</sup> Die Entscheidung hierüber ist im Wesentlichen davon abhängig, in welchem Umfang die Netzbetreiber in der Lage sind, bereits erzielte Produktivitätsfortschritte sofort an die Konsumenten weiterzugeben, d. h. in welcher Größenordnung sie zur Zeit Monopolrenten realisieren.

In diesem Zusammenhang bedarf der Gesetzentwurf im § 21 (2 und 4) zum jetzigen Zeitpunkt einer Spezifizierung, denn die dort formulierten Regelungen lassen die Interpretation zu, dass es grundsätzlich möglich ist sich bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus einer Anreizregulierung an den effizienten Kosten eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers zu orientieren. Hierzu ist zu bemerken, dass es nicht zuletzt Sinn der Anreizregulierung ist, der Behörde Erkenntnisse zum effizienten Niveau der Kosten einer bestimmten Versorgungsaufgabe zu verschaffen. Es handelt sich bei den effizienten Kosten insofern um eine bewegliche Größe. Hinzu kommt, dass auch in Sektoren, in denen die Regulierungsbehörde über eigene und bessere Informationsquellen verfügt, diese eingesetzt werden, um die effizienten Kosten als **Zielgröße** der Anreizregulierung zu bestimmen, nicht aber um bereits zu Beginn einer Periode effiziente Kosten durchzusetzen. Zwar profitieren die Konsumenten zunächst weniger stark von dem Regimewechsel, da sie zunächst nur von der Weitergabe der Produktivitätsfortschritte durch den X-Faktor profitieren (siehe unten) – insgesamt steht jedoch zu erwarten, dass eine Anreizregulierung den Nachfragern mittelfristig mehr Vorteile bringt als ein angeordnetes effizientes Kostenniveau. Dieses hätte zudem zur Folge, dass bereits vor Beginn der Anreizregulierung nicht alle Netzbetreiber einer Strukturklasse oder Vergleichsgruppe ihre kalkulatorische Rendite erwirtschaften könnten, wobei hier zu fragen ist, welche Kosten die Behörde beanstandet:

- Werden bestimmte Kapitalkosten nicht anerkannt, so lässt sich die Rendite (jedoch nicht der absolute Ertrag) in den Folgejahren dadurch stabilisieren, dass die fraglichen Positionen auch in den Rechenwerken der Unternehmen (Bilanz und Kalkulation) endgültig abgeschrieben werden.

---

<sup>34</sup> Vgl. hierzu auch die Diskussion zum X-Faktor.

<sup>35</sup> Vgl. § 21 a Abs. 5 Satz 4 EnWG-E.

<sup>36</sup> Zur Bestimmung des Preispfades siehe Kapitel 2.3.3.

- Können jedoch bestimmte operative Kosten den Konsumenten nicht weiter in Rechnung gestellt werden, so belastet dies die Residualeinkommen, sofern die Unternehmen nicht in der Lage sind, die beanstandeten Kostenpositionen kurzfristig abzubauen. Im jedem Fall aber ist die Folge nicht-anerkannter Kosten und damit sinkender Netzentgelte ein geringerer Cash-Flow bei den Unternehmen, so dass die unmittelbaren Folgen dieses Regulierungsschritts sich zunächst in der Liquiditätssphäre bemerkbar machen werden.

### 2.3.3 Rolle des X-Faktors

Der X-Faktor legt in der Formel die genehmigte Veränderung des realen Preises bzw. Erlöses fest. Somit ergibt sich aus der Festlegung seiner Höhe die Verteilung der Gesamtwohlfahrt auf Unternehmen und Konsumenten. Dabei gilt ceteris paribus, dass je höher der X-Faktor ist, desto größer ist der Zuwachs an Konsumentenrente und entsprechend geringer der verbleibende Anteil an Produzentenrente.<sup>37</sup> Um die Einflussgrößen bei der Bestimmung des X-Faktors zu identifizieren, ist es hilfreich, sich zunächst seine Rolle innerhalb der Anreizregulierung zu verdeutlichen.

Aus allokativer Sicht lässt sich diese zunächst wie folgt beschreiben: Ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen, das sich individuell rational verhält, wird, sobald es dazu in der Lage ist, seine Wettbewerbsposition durch Preissenkungen zu Ungunsten der Konkurrenz ausbauen – da sich aber alle in einem wettbewerblichen Sektor tätigen Unternehmen individuell in derselben Entscheidungssituation befinden, resultiert hieraus letztlich eine Preissenkung, die zum Vorteil der Konsumenten wirkt. Eine allgemeine Kostensteigerung, z.B. steigende Preise von Inputfaktoren, wird von dem Unternehmen aus demselben Grund über Preiserhöhungen an die Konsumenten weitergegeben. Betrifft die Kostensteigerung lediglich ein Unternehmen, wird es somit aufgrund der gestiegenen Preise keine Abnehmer für sein Produkt finden oder gezwungen sein, an seiner Effizienz zu arbeiten, um an anderer Stelle Kosten zu sparen. Innerhalb wettbewerblicher Sektoren werden somit unvermeidbare Kostensteigerungen an die Konsumenten in Form höherer Preise weitergegeben, wohingegen Produktivitätssteigerungen den Konsumenten in Form von sinkenden oder zumindest weniger stark steigenden Preisen zugute kommen. Zugleich sind die Unternehmen gezwungen, sich produktiv zu verhalten, da sie letztlich aus dem Markt ausscheiden müssten, wenn es ihnen nicht gelänge, das Innovationstempo des Sektors mitzugehen.<sup>38</sup> Dies führt dazu, dass sich die Outputpreise in wettbewerblichen Sektoren entsprechend der Differenz von Wachstumsrate der Inputpreise und Produktivitätssteigerung verändern.

---

<sup>37</sup> Vgl. Sappington (2002), S. 248.

<sup>38</sup> Dieses grundsätzliche Phänomen des Wettbewerbs – das Nichterreichen des ursprünglichen Ziels (hier: größerer Marktanteil und höherer Gewinn) durch die Akteure – hat bereits Adam Smith beschrieben. Mit Kartellvereinbarungen versuchen die Anbieter, diesen Mechanismus des Wettbewerbs zu unterlaufen. Kartelle sind jedoch ihrerseits instabil, denn ist es wiederum individuell rational, die Kartellvereinbarung zu brechen.

Ein monopolistischer Anbieter ist dagegen aufgrund des fehlenden Wettbewerbs nicht gezwungen, Produktivitätssteigerungen in sinkende Preise umzusetzen. Die Funktion des X-Faktors ist es nun, in einem regulierten Sektor dafür zu sorgen, dass die erzielten bzw. erzielbaren Produktivitätssteigerungen sich in der Entwicklung der Preise niederschlagen. Entwickelt sich die Produktivität eines regulierten Sektors, in dem keinerlei Übergewinne mehr erzielt werden, innerhalb einer Wettbewerbsökonomie im gleichen Maße wie die der Gesamtwirtschaft, so hätte der X-Faktor den Wert  $X = 0$ . Rechnet man dagegen mit einem stärkeren Produktivitätswachstum im regulierten Sektor, so wäre eine entsprechender Wert  $X > 0$  zu wählen.<sup>39</sup> Um die zukünftige Produktivitätsentwicklung einzuschätzen, wird in der Regel auf historische Daten zur Produktivitätsentwicklung zurückgegriffen.<sup>40</sup> Positive X-Faktoren sind in anderen Industrien aber auch damit begründet worden, dass sich der zu regulierende Sektor zu Monopolzeiten deutlich weniger produktiv entwickelt habe als die Gesamtwirtschaft und insofern ein Nachholbedarf bestehe.<sup>41</sup> Aufgrund dieser Überlegung kann es sinnvoll sein, den X-Faktor um einen so genannten „Stretch Faktor“ zu erhöhen, der das zusätzliche Produktivitätssteigerungspotential durch das neu installierte anreizorientierte Regulierungsregime widerspiegelt.<sup>42</sup>

Eine zweite Dimension des X-Faktors besteht in der möglichen Anreizwirkung hinsichtlich verstärkter Kostensenkungsbemühungen der Unternehmen. Diesbezüglich ist zu beachten, dass diese mit zunehmendem Wert größer wird, jedoch bei Überschreitung eines kritischen Wertes vollständig entfällt.<sup>43</sup> Um eine zu ambitionierte Festsetzung zu vermeiden, besteht die Möglichkeit, die Unternehmen bei der Entscheidung über die Höhe des X-Faktors mit einzubeziehen. Dies geschieht in Großbritannien auf dem Weg der Verhandlung der X-Werte zwischen Regulierungsbehörde und betroffenem Unternehmen.<sup>44</sup>

Die doppelte Funktion des X-Faktors wird in der Praxis dort deutlich, wo mit zwei X-Faktoren ( $X_1, X_2$ )<sup>45</sup> oder einem zusammengesetzten X-Faktor ( $B, C_1, C_2$ )<sup>46</sup> in der Regulierungsformel gearbeitet wird. Bei der Bestimmung des X-Wertes wird in diesen Fällen explizit zwischen der erwarteten sektorweiten Produktivitätsentwicklung, die sich in der Höhe des  $X_1$ -Faktors bzw. des B-Faktors niederschlägt, und der unternehmensspezifischen Effizienzposition ( $X_2$ ) unterschieden. Statt unternehmensspezifischer Werte für die Effizienzposition können, wie im Falle eines zusammengesetzten X-Faktors, die

<sup>39</sup> Vgl. Sappington (2002), S. 248-249.

<sup>40</sup> Zur Ermittlung von Produktivitätswachstum in Netzsektoren siehe Hense/Stronzik (2005).

<sup>41</sup> Erinnert sei hier an das Zitat von John Hicks: "The best of all monopoly profits is a quiet life". Hicks (1935), S. 1-20.

<sup>42</sup> Vgl. Sappington (2002), S. 249-250.

<sup>43</sup> Vgl. Cabral/Riordan (1991), S. 160-161.

<sup>44</sup> Vgl. Crew/Kleindorfer (1996), S. 218. Dies ist eine Eigenheit des institutionellen Arrangements in Großbritannien, die nicht überbewertet werden sollte, da es OFGEM (bzw. OFFER und OFGAS), OFTEL und OFWAT trotzdem gelungen ist, deutliche Preisabschläge zu erreichen. Letztlich stellt die angeführte Regelung kein Vetorecht für die Unternehmen dar.

<sup>45</sup> Vgl. Utilities Commission (2004), S. 13-19.

<sup>46</sup> Vgl. Commerce Commission (2004), S. 31-35.

Unternehmen auch in Gruppen, entsprechend ihrer Effizienz und unter Berücksichtigung ihrer Strukturmerkmale, eingeteilt werden. Diesen Gruppen wird in einem weiteren Schritt entsprechend ihrer Position Vorgaben zur Effizienzsteigerung gemacht ( $C_1$ ). Im letzten Schritt wird zusätzlich die relative Rentabilität der Unternehmen betrachtet und jedem Unternehmen ein Faktor  $C_2$  entsprechend seiner erlangten Kapitalverzinsung zugeordnet. Dies soll mögliche Übergewinne begrenzen oder bei unterdurchschnittlicher Kapitalverzinsung die langfristigen Konsumenteninteressen schützen. Diese Methode schwächt allerdings die Anreize zu effizientem Verhalten ab und lockert die strikte Orientierung des Preispfades an der Produktivitätsentwicklung. Gemein ist den Ansätzen der Bestimmung eines mehrteiligen X-Faktors, dass die zweite Komponente des X-Faktors die individuelle Anforderung an das jeweilige Unternehmen explizit deutlich macht. Diese Ansätze beinhalten somit ein größeres Maß an Transparenz als ein Ansatz mit einem einzigen integrierten X-Wert.

Der X-Faktor kann somit sowohl sektorweit als auch unternehmensindividuell oder für Gruppen strukturell ähnlicher Unternehmen festgelegt werden. Zumindest in der ersten Regulierungsperiode könnte sich ein einheitlicher sektorweiter Wert als sinnvoll erweisen, da davon auszugehen ist, dass die Regulierungsinstanz zu diesem Zeitpunkt nicht über ausreichende Informationen bezüglich des Effizienzniveaus und den historischen Kostensenkungsanstrengungen der einzelnen Unternehmen verfügt, um so eine zu erreichende unternehmensindividuelle Produktivitätszuwachsrate vorzugeben. Die Entscheidung über die Wahl des X-Faktors steht dabei in direktem Zusammenhang mit der Bestimmung des Ausgangspreisniveaus. Wird ein effizientes Kostenniveau als Ausgangspunkt gewählt, so ist ein sektorweiter X-Wert folgerichtig, bilden hingegen unternehmensindividuelle Kostenniveaus den Ausgangspunkt, so sind die X-Werte dementsprechend festzulegen, dass die weniger effizienten Unternehmen gezwungen sind, mittelfristig zur Effizienzgrenze aufzuschließen. Hieraus ist zu schließen, dass ein nach § 21 Abs. 4 EnWG-E bestimmtes Ausgangsniveau mit individuellen betriebsspezifischen Effizienzzielen einhergehen muss, da die Startpunkte ebenfalls individuell bestimmt werden würden.

Letztlich hat die Höhe des X-Faktors vor allem Auswirkungen auf die finanzielle Situation des regulierten Unternehmens. Bei einem zu niedrigen Wert für X, der den Unternehmen sehr hohe Zwischengewinne erlaubt, ist es denkbar, dass die Regulierungsinstanz unter gesellschaftlichen Druck gerät. Ist der Wert zu hoch angesetzt, ist es möglich, dass regulierte Unternehmen in finanzielle Schwierigkeiten geraten und der Regulierer gegebenenfalls gezwungen ist, seine Entscheidung zu revidieren, um einen Konkurs zu vermeiden. Aus rein ökonomischer Sicht bedarf die Glaubwürdigkeit des Regulierungsregimes grundsätzlich der Nichtverhandelbarkeit einmal getroffener Entscheidungen, da andernfalls die Anreizwirkung durch regulatorische Eingriffe außerhalb der *ex ante* festgelegten Zeitpunkte geschwächt wird.<sup>47</sup> Aufgrund konstitutioneller Regelun-

---

<sup>47</sup> Vgl. Laffont/Tirole (1992), S. 437-471.

gen heraus wird eine gerichtliche Überprüfung von Regulierungsentscheidungen aber immer zulässig und möglich sein – dies hat zwei Konsequenzen: Zunächst dürfte der Einfluss auf die Anreizwirkung ambivalent sein; denn während die grundsätzliche Möglichkeit des „Nachverhandelns“ sie senkt, wird sie durch die zusätzliche Rechtssicherheit erhöht. Hinzu kommt, dass eine Regulierungsbehörde in einem solchen Szenario von sich aus Entscheidungen treffen wird, die einer gerichtlichen Überprüfung möglichst standhalten, was die Wahrscheinlichkeit von ex post-Änderungen senkt.

### 2.3.4 Exkurs: Yardstick und X-Faktoren

Eine Methode mit Hilfe derer der Regulierer in der Lage ist, die Informationsasymmetrie gerade auf der Ebene des einzelnen Unternehmens abzubauen, ist der Yardstick-Wettbewerb. Hierbei stehen monopolistische Unternehmen hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz in einen Wettbewerb mit vergleichbaren realen oder virtuellen Unternehmen. Das theoretische Konzept des Yardstick-Wettbewerbs geht zurück auf Shleifer<sup>48</sup>; der vereinfachend davon ausgeht, dass sich die betrachteten Unternehmen nur bezüglich ihrer Effizienz unterscheiden. Dagegen sind sie bezüglich der eingesetzten Technologie und damit ihrer Kostenstrukturen identisch. Daraus folgt, dass jegliche Abweichung, z.B. des Gewinns, ein direktes Signal für Abweichungen bezüglich der Effizienz darstellt. Die Yardsticks (Maßstäbe) dienen dazu, durch parametrische und nicht-parametrische Vergleichsmethoden innerhalb einer Gruppe ähnlicher Unternehmen die Effizienzführer und damit das Ausmaß etwaiger Abweichungen von diesem „effizienten“ Niveau der Kosten zu identifizieren. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, sind bei relevanten exogenen Einflüssen angemessene Zuschlagsfaktoren zu berücksichtigen oder die Unternehmen in Vergleichsgruppen einzuteilen. Der Gesetzgeber sieht hier für den Fall einer kostenorientierten Entgeltbildung nach § 24 (1) StromNEV-E bzw. § 22 (2) Gas-NEV-E die Einteilung der Netzbetreiber in sechs Strukturklassen vor.<sup>49</sup> Aus den Ergebnissen des Benchmarking können die Regulierungsinstanzen wichtige Informationen über die Effizienz der einzelnen Netzbetreiber gewinnen und diese bei ihren Regulierungsentscheidungen – genauer bei der Bestimmung des Ausgangsniveau und individualisierter X-Faktoren berücksichtigen.<sup>50</sup>

---

<sup>48</sup> Vgl. Shleifer (1985). os

<sup>49</sup> Dies gilt für alle Gasnetzbetreiber mit Ausnahme der Fernleitungsnetzbetreiber im Sinne des § 3 (2) GasNEV-E vom 15.3.2005; sowie für alle Stromnetzbetreiber ab der Hochspannungsebene abwärts § 24 (1) StromNEV-E vom 15.3.2005.

<sup>50</sup> Der Ansatz kann sich auf die durchschnittlichen Kosten der berücksichtigten Unternehmen oder auf die „Best-Practice“-Unternehmen beziehen. Aus ökonomischer Sicht ist dabei die Orientierung an den besten Unternehmen aus zwei Gründen zu bevorzugen. Bei einer Orientierung am Durchschnitt werden lediglich ca. 50% der Unternehmen unter Rechtfertigungsdruck hinsichtlich ihrer Kostenstruktur kommen, wobei auch solche Unternehmen, die nur knapp unter dem Kostendurchschnitt liegen möglicherweise deutliche Verbesserungen ihrer Position erreichen könnten. Zudem ergibt sich aus dem Durchschnittswert nicht unbedingt ein unbedenkliches Tarifniveau. Die verborgenen Produktivitätsdefizite und Diskriminierungspotentiale bieten die Möglichkeit durch eine Orientierung an den „Best-Practice“-Unternehmen die Situation sowohl in produktiver als auch allokativer Hinsicht zu verbessern. In dynamischer Betrachtung ist zu beachten, dass eine Orientierung an Durchschnittswerten für

Ein Benchmarking kann mit Hilfe unterschiedlicher Methoden wie Data Envelopment Analysis (DEA), Stochastic Frontier Analysis (SFA) sowie traditionellen Regressions-techniken durchgeführt werden.<sup>51</sup> Die Ergebnisse solcher Analyseverfahren sollten jedoch nicht mechanisch in X-Faktoren für die einzelnen Unternehmen umgesetzt werden. Zu beachten bleibt, dass auf diese Weise jeweils regionale Monopole miteinander verglichen werden, die nicht in einem realen Wettbewerb zu anderen Marktteilnehmern stehen. Dies macht die Annahme grundsätzlicher Ineffizienzen innerhalb der betrachteten Unternehmen wahrscheinlicher. Ein Benchmark für die vollständig effiziente Bereitstellung eines Leitungsnetzes, das einer bestimmten Versorgungsaufgabe genügt, könnte durch die Nutzung eines Kostenmodells, das eine Als-ob-Wettbewerbsposition zugrunde legt, gebildet werden.<sup>52</sup>

### 2.3.5 Wahl eines adäquaten Vergleichsindexes

Ein weiterer bedeutsamer Faktor bei der Implementierung eines Anreizregulierungsregimes ist die Wahl eines Vergleichsindexes I. Dieser bildet ökonomisch betrachtet, die Variation des relevanten Preisniveaus ab und stellt somit einen Indikator für die Entwicklung derjenigen Inputpreise und -kosten dar, die einer direkten Kontrolle durch die Unternehmen entzogen sind. Der Faktor I, um den sich die Preise jährlich erhöhen dürfen, stellt daher sicher, dass die Unternehmen in der Lage sind, exogene Kostenschübe zu verarbeiten. Daher sollte ein Referenzindex die Entwicklung der Inputkosten des entsprechenden Sektors möglichst adäquat widerspiegeln. Des Weiteren muss gewährleistet sein, dass die Lohn- und Preispolitik des regulierten Unternehmens den Index möglichst wenig beeinflussen kann. Aus praktischen Erwägungen sollte der gewählte Vergleichsindex zudem mit möglichst geringem Aufwand ermittelt werden können und in seiner Zusammenstellung nachvollziehbar und transparent sein.<sup>53</sup> In der bisherigen Regulierungspraxis europäischer Energiemarkte kommt dabei aus Praktikabilitätsgründen häufig der Consumer Price Index (CPI) oder der Retail Price Index (RPI) zum Einsatz, welche die Geldentwertung auf der Konsumentenebene abbilden. Zwischen solchen (Endpreis-) Indices und der tatsächlichen Preisvariation der Inputfaktoren kann es jedoch zu großen Abweichungen kommen. Es ist daher zu empfehlen, den Vergleichspreisindex I eher an den Veränderungsraten der relevanten anlagenspezifischen oder

---

jene Unternehmen, die den Durchschnitt schlagen keine Anreize zur Verbesserung ihrer Effizienz bieten. Eine Verbesserung des Durchschnittswertes im Zeitablauf ist daher nicht zu erwarten. Dies folgt daraus, dass lediglich die Unternehmen unter dem Durchschnitt zu Verbesserung ihrer Werte an gehalten werden, wohingegen jene mit überdurchschnittlichen Werten gegebenenfalls sogar eine Verschlechterung ihrer Werte im Zeitablauf hinnehmen können, so lange sie dabei oberhalb des Durchschnittswertes bleiben. Es erfolgt eine Angleichung an den Durchschnittswert. Vgl. Franz/Stronzik (2005) sowie Franz/Schäffner (2005). Bei einer Implementierung von Yardstick-Wettbewerb ist somit davon auszugehen, dass bei einer Orientierung an einer Best-Practice-Frontier wesentlich bessere Ergebnisse in allokativer und produktiver Hinsicht erzielt werden. Der vorliegende Entwurf des EnWG sieht allerdings bezüglich des Vergleichs im Rahmen einer kostenorientierten Entgeltbildung in § 21 (4) eine Orientierung an den Durchschnittswerten vor.

<sup>51</sup> Vgl. hierzu Franz/ Stronzik (2005).

<sup>52</sup> Vgl. Franz/Wengler (2005).

<sup>53</sup> Vgl. Neu/Speckbacher/Stumpf (1992).

anlagengruppenspezifischen Preisindizes bzw. der Preisindex für Investitionsgüter sowie die Variation der Tarifgehälter der Arbeiter und Angestellten zu orientieren.<sup>54</sup> Des weiteren sollte zusätzlich näher untersucht werden, ob die Wahl einer kombinierten Zeitreihe nicht zu einer besseren Annäherung an die zu berücksichtigende Preisniveauentwicklung führt als die Verwendung lediglich eines gesamtwirtschaftlichen Indexes.<sup>55</sup> Aus ökonomischer Sicht sollte eine ausführliche Analyse alternativer Referenzindizes durchgeführt werden, mit dem Fokus, eine möglichst hohe Approximation an die tatsächliche Entwicklung der Inputpreise zu erhalten.<sup>56</sup> Weiterhin ist zu klären, ob die Zusammensetzung des Indexes innerhalb einer Regulierungsperiode automatisch angepasst oder festgeschrieben werden sollte.

Aus praktischen Erwägungen wird dabei der Referenzpreisindex zumeist mit einer gewissen Zeitverzögerung in die Formel eingehen. So dürfen sich die Preise der aktuellen Periode dann nach Maßgabe der Preisniveaumodifikation der Vorperiode verändern, so dass die oben angegebene Formel (1) angepasst werden muss.

$$(1') P_t \leq P_{t-1} \cdot (1 + I_{t-1} - X)$$

Aktuell legt § 21 a (4) EnWG-E<sup>57</sup> fest, dass die geplante Entgeltregulierung einen Ausgleich für die „allgemeine Geldentwertung“ berücksichtigen muss. Es ist davon auszugehen, dass hiermit z.B. der „Harmonisierte Index der Verbraucherpreise“ gemeint ist, wie er in allen Staaten der Europäischen Union berechnet wird. Wie im folgenden Abschnitt dargestellt werden wird, ist die Wahl eines solchen sehr allgemeinen Index nicht ohne Folgen für das Zusammenwirken von I und X.

### 2.3.6 Exkurs: Zusammenwirken von I und X

Das Zusammenspiel der Faktoren I und X ist wesentlich für die Funktionsweise einer Anreizregulierung, denn letztlich beschreibt die Formel, wie sich die Produktivität und damit die Preise der Unternehmen in Relation zu ihren Inputpreisen verändern sollten. Steigen die Inputpreise, die die Unternehmen nicht beeinflussen können, so ist dies eine Folge der Produktivitätsentwicklung und Knappheitsverhältnisse auf den Vorleistungsmärkten und kann von den regulierten Unternehmen an die Nachfrager weitergereicht werden. Allerdings kann eben nur die durchschnittliche Variation des Preisniveaus durchgereicht werden, d.h. das einzelne Unternehmen hat nach wie vor Anreiz, seine Kosten nicht übermäßig zu erhöhen. Wird zudem ein X-Faktor vom Anstieg der nicht-beeinflussbaren Inputpreise in Abzug gebracht, so wird von den zu regulierenden Unternehmen verlangt, zusätzliche Effizienzgewinne zu realisieren. Dies sollte im Allgemeinen auch möglich sein, denn in Monopolzeiten waren die Kosten eben nur unge-

<sup>54</sup> Vgl. Neu/Neumann (2004), S. 21-22.

<sup>55</sup> Vgl. Elsenbast (1999), S. 8.

<sup>56</sup> Vgl. auch die Verwendung verschiedener Referenzindizes bei Neu/Neumann (2004), S. 22.

<sup>57</sup> Vgl. EnWG-E a.a.O.

nügenden Anreizen hin zu steigender Produktivität ausgesetzt. Wird nun ein sehr breiter und allgemeiner Preisindex gewählt, so hat dies zur Folge, dass dieser Index sich anders entwickeln wird als die Inputpreise der zu regulierenden Unternehmen. Da sowohl eine höhere als auch eine geringere Variation der Preise möglich ist, kann dies ebenso zum Vorteil (langsamter Anstieg der Inputpreise) als auch zum Nachteil der Unternehmen sein (schnellerer Anstieg der Inputpreise) – denn während sie im ersten Fall zusätzlichen (nicht benötigten) Preissetzungsspielraum erhalten, können sie im zweiten Fall ihren unvermeidbaren Kostenanstieg nicht vollständig geltend machen. Bei umfangreichen und regelmäßigen Abweichungen sollte daher die Drift zwischen dem gewählten Index und der tatsächlichen Inputpreisentwicklung im Ansatz der X-Faktoren berücksichtigt werden. Steigen die Preise der wesentlichen Inputs also im Normalfall langsamer als das allgemeine Preisniveau, so wäre an eine Erhöhung der X-Faktoren zu denken.

Tabelle 1: Unterschiedliche Kombinationen der wesentlichen Variablen der Regulierungsformel und deren Wirkung auf das Preisniveau

Fall	Nominale Senkung	Reale Senkung	Zahlenbeispiel
$I-X < 0$	+	+	$\Delta P_{nom} = -2$ , bei $I=2$ und $X=4$
$I-X > 0$ und $X > 0$	-	+	$\Delta P_{nom} = 2$ , bei $I=4$ und $X=2$
$I-X > 0$ und $X < 0$	-	-	$\Delta P_{nom} = 4$ , bei $I=2$ und $X=-2$

Quelle: eigene Darstellung, WIK.

Verschiedene Kombinationen von  $I$  und  $X$  haben zudem unterschiedliche Folgen für die Unternehmen: Steigen die nicht-beeinflussbaren Inputpreise um einen Wert, der geringer ausfällt als die geforderte Produktivitätsverbesserung, d.h. gilt  $I-X < 0$ , dann folgt hieraus, dass das Unternehmen seine Preise sowohl in nominaler als auch in realer Hinsicht senken muss.<sup>58</sup> Fällt  $I$  dagegen höher aus als der geforderte Produktivitätsfortschritt, dann führt die Kombination  $I-X > 0$  auch weiterhin zu real sinkenden Preisen, wenngleich diese nominal steigen würden, denn die Unternehmen können ihre steigenden Inputkosten nicht komplett überwälzen. Zu real und nominal steigenden Preisen kommt es dagegen erst, wenn die Behörde die X-Faktoren so festlegt, dass gilt  $I-X > I$ , d.h. wenn zusätzlich zu den Preisniveaubewegungen der Inputs noch weitere Preisanhebungen möglich sein sollen – ein Grund hierfür mag in einem starken Investitionsbedarf aufgrund angehobener Qualitätsstandards gesehen werden, der anderweitig nicht zu finanzieren wäre. Die obige Tabelle fasst die Überlegungen zu den möglichen Kombinationen von  $I$  und  $X$  zusammen und gibt Zahlenbeispiele.

<sup>58</sup> Kann das Unternehmen nicht die gesamte Preisniveauvariation bestimmter Inputs an die Nachfrager weitergeben, sinkt der Wert seiner Erlöse bezogen auf seine Kosten, da letztere stärker wachsen – dies entspricht einer realen Senkung der Preise.

Aus Sicht eines einzelnen Unternehmens und seines Umsatzes ist es wichtig, die ersten beiden Fälle der Tabelle zu unterscheiden, denn während bei konstanter Nachfrage der Umsatz im ersten Fall absolut sinken würde, könnte er im zweiten Fall noch leicht steigen, wenn auch weniger stark als die Preise relevanter Inputs, sodass sich das Preisniveau in realer Hinsicht vermindern würde. Der zweite Fall dürfte in den Unternehmen deutlich leichter zu verarbeiten sein, hätte aber auch zur Folge, dass die Nachfrager nur insofern von der Anreizregulierung profitieren würden, als die Netzdienstleistungen relativ zu anderen Gütern weniger schnell im Preis steigen könnten – sich also relativ zu anderen Gütern verbilligen würden.

### 2.3.7 Dauer der Regulierungsperioden und Regulatory Review

In der internationalen Regulierungspraxis wird meist ein Zeitraum von 4 bis 5 Jahren für die Dauer der Regulierungsperiode angesetzt. Dabei handelt es sich um eine Übereinkunft, die sich sowohl ökonomisch als auch institutionell als zweckmäßig erwiesen hat. Nach dem aktuell vorliegenden EnWG-Entwurf § 21 a (3)<sup>59</sup> ist eine Dauer von 2-5 Jahren vorgesehen.

Der grundlegende Gedanke einer Regulierung anhand von Price-Caps oder Revenue-Caps ist, dass ein bestimmtes Preisniveau für einen vorbestimmten Zeitraum (den so genannten Regulatory Lag oder die Regulatory Period) festgelegt wird. Der Anreiz zur Kostensenkung für die Unternehmen ergibt sich daraus, dass der Regulierer nicht zeitgleich mit den Kosten sparenden Rationalisierungsmaßnahmen die Vorgaben des Price-Cap verschärfen kann. Die vereinbarten Werte der Regulierungsformel können auf der anderen Seite nicht auf unbestimmte Dauer festgelegt werden, da sich relevante ökonomische Parameter im Zeitablauf verändern können und nach einer gewissen Zeitspanne eine Überprüfung der Regulierungsvorgaben im Rahmen des so genannten Regulatory Review notwendig ist. Dadurch soll im weitesten Sinne sowohl eine Insolvenz von Unternehmen als auch die Einbehaltung zu hoher Gewinne infolge zu wenig ambitionierter Vorgaben verhindert werden. Bewerkstelligt es das regulierte Unternehmen, während des festgelegten Zeitraums seine Kosten stärker zu senken als durch den Preispfad aus Preisniveaumodell I und X-Faktor vorgegeben, profitiert es hiervon. Gelingt es im umgekehrten Fall nicht, im vorgegebenen Ausmaß Effizienzfortschritte zu realisieren, so wirkt die Kostenbasis, die höher ist als im Ausgangszeitpunkt angenommen, zum Nachteil des Unternehmens.

Genau genommen findet auch bei rein kostenbasierten Regulierungsmethoden ein Review statt und zwar jedes Mal, wenn eine Kostenprüfung erfolgt, die als Ausgangsbasis für die Festlegung neuer Preise dient. Insofern handelt es sich hier um eine kontinuierliche Form der Regulatory Review im Vergleich zu festgelegten Zeitpunkten im Rahmen

---

<sup>59</sup> Vgl. EnWG-E a.a.O.

einer Anreizregulierung. Die Wahl der Periodenlänge hat folglich starken Einfluss auf die Anreize des Systems, da sich bei kürzeren Zeiträumen die Unterschiede zwischen kostenbasierten und anreizorientierten Mechanismen verwischen.

Insofern handelt es sich um eine klassische Trade-off Situation. Die Wahl einer relativ kurzen Periode bietet nur wenig Anreize für die Netzbetreiber, ihre Kosten zu reduzieren, da erreichte Effizienzgewinne relativ schnell an die Konsumenten weitergereicht werden (low-powered regime). Wird hingegen der Preis für eine längere Periode festgeschrieben, bestehen stärkere Anreize zur Reduzierung der Kosten, da das regulierte Unternehmen die getätigten Kostenersparnisse länger einbehalten kann (high-powered regime). Kosten dürften daher vor allem zu Beginn einer Regulierungsperiode eingespart werden, gerade dann, wenn hierzu wiederum Aufwendungen nötig werden, da der Barwert der Einsparungen gegenüber dem Preispfad dann am höchsten ist. Dagegen nehmen die Anreize ab, wenn das Ende der aktuellen Regulierungsperiode näher rückt, weil die beobachtbaren Kosten im letzten Jahr der Regulierungsperiode wiederum einen starken Einfluss auf die Preissetzung der nächsten Periode haben.<sup>60</sup> Als weiterer Vorteil einer längeren Regulierungsperiode kann gelten, dass ein stabiles und damit insgesamt verlässlicheres Regulierungsumfeld für die Unternehmen geschaffen wird, was das Unternehmensrisiko vermindert und die Planbarkeit vor allem für längerfristige Investitionen erhöht.<sup>61</sup> Eine relativ lange Regulierungsperiode führt somit tendenziell zu einer besseren Ausbeute bezüglich des Ziels der produktiven Effizienz, verringert aber gleichzeitig die allokativen Effizienz, da sich dadurch der Abstand zwischen dem Verlauf der Kosten und der Preise vergrößert. Gleichzeitig steigt tendenziell das Risiko, dass Änderungen des allgemeinen Branchen- sowie insbesondere des technologischen Umfeldes eine starke Abweichung zwischen den tatsächlich anfallenden Kosten und den Erlösen ermöglichen. Die Frage nach der optimalen Länge der Regulierungsperiode ist daher auch mit Blick auf das Innovationspotential der aktuellen Technologie zu beantworten.

Im Rahmen des Regulatory Review können entweder sämtliche Bestandteile der bisher angewendeten Price- bzw. Revenue-Cap-Formel Veränderungen unterzogen werden oder lediglich eine Anpassung des X-Faktors vorgenommen werden. Von der Komplexität des hierzu nötigen Konsultationsprozesses hängt im Wesentlichen auch der künftige Regulierungsaufwand ab. Bedacht werden sollte auch, dass der Konsultationsprozess auf beiden Seiten Zeit, z.B. für den Informationsaustausch, erfordert. Sobald aber im Umfeld einer Review erkennbar wird, welche Vorstellungen der Regulierer für die kom-

---

**60** Tatsächlich zeigt sich, dass die Unternehmen gegen Ende der Regulierungsperiode versuchen, ihren „Typ“ zu tarnen bzw. Sparprogramme vor allem zu Beginn der Periode durchgeführt werden.

**61** Hieraus kann nur bedingt gefolgert werden, dass die Regulierungsperiode ceteris paribus eine Länge haben sollte, die der durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen entspricht. Denn zum einen wäre das Risiko von Fehleinschätzungen in jedweder Richtung prohibitiv hoch, zum anderen sollte bedacht werden, dass die durchschnittliche Dauer der Kapitalbindung in den Unternehmen bei glatten Investitionszyklen deutlich niedriger ausfallen dürfte als die Lebensdauer einer einzelnen Anlage.

mende Periode hat, werden die Unternehmen ihre Investitions- und Tarifpolitik auch im Hinblick auf die kommenden Regeln ausrichten – die Anreize werden unscharf.

Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben in § 116 (3) EnWG-E<sup>62</sup> ist die Regulierungsbehörde verpflichtet, nach Ablauf der ersten zwei Jahre einer Anreizregulierung der Bundesregierung einen Erfahrungsbericht vorzulegen. Aus administrativen Überlegungen könnte sich daher für eine **erste** Regulierungsperiode ein Zeitraum von nur zwei Jahren als sinnvoll erweisen. Es ist jedoch zu beachten, dass dies aus den oben genannten Gründen die Anreizwirkung des Regulierungsregimes in der ersten Periode stark reduzieren würde.

### 2.3.8 Periodenübergreifende Anreizwirkung und Ratchet-Effekt<sup>63</sup>

Wie zuvor diskutiert, kommt der Behörde am Ende der Regulierungsperiode die Aufgabe zu, einige oder alle Parameter der Regulierungsformel neu zu bestimmen – dies gilt vor allem für das neue Ausgangsniveau. Anders ausgedrückt muss die Regulierungsinstantz entscheiden, welchen Anteil der zusätzlich erzielten Effizienzfortschritte sie den zu regulierenden Unternehmen belässt und welchen Anteil sie an die Konsumenten weiterreicht. Diese Frage ist nicht zuletzt deshalb von großem Interesse, weil zumindest fraglich ist, ob und inwieweit sich eine staatliche Institution in dynamischen Situationen überhaupt glaubhaft dazu verpflichten kann, über mehrere Perioden eine einheitliche Politik zu betreiben und gewonnene Erkenntnisse über technisch-ökonomisch mögliche Kostenniveaus nicht zum Nachteil der Unternehmen einzusetzen, d.h. beispielsweise trotz anders lautender Zusagen bereits nach einer Regulierungsperiode alle Effizienzgewinne an die Konsumenten weiterzureichen.<sup>64</sup>

Beispielhaft sei eine Situation betrachtet, in der sich die Behörde zwei möglichen Typen von Unternehmen (niedrige und hohe Kosten) gegenüberstellt, wobei für einen Zeitraum von zwei Perioden die Versorgung der Bevölkerung sicherzustellen ist.<sup>65</sup> Bezuglich einer einzigen Periode wäre davon auszugehen, dass Menüs von Verträgen so formuliert werden können, dass die Unternehmen sich der für sie passenden Vorgabe selbst zuordnen. Sobald die strategische Situation jedoch mehr als eine Periode umfasst, ändert sich die Ausgangslage wesentlich. Sind Vereinbarungen, die länger als eine Periode gelten, unmöglich, so werden sich die Unternehmen in den Verhandlungen der ersten Periode bewusst sein, dass sie ihren Typ (ihr Kostenniveau) durch die

<sup>62</sup> Vgl. EnWG-E a.a.O.

<sup>63</sup> Zur Wirkung und Analyse des Ratchet-Effektes vgl. Freixas, X. et al. (1985), S. 173-191; Laffont/Tirole (1992), S. 375-435, sowie Sappington (1980), S. 360-372.

<sup>64</sup> Eine solche Verpflichtung wäre auch gar nicht effizient, da ein benevolenter Regulierer immer alle Informationen nutzen wird, die ihm zur Verfügung stehen. Dies bedeutet, dass, selbst wenn der Regulierer sich für mehrere Perioden zu einer einheitlichen Politik verpflichtet, er versucht sein wird, durch Nachverhandlungen Wohlfahrtsverluste zu verhindern.

<sup>65</sup> Zu diesem Beispiel und zu Fragen des Commitment in dynamischen Situationen vgl. Laffont, J.J. (1994), S. 524-528.

Annahme eines bestimmten Vorschlags offenbaren. Dies hat vor allem für die effizienteren Unternehmen Folgen, da diese damit rechnen müssen, in der zweiten Periode nur noch ein Angebot auf ihrem niedrigen Kostenniveau zu erhalten – vom Regulierer also auf dem niedrigen Preisniveau „eingerastet“ zu werden (dieses Einrasten wird in der Literatur als „Ratchet-Effekt“ bezeichnet). Als Folge hiervon haben die Unternehmen – in Abhängigkeit vom Diskontfaktor der zweiten Periode – Anreize, ihren Typ zu verborgen. Als Folge hiervon fallen in einer solchen dynamischen Welt die realisierten Kosteneinsparungen geringer aus als in einer statischen Umgebung.<sup>66</sup> Die Unternehmen dürften daher Anreize haben, Einsparpotenziale zurückzuhalten, um nicht an niedrigere Kosten gebunden zu werden.

Das Phänomen des Einrastens hat gerade in England in der Diskussion um strategisches Verhalten der Unternehmen in der Elektrizitäts- bzw. Wasserwirtschaft eine Rolle gespielt.<sup>67-68</sup> Hier wurde sehr kontrovers über die Frage diskutiert, ob es im Interesse der Konsumenten sein könnte, alle Effizienzgewinne sofort an diese weiterzurichten, wenn aufgrund des Ratchet-Effektes erwartet werden müsste, dass die zur Verfügung stehenden Effizienzgewinne negativ beeinflusst werden würden. Die Frage des bestmöglichen "efficiency carryover", das heißt der Verwendung der nicht-antizipierten Produktivitätsfortschritte, hat daher in der Diskussion in Großbritannien breiten Raum eingenommen und auch einzelne Regulierer (z.B. OFWAT) haben ihre Haltung zu dieser Frage im Laufe der Zeit geändert.<sup>69</sup>

### 2.3.9 Z-Faktoren

Bei der Regulierung mittels einer Preis- oder Erlösobergrenze können die Erlöse der Unternehmen aufgrund von Veränderungen der allgemeinen wirtschaftlichen Situation stark schwanken, sodass es ihnen unter Umständen trotz effizienten Verhaltens nicht möglich ist, ihre Kosten zu decken. Um eine dauerhafte Kostenunterdeckung während

---

<sup>66</sup> Informatorisch problematisch ist zudem, dass die weniger effizienten Unternehmen hier in die Lage versetzt würden, eine "take the money and run"-Strategie zu verfolgen, die darin bestünde, in Periode 1 die Vorgabe des effizienten Typen anzunehmen, dessen Informationsrente (die geringeren erwarteten Effizienzfortschritte) zu realisieren und in sich Periode 2 ganz aus dem Markt zurückzuziehen.

<sup>67</sup> Vgl. Glynn, D. (1996), S. 62.

<sup>68</sup> Zu den britischen Erfahrungen bzw. der zwischenzeitlich herben Kritik an der Price-Cap-Regulierung vgl. auch Mayer, C./ Vickers, J. (1996), S. 83-101.

<sup>69</sup> So haben die Unternehmen bzw. deren Consultants versucht zu zeigen, dass ein langsames Abschmelzen erzielter Effizienzgewinne bzw. ein langsames Wiederheranführen des internen Zinsfußes an die Kapitalkosten (z.B. über einen Zeitraum von 10 Jahren nach der Review) den Konsumenten größere Vorteile einbringt als ein direktes Abschmelzen. In diesem Zusammenhang hat Viehoff berechnet, dass bei einem direkten Rückführen von einer Kosteneinsparung, die im ersten Jahr einer fünfjährigen Regulierungsperiode erreicht wird, 71% den Konsumenten verbleiben. Formal wird eine Einsparung in einer solchen Berechnung als ewige Rente betrachtet. Vgl. Viehoff, I. (1995), S. 5.

Zusätzlich befasst sich z.B. Clifton mit der Frage, ob sich ein sogenannter "compound ratchet effect" ergibt, wenn damit zu rechnen ist, dass die Höhe des **X** in einer bestimmten Periode von der Rate abhängt, mit der das **X** der Vorperiode übertroffen wurde. Vgl. Clifton, M. (1997), S. 4 und S. 7-9. Williamson postuliert daher einen dem optimalen Zoll ähnlichen Zusammenhang zwischen Effizienzgewinnen und Konsumentenanteil, für den sich ein eindeutiges Optimum bestimmen lässt. Vgl. Williamson, B. (1997), S. 11.

einer Regulierungsperiode oder eine Neuverhandlung der gesamten Regulierungsvorgabe innerhalb einer laufenden Regulierungsperiode zu vermeiden, kann es sinnvoll sein, die Formel für die Preis- bzw. Erlösobergrenze mit einem Korrekturfaktor (Z-Faktor) zu erweitern. Dadurch wird es den Unternehmen ermöglicht, exogene Kostenänderungen an die Konsumenten nach einem zuvor festgelegten Verfahren durchzureichen, ohne dass es hierzu einer expliziten Genehmigung durch die Aufsichtsbehörde bedürfte. Sollen derartige exogene Kostenschocks, die Einfluss auf den Verlauf des Erlöspfades nehmen, berücksichtigt werden, müssen jedoch die folgenden drei Bedingungen erfüllt sein: Zunächst muss der zugrundeliegende Effekt außerhalb der Einflussnahme des regulierten Sektors liegen, um Manipulationen ebenso auszuschließen wie die Möglichkeit, Verluste, die sich aus (endogenen) unternehmerischen Entscheidungen ergeben, den Konsumenten zu belasten. Zweitens darf der Effekt nicht oder nur signifikant schwächer gesamtwirtschaftlich wirksam sein, da er sich andernfalls bereits im Vergleichspreisindex niederschlagen würde. Zuletzt muss der Effekt auch nachvollziehbare finanzielle Folgen für den regulierten Sektor haben, da es sonst offensichtlich keinen Grund zu einer Korrektur der Obergrenze gibt.<sup>70</sup> Wie mit jeder Ausnahmeregel, die in ein auf stabilen Erwartungen fußendes Anreizsystem eingebaut wird, verbindet sich auch mit den Z-Faktoren die Gefahr, den Mechanismus zu unterlaufen.

Regelungen, die derartige Möglichkeiten des „cost pass-through“ eröffnen, sind im Energiebereich eingesetzt worden, wenn neben der Netzentgeltkontrolle auch eine Regulierung der Endkundenpreise erfolgte. Dabei wurde es Versorgungsunternehmen in einigen Fällen gestattet, Preiserhöhungen auf den Rohstoffmärkten an die Konsumenten weiterzureichen. Generell kann in solchen Fällen die Intensität der Kostendurchrechnung je nach Bedeutung des Rohstoffpreises für die Bereitstellungskosten des Endproduktes differenziert werden. Es gilt jedoch zu beachten, dass durch die Möglichkeit, die Kosten in gewissem Umfang an die Kunden weiterzuleiten, die Anreize zur Effizienzsteigerung abnehmen<sup>71</sup>, und die Unternehmen weniger Anlass haben, sich, z.B. durch ein optimiertes Portfoliomanagement, gegen schwankende Preise abzusichern. Andererseits zeigt das kalifornische Beispiel, dass Preissignale, die zu Energieeinsparungen führen könnten, die Konsumenten kurzfristig erreichen können müssen, da andernfalls steigende Energiepreise eben nicht mit geringerer Nachfrage einhergehen. Weitere Faktoren die einen „cost pass-through“ rechtfertigen können, sind Steuererhöhungen oder neue Steuern, die exklusiv den regulierten Sektor betreffen, oder außergewöhnliche Ereignisse wie Umweltkatastrophen, die hohe finanzielle Belastungen für die regulierten Unternehmen verursachen.

Aus diesen Überlegungen folgt, dass bei einer Regulierung der Durchleitungsentgelte in Transport- und Verteilernetzen für Gas und Strom ein Z-Faktor, anders als bei der Regulierung von Endkundenpreisen, als nicht zwingend erforderlich anzusehen ist. Sowohl mögliche Schwankungen des Marktpreises für Rohstoffe, als auch die Erhebung zu-

<sup>70</sup> Vgl. Sappington (2002), S. 253.

<sup>71</sup> Vgl. Brunekreef (2000), S. 35.

sätzlicher (Energie-) Steuern haben keine exklusiven finanziellen Belastung für die Netzbetreiber zur Folge. Lediglich die Beschädigung der Infrastruktur durch unvorhersehbare Umwelteinflüsse könnte eine solche Kostendurchrechnung rechtfertigen. In einem solchen seltenen Fall ist jedoch eine Lösung außerhalb der Formel oder die Fixierung einer neuen Regulierungsvorgabe unter Berücksichtigung der besonderen Umstände möglich. Da eine solche Ausnahmesituation eine umfassende Prüfung der entstandenen Kosten voraussetzt, ist in diesem Fall eine einfache cost pass-through innerhalb der Formel eher ungeeignet.

Es könnte sich jedoch als notwendig erweisen, die Kosten einer angebotsseitigen Netzerweiterung – z.B. bei zunehmender dezentraler Erzeugung – zu berücksichtigen, da nach § 17 (1) EnWG-E Anschlusspflicht durch den Netzbetreiber besteht, der auch die Kosten hierfür zu tragen hat. Sowohl bei Price als auch bei Revenue Caps ist in einem solchen Fall nicht auszuschließen, dass einzelne Netzbetreiber Anreize hätten, den zu leistenden Anschluss bis zur nächsten Überprüfung der regulatorischen Vorgaben zu verzögern und zu diesem Zeitpunkt die Anrechnung der entstehende Kosten zu verlangen. Andernfalls ist in beiden Verfahren damit zu rechnen, dass die Anschlusskosten innerhalb der laufenden Periode nicht durch zusätzliche Erlöse gedeckt werden können. Allerdings ist sicherzustellen, dass die Netzbetreiber nicht Einfluss auf die in ihrem Netzgebiet dezentral erzeugten Mengen nehmen und sich diesbezüglich strategisch verhalten können.

Zusätzlich kennt der ENWG-E in § 21 a (4) den Begriff des „nicht-beeinflussbaren Kostenanteils“ und schreibt vor, dass eine Anreizregulierung Änderungen dieser Größe berücksichtigen muss.<sup>72</sup> Hierunter versteht der Entwurf vor allem Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen. Unserer Ansicht nach sollte dieser Passus jedoch restriktiv gehandhabt werden, da ansonsten eine Proliferation nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile zu erwarten ist. Während steuerliche Fragen und gewaltzte Kosten zumindest auf der empfangenden Ebene als weitestgehend unbeeinflussbar gelten können, sollten alle anderen Kostenbestandteile als Teil des Optimierungsraums der Unternehmen betrachtet werden. Dies gilt auch für Kapitalkosten, die immer flexibler werden, je länger die betrachteten Zeiträume gewählt werden. Weitere Einschränkungen dürften nicht zuletzt deshalb negative Folgen haben, da die Erfahrung in anderen europäischen Ländern zeigt, dass den Unternehmen selbst bei scharf regulierten Rechnungslegungsstandards immer noch relevante Flexibilität bei der Deklaration von Kosten unter bestimmten Oberpunkten verbleibt. Eine weitere Ausnahme werden gemäß § 21 a (3) EnWG-E Änderungen der Gesetzgebung in Bezug auf die Abgaben oder Abnahme- und Vergütungspflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz bilden.<sup>73</sup> Da aufgrund der Kostenwälzung in den Elektrizitätsnetzen

---

<sup>72</sup> ebd.

<sup>73</sup> Vgl. EnWG-E a.a.O.

ohnehin eine Betrachtung von „Nettonetzentgelten“ unvermeidlich sein dürfte, sollten steuerliche Fragen bzw. Abgabenlasten ebenfalls isoliert betrachtet werden.

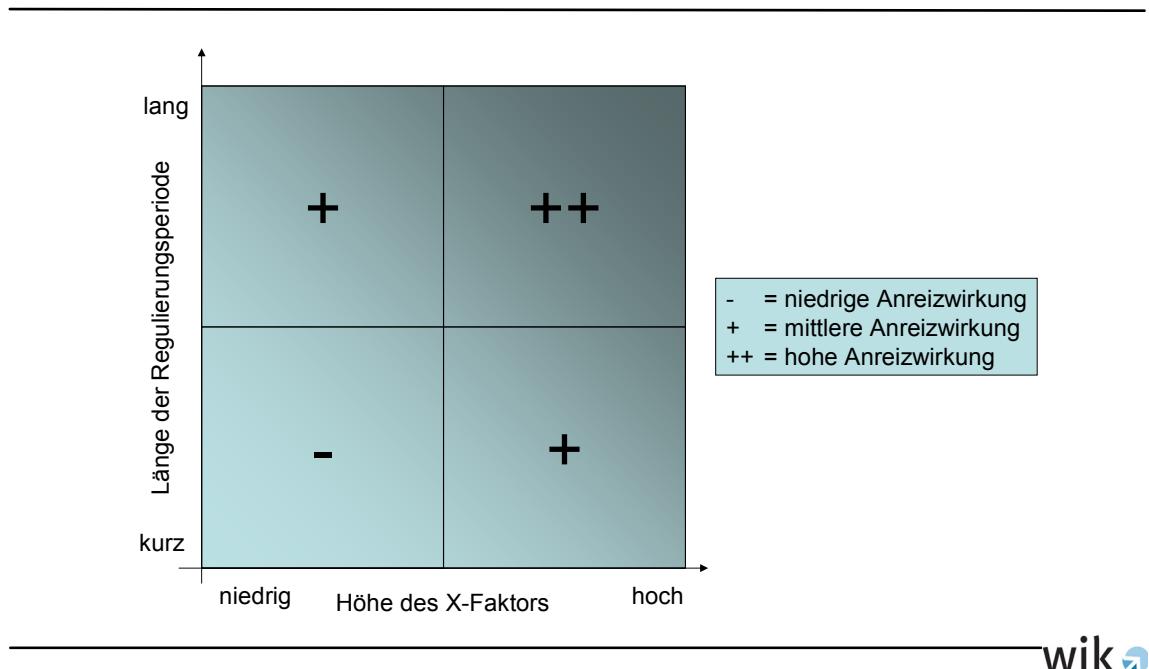
## 2.4 Zusammenfassung

In den bisherigen Unterkapiteln wurden, zur Vorbereitung auf eine spätere Bewertung der Regulierungsansätze, die wichtigsten Ziele sowie grundlegende Elemente einer Anreizregulierung dargestellt. Dies geschah zunächst auf der Basis eines Einproduktfalles, da sich auf diese Weise die grundsätzlichen Zusammenhänge einer anreizorientierten Entgeltregulierung besser verdeutlichen lassen.

Die individuelle Ausgestaltung der einzelnen Faktoren wirkt sich auch unmittelbar auf die Anreize zu effizienzsteigerndem Verhaltens aus. So ergibt sich beispielsweise aus unterschiedlichen Kombination der beiden zentralen Elemente „Höhe des X-Faktors“ sowie „Dauer der Regulierungsperiode“ insgesamt jeweils eine stärkere bzw. schwächere Anreizwirkung für die regulierten Unternehmen. In der Literatur findet sich diese Klassifizierung auch in der Einteilung eines high-powered versus eines low-powered incentive schemes wieder.

Ebenso sollte beachtet werden, dass es für die Erlössituation eines einzelnen Unternehmens von unterschiedlicher Bedeutung ist, ob das Preisniveau lediglich real oder auch nominal gesenkt werden muss. Starken Einfluss auf die Anreizwirkung hat aber auch die Länge der Regulierungsperiode, wobei hier in der Tendenz längere Perioden stärker wirken. Dies gilt insbesondere dann, wenn sie mit hohen X-Faktoren kombiniert werden, wie die folgende Abbildung nochmals verdeutlicht.

Abbildung 3: Variation der Anreizwirkung bei unterschiedlichen Kombinationen von X-Faktoren und Länge der Regulierungsperiode



### 3 Anreizorientierte Regulierungsansätze für Mehrproduktunternehmen

Im Folgenden werden die Formen der anreizorientierten Regulierung für den Mehrproduktfall durch das Setzen von Preis- bzw. Erlösobergrenzen (Price-Caps bzw. Revenue-Caps) betrachtet. Zunächst ist zu untersuchen, welche Produkte und Dienste die Netzbetreiber aus dem Monopol heraus anbieten, umso zu bestimmen, welcher Teil der Wertschöpfung unter die Kontrolle der Behörde fallen muss. Erklärtes Ziel ist es, Kostensenkungen bzw. Produktivitätssteigerungen innerhalb des regulierten Unternehmens bzw. Sektors zu fördern. Als Oberziel der Preispolitik eines Unternehmens wird bei folgenden Überlegungen die Maximierung seines Unternehmensgewinnes vorausgesetzt. Sollten allerdings mittelfristig auch andere Ziele wie z.B. die Umsatzmaximierung handlungsbestimmend für die Unternehmen werden, so wären die folgenden Schlussfolgerungen entsprechend zu modifizieren, um die Regulierungsziele zu erreichen. Zudem ist zu fragen, ob (erfolgreich) entbündelte Netzunternehmen ohne Kontrolle über den Preis der Energie selbst, die Möglichkeit haben, ihren Umsatz selbstbestimmt auszudehnen, da dieser zu wesentlichen Teilen durch die Entscheidungen der Nachfrager determiniert sein dürfte. Diese wiederum dürften aufgrund der relativen Kostenanteile eher auf den Preis der Energie selbst reagieren.

Die im Weiteren dargestellten anreizorientierten Regulierungsansätze beinhalten unterschiedliche Vorgehens- und Funktionsweisen. Dies führt bei ihrer Anwendung zu differierenden Verhaltensweisen der Unternehmen und somit auch zu unterschiedlichen Ergebnissen. Jeder Ansatz bringt sowohl Vor- als auch Nachteile mit sich, die teilweise erst im Zusammenspiel mit den Eigenschaften und Strukturen des regulierten Marktes zur Geltung kommen. Bei der Bewertung der einzelnen Regulierungsregime gilt es, sich an die Kriterien in Kapitel 2.3 anzulehnen.

#### 3.1 Produkte und Dienstleistungen im Netzbetrieb

Die Regulierung des Netzzugangs ist bei der Analyse der Auswirkungen anreizorientierter Regulierungsansätze deutlich von der Regulierung über mehrere Marktstufen bis hin zum Endverbraucherpreis zu unterscheiden. Wie im Folgenden dargestellt wird, bieten die Netzbetreiber eine Vielzahl unterschiedlicher Produkte an. So unterscheiden sich die Durchleitungsprodukte je nach Ein- und Ausspeisepunkt sowie durch ihre tages- oder jahreszeitliche Variation. Darüber hinaus gibt es im Zusammenhang mit der Durchleitung von Gas oder Strom Serviceleistungen, die ebenfalls durch den Netzbetreiber erbracht werden. Teile dieser Dienstleistungen stehen auch potentiellen Wettbewerbern offen, was bei der Ausgestaltung der Regulierung berücksichtigt werden sollte.

Die Anreizregulierung in Form von Preis- oder Erlösobergrenzen kann gerade in einem Mehrproduktfall positive Eigenschaften entfalten, denn grundsätzlich ist es möglich, den Unternehmen zu gestatten, ihre einzelnen Preise untereinander zu variieren, während

sie einer generellen Umsatz- oder Preisobergrenze unterliegen. Es lässt sich zeigen, dass die Unternehmen bei geeigneten Anreizen ihre Preise in allokativ vorteilhafter Art und Weise variieren werden. So kann vor dem theoretischen Hintergrund wohlfahrtsoptimaler Ramsey-Preise<sup>74</sup> gefolgert werden, dass die notwendigen elastizitätsbezogenen Aufschläge auf die Grenzkosten zur Deckung der Gemeinkosten umso effizienter gestaltet werden können, je höher die Freiheitsgrade des Unternehmens bezüglich der Preisstruktur sind. Die Zusammenfassung aller angebotenen Produkte zu einem regulierten Bündel wäre daher aus Sicht der Wohlfahrtstheorie, die zu bevorzugende Variante. In der Praxis kann als Gegenargument angeführt werden, dass zum Beispiel die Nachfrage von Haushaltkunden relativ unelastisch ist und damit dieses Kundensegment im Ramsey-Fall auch mit vergleichsweise hohen Preisen belegt wird. Unter verteilungspolitischen Gesichtspunkten wäre daher eine Beschränkung der Preisstruktur vertretbar.

Zu fragen ist daher immer, welche und wie viele Produkte oder Preise zusammen betrachtet werden sollten: Können die Preise der zu betrachtenden Netzdienstleistungen in geeigneter Weise gruppiert werden, ist es dem Unternehmen möglich, die Preise der einzelnen Güter im jeweiligen Korb zu verändern, so lange die Preisobergrenze für den gesamten Güterkorb eingehalten wird. Somit wird es dem Netzbetreiber ermöglicht, unter der gegebenen Beschränkung durch die Preisobergrenze auf Veränderungen der Nachfragesituation oder der relativen Inputpreise durch entsprechende Austarierung seiner Entgelte zu reagieren. Eine Preisdifferenzierung macht vor allem dann Sinn, wenn die Nachfrage oder die Kosten der Leistungsbereitstellung zeitlich variieren, wie zum Beispiel bei einer Orientierung an Spitzenlasten, wie sie in Strom- und Gasnetzen auftreten. So beziehen unterschiedliche Abnehmer bzw. Gruppen von Abnehmern zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Mengen an Strom bzw. Gas, so dass diese jeweils als eigenständige Güter betrachtet werden können. Die Besonderheit besteht lediglich darin, dass Verbundvorteile in der Produktion dieser unterschiedlichen Netzdienstleistungen vorhanden sind.<sup>75</sup>

Berücksichtigt werden sollte aber auch, dass gerade wenn einzelne Produkte sich durch differierende (potentielle) Wettbewerbsintensitäten auszeichnen, nach diesem Kriterium verschiedene Produktkörbe gebildet werden sollten, in denen bestimmte Produktpreise gesondert reguliert werden können. Andernfalls neigen die zu regulierenden

---

<sup>74</sup> Ramsey-Preise geben die zweitbeste (second best) Lösung bei der Regulierung eines natürlichen Monopols an. Da sich die Kostenstruktur zumeist durch hohe Gemeinkosten auszeichnet, ist es einem Netzbetreiber nicht möglich, seine Preise nach Grenzkostenpreisregel (first best) zu bilden, ohne einen dauerhaften Verlust zu verzeichnen. Mit Hilfe der Ramsey-Preisregel verteilt der Netzbetreiber die Gemeinkosten derart auf seine einzelnen Produkte, dass die Wohlfahrtsverluste durch Abweichen von der Grenzkostenregel minimiert werden. Dies geschieht, in dem der Netzbetreiber unter Beachtung der Vorgabe einer mindestens konstanten Konsumentenrente seinen Gewinn maximiert. Er macht sich dabei die unterschiedlichen Nachfrageelastizitäten der einzelnen Produkte zunutze, in dem er die Höhe der Aufschläge auf die Grenzkosten proportional zur jeweiligen inversen Nachfrageelastizität variiert. Da die Konsumenten mit der geringsten Preiselastizität der Nachfrage die höchsten Preise bezahlen, ist der durch Abweichung von den Grenzkostenpreisen ausgelöste Mengeneffekt am geringsten.

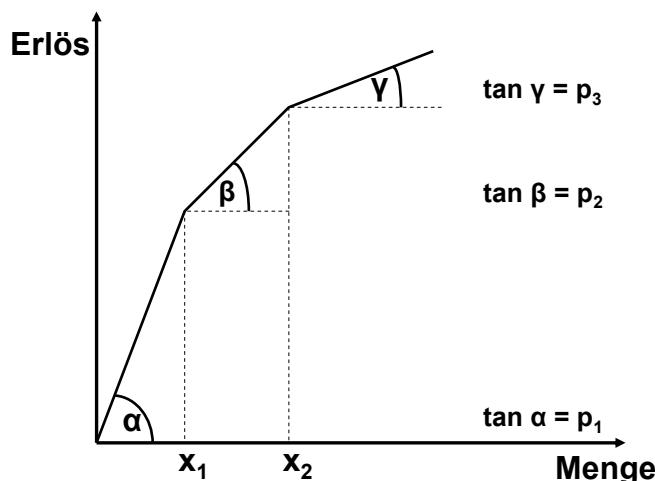
<sup>75</sup> Vgl. Borrmann/Finsinger (1999), S. 241.

Unternehmen zu nicht wohlfahrtsoptimalem Verhalten, da sie Produkte, die sich durch besonders hohe Wettbewerbsintensitäten auszeichnen, unterhalb der Selbstkosten anbieten und diese Einnahmeeinbußen in Märkten mit geringem wettbewerblichen Druck kompensieren. Somit schöpfen sie hier ihren Preissetzungsspielraum zu Ungunsten der Konsumenten vollständig aus.

### 3.1.1 Nichtlineare Tarife und Netzbetrieb

Die Preissetzung im Rahmen der Netznutzung erfolgt in der Praxis mit nichtlinearen Tarifen. Dabei handelt es sich um Preisstrukturen, bei denen sich das Verhältnis von Mengen zu Preisen über den Verlauf der Nachfrage hinweg ändert. Für unterschiedliche Kundengruppen, die als Produktbündel aufgefasst werden können, gelten jeweils andere Tarifstrukturen. Insbesondere sind hier Blocktarife mit fallenden Durchschnittspreisen von Bedeutung.<sup>76</sup> Sie eignen sich zur Preisstellung für Nachfragergruppen mit differierender Zahlungsbereitschaft. Bei dieser Tarifart verändert sich das Netznutzungsentgelt, sobald ein bestimmtes Konsumniveau erreicht wird. Für einen fallenden Blocktarif gilt, dass mit zunehmender Menge jede weitere Einheit einen niedrigeren Erlös aufweist.

Abbildung 4: Fallender Blocktarif



Quelle: Borrman/Finsinger (1999), S. 205

Die Abbildung 4 zeigt beispielhaft einen Blocktarif mit fallenden Durchschnittspreisen und ohne Fixkostenanteil. Produktseitig sollte zudem betrachtet werden, dass die Netz-

<sup>76</sup> Vgl. Iten et al. (2001), S. 36 – 41.

betreiber im Gewerbe- und Industrikundensegment sowohl fixe als auch unterbrechbare Kapazitäten anbieten, die sich wiederum im Preis unterscheiden und auch kundenseitig unterschiedliche Bedürfnisse befriedigen.

### 3.1.2 Mengenschwankungen im Netzbetrieb

Ein weiterer Aspekt, der beim Design eines Regulierungsregimes für entbündelte Netzbetreiber berücksichtigt werden sollte, betrifft die aus unterschiedlichen exogenen Gründen auftretenden Mengenschwankungen: Einerseits schwanken in manchen Netzgebieten wegen der geografischen Wanderbewegungen der Nachfrager (Bevölkerung und Unternehmen) die Anschlusszahlen. In den schrumpfenden Regionen steigen folglich aufgrund der Regeln des Kalkulationsleitfadens die Netzentgelte pro Nutzer an. Denn während mit dem Rückgang der Nachfrage auch die aus vorgelagerten Netzregionen gewälzten Kosten geringer werden dürften (unter Umständen fällt der Rückgang jedoch geringer aus als es die Abnahme der Nachfrage suggeriert hätte), erhöhen sich in jedem Fall die Netzentgelte in dem Teilnetz, das den Nachfragerückgang hinnehmen muss. Dies gilt jedenfalls solange der Kalkulationsleitfaden der Ausgangspunkt aller kalkulatorischen Überlegungen ist. Denn die gegenüber einer schwankenden Nachfrage konstante Elementstruktur, die quasi konstante kalkulatorische Kosten verursacht, ist auf weniger Nachfrager zu verteilen. Im Gegensatz hierzu fällt es den Netzbetreibern bei steigender Zahl der Anschlüsse und steigendem Durchsatz leichter, ihre Netzentgelte zu erwirtschaften, da den durch zusätzliche Anschlüsse verursachten Mehrkosten des Gesamtnetzes eben auch zusätzliche durchgeleitete Mengen gegenüberstehen. Die im Folgenden vorzustellenden Anreizregulierungsregime sind daher auf die Frage zu prüfen, welche Reaktionen dem jeweiligen Netzbetreiber angesichts solcher exogener Mengenschwankungen vorteilhaft erscheinen könnten. Vor allem aber dürfte es notwendig sein, bezüglich umfangreicher Nachfrageausfälle Regelungen zu finden, um den Netzbetreiber nicht in seiner finanziellen Solidität zu gefährden.<sup>77</sup>

Dagegen haben Schwankungen der Nachfrage aufgrund jahreszeitlicher Witterungsphänomene einen grundsätzlich anderen Charakter, da sie bei aller Exogenität keine endgültige Veränderung der Situation darstellen, sondern die Folge eines kälteren oder wärmeren Winters bzw. der jeweiligen Jahreszeit sind. Dies dürfte sich vor allem in Gasnetzen bemerkbar machen und sollte daher in zweifacher Hinsicht beachtet wer-

---

<sup>77</sup> Zunächst wäre also zu klären, wann ein Nachfrageausfall einen Umfang annimmt, den ein Netzbetreiber nicht mehr im Rahmen der aktuell gültigen Regulierungsformel lösen kann. Beachtet werden sollte auch, dass das Kalkulationsregime selbst hier einen Teufelskreis erzeugt: Verlassen Unternehmen wegen zu hoher Energiekosten und Netzentgelte bestimmte Standorte und Netzgebiete, so ist die Reaktion des Netzbetreibers hierauf nicht, die Netzentgelte zu senken und das Netzgebiet so attraktiver zu machen. Vielmehr ist es wahrscheinlich, dass die Netzentgelte per MWh insgesamt erhöht werden, um so den Einnahmeverlust zu begrenzen. Dies könnte vor allem in kleineren Netzgebieten problematisch werden, lässt sich aber kaum anders lösen, solange eine Anschlusspflicht im Netzgebiet besteht. Es steht jedoch zu erwarten, dass mit der Anreizregulierung auch effizienzsteigernde Kooperationen zwischen Netzbetreibern zunehmen, die helfen, derartige Szenarien zu vermeiden.

den: Bei der Definition von Ausgangsniveaus für ein Anreizregime sollte möglichst ein temperaturmäßiges Normaljahr unterstellt werden, um zu verhindern, dass Wetterabweichungen es einzelnen Netzbetreiber besonders leicht oder schwer machen, ihre Vorgaben zu erfüllen. Zusätzlich sollte beachtet werden, dass derartige Schwankungen im Gasmarkt systemimmanent sind, wobei die Nachfrager und Anbieter aber ein generelles Interesse an planbaren Entgelten haben dürften. Die folgende Tabelle fasst die möglichen Mengeneffekte im Netzbetrieb zusammen und unterscheidet diese nach der Frage, ob sie sich im Verein mit schwankenden Anschlusszahlen oder eben auch ohne diese ergeben.

Tabelle 2: Nachfrageänderungen und deren Wirkung im Netzbetrieb

Auslöser von Nachfrageänderungen	Resultierender Mengeneffekt	Betroffene Netzebene/Sektor
Migration von Haushalten und Unternehmen zwischen Regionen; allgemeine Bevölkerungsentwicklung	Sinkender Absatz und fallende Anschlusszahlen in schrumpfenden Regionen und vice versa	Alle Ebenen/Elektrizität und Gas
Substitution der Energieträger	Steigende Nachfrage nach Elektrizität trotz sinkendem gesamtwirtschaftlichem Energieverbrauch bei konstanten Anschlusszahlen; steigender Gasverbrauch aufgrund von Kraftwerksneubauten bei steigenden Anschlusszahlen	Positiver Effekt in allen Ebenen des Stromnetzes; höherer Gasverbrauch in der Stromerzeugung kommt Transport- und Regionalgasebene zu Gute
Technischer Fortschritt (höhere Effizienz der Endgeräte und Isolierung bei privaten Haushalten)	Abnehmender Energiebedarf über alle Nutzer hinweg bei konstanten Anschlusszahlen	Gas und Strom Verteilnetz
Temperaturschwankungen im Jahresverlauf und zwischen einzelnen Jahren	höhere Gasmengen in kalten Wintern wegen der Verwendung zu Heizzwecken bei konstanter Zahl der Anschlüsse	Gastransport- und Verteilnetz

Quelle: WIK (2005)

Wie die Diskussion der einzelnen Regulierungsansätze im Folgenden zeigen wird, unterscheiden sich die unterschiedlichen Typen von Anreizregulierungsregimen vor allem bezüglich ihrer Wirkungsweise bei Mengenschwankungen. Da diese für den Netzbetreiber z.B. im Falle einer über die Zeit fallenden Nachfrage ein wesentliches Risiko darstellt, haben die unterschiedlichen Regimes aus Sicht der Unternehmen auch von einander abweichende Risikoprofile (vgl. dazu die Diskussion im folgenden Abschnitt).

### 3.2 Price-Cap (weighted average/tariff basket)

Betrachtet man die Funktion einer Preisobergrenze, so lässt sich die Price-Cap-Formel für einen Netzbetreiber mit  $n$  Durchleitungsprodukten und exogener Gewichtung der Preise in einfacher Form folgendermaßen darstellen:

$$(2) \quad \sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot w_i \leq \sum_{i=1}^n p_{i,t-1} \cdot w_i \cdot (1 + I_{t-1} - X) \quad \text{für} \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Bei der Regulierung mit Hilfe einer Preisobergrenze darf ein gewichteter Durchschnittspreis für einen Produktkorb nicht überschritten werden, wobei es unterschiedliche Ansätze bezüglich der Gewichtung der Preise innerhalb des gebildeten Korbes gibt. Die Gewichtung kann durch den Regulierer vorgegeben werden, so dass sie sowohl bei statischer als auch bei dynamischer Betrachtung eine exogene Größe für das Unternehmen darstellt. Dabei stellt  $p_{i,t}$  den Preis des Gutes  $i$  im Jahr  $t$  und  $p_{i,t-1}$  den Preis im Vorjahr dar.  $w_i$  ist das Gewicht des Preises für Gut  $i$ . Bei der Festlegung der Gewichte innerhalb eines Korbes werden in der Praxis mangels besserer Informationen die Outputmengen des vorangegangenen Jahres zu Grunde gelegt, so dass gilt:

$$(2') \quad \sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot q_{i,t-1} \leq \sum_{i=1}^n p_{i,t-1} \cdot q_{i,t-1} \cdot (1 + I_{t-1} - X) \quad \text{für} \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

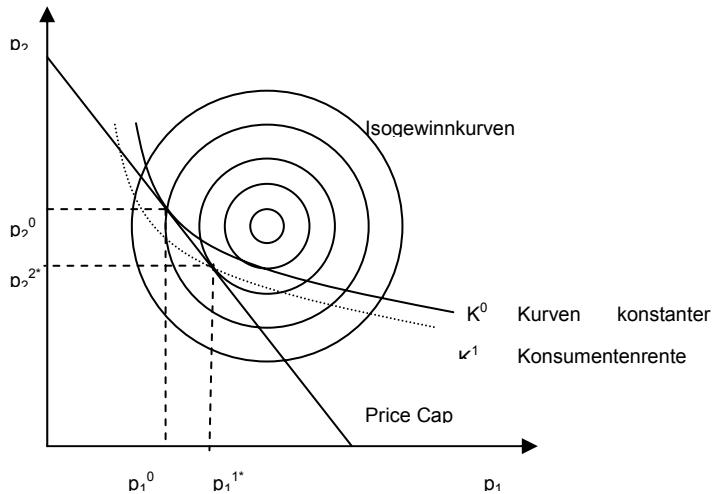
$q_{i,t-1}$  gibt die Ausbringungsmenge des Gutes  $i$  im vorhergehenden Jahr an. Es wird also auf der linken Seite der Formel ein „virtueller“ Erlös gebildet, nämlich die Ausbringungsmengen des Vorjahrs  $t-1$  multipliziert mit den Preisen des aktuellen Jahres  $t$ . Der tatsächlich in Jahr  $t$  durch den Netzbetreiber erzielbare Erlös ergibt sich dann aus den Mengen des aktuellen Jahres und den der Beschränkung genügenden Preisen:

$$(3) \quad R_t = \sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad \text{für} \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Bedeutsam ist nun, dass mit Blick auf die rechte Seite von (2') alle Informationen, die der Netzbetreiber benötigt, um seine Preise der Beschränkung entsprechend anzupassen, ex ante vorhanden sind. Diese Sicherheit bezüglich der Preise, die der regulatorischen Auflage genügen, hat aber zur Folge, dass die tatsächlich erzielbaren Erlöse nicht vorgegeben werden, sondern je nach Mengenentwicklung schwanken und vom virtuellen Erlös abweichen werden. Für jede zusätzlich durchgeleitete Energiemenge entspricht der Grenzerlös dem Tarif dieser Einheit, so dass sich eine direkte Verbindung zwischen dem erzielten Erlös des Netzbetreibers und dessen Tarifstruktur ergibt. Dies vermittelt dem Netzbetreiber Anreize, seine Tarifstruktur an seiner Kostenstruktur zu orientieren, um sein Verlustrisiko durch Mengenschwankungen zu minimieren. Dies würde bei einem hohen Fixkostenanteil eine Preisstruktur mit einer relativ geringen mengenabhängigen und einer relativ hohen fixen Komponente erwarten lassen.

Statisch betrachtet ist die Gewichtung eine exogene Größe für den Netzbetreiber. Unter der Bedingung, dass der Netzbetreiber bei seiner Preissetzung nicht über die aktuelle Periode hinausblickt und lediglich seinen Gewinn im Jahr  $t$  unter der Beschränkung der Preisobergrenze maximiert, besitzt diese Variante der Price-Cap die Eigenschaft, dass der Netzbetreiber schließlich eine Ramsey-Preisstruktur erreicht. Diese Preisstruktur ist sowohl gewinnmaximal aus der Sicht des Netzbetreibers, als auch wohlfahrtsoptimal.<sup>78</sup>

Abbildung 5: Anpassung eines Mehrproduktmonopolisten an eine Price-Cap



Quelle: Vgl. Borrmann/Finsinger S. 422.

Diese Eigenschaft lässt sich für den Fall des Zwei-Güter-Monopolisten an Hand der Abbildung 5 erläutern: In der Ausgangsposition ist der Monopolist frei, seine Preise zu setzen und wählt die nicht gewinnmaximierende, zufällige Preiskombination  $p_1^0$  und  $p_2^0$ . In Periode 1 unterliegt der Monopolist nun annahmegemäß einer Preisobergrenze, die ihm die Variation der Preise unter der Bedingung einer wenigstens konstanten Konsumentenrente erlaubt. Diese Beschränkung ist durch die Tangente der Kurve konstanter Konsumentenrente im Punkt der Preiskombination der Periode 0 gegeben. Das regulierte Unternehmen darf folglich in der Periode 1 eine Preiskombination wählen, die auf oder unterhalb der Price-Cap-Geraden liegt. Wählt das Unternehmen die Preiskombination, die ihm unter der Beschränkung den größtmöglichen Gewinn ermöglicht, so kommt es zu der Preiskombination  $p_1^{1*}$  und  $p_2^{1*}$ , da es mit dieser Kombination die höchste Isoquellenkurve erreicht. Dieser Punkt befindet sich gleichzeitig auf einer Kurve konstanter Konsumentenrente  $K^1$ , die ein höheres Niveau an Konsumentenrente darstellt als im Ausgangszustand ( $K^0$ ).

<sup>78</sup> Zur mathematischen Darstellung der Ramsey-Preise siehe Berg/Tschirhart (1988), S. 53ff.

Somit führt das unter der Beschränkung gewinnmaximale Verhalten des Unternehmens zu einer Zunahme an Konsumentenrente. Eine Gewinnausweitung des Unternehmens ist dabei zwingend mit einer Erhöhung der Wohlfahrt der Konsumenten verbunden.<sup>79</sup> Die Beschränkung durch die Preisformel sagt aus, dass Preiserhöhungen für einzelne Tarife nur möglich sind, wenn entsprechende Preissenkungen anderer Tarife erfolgen, unter Gewichtung der Preise gemäß des Vorjahresoutputs. Die Wohlfahrtssteigerung wird dann durch die Umschichtung der nachgefragten Mengen in Richtung der gesenkten Tarife erzeugt.<sup>80</sup> Zu beachten ist, dass sich die Steigerung auf die gesamte Konsumentenrente bezieht, wobei nicht ausgeschlossen ist, dass einige Konsumenten durch die Preissteigerungen bei von ihnen nachgefragten Produkten schlechter gestellt werden. Dies wird jedoch durch die Besserstellung anderer Konsumenten überkompeniert.

Bei dynamischer Betrachtung ist die Gewichtung der Einzelpreise eine endogene Größe, wenn die Mengen des Vorjahres die Gewichtung des aktuellen Jahres bestimmen. Es ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber bei der Preissetzung auch zukünftige Beschränkungen für sich in Betracht zieht. So ist es ihm möglich, durch die Preise  $p_{i,t-1}$  in der Periode  $t-1$  die Mengen  $q_{i,t-1}$  zu beeinflussen, die wiederum als Gewichte in die Price-Cap für das Jahr  $t$  eingehen. Der Netzbetreiber kann, sofern die regulative Beschränkung dies zulässt, durch eine Verteilung einer Preiserhöhung auf mehrere Jahre, durch die sukzessive Verringerung des Gewichtes des entsprechenden Tarifes in der Formel von Jahr zu Jahr, eine absolut größere Preiserhöhung durchsetzen als dies durch eine einmalige Preiserhöhung möglich wäre. Dies Verhalten kann zu einer Reduktion der Gesamtwohlfahrt führen.<sup>81</sup> Allerdings erscheint ein solches Verhalten nur realistisch, wenn aus Sicht des Unternehmens auch Endkundenpreise Teil der regulativen Beschränkung sind, da andernfalls kaum damit zu rechnen ist, dass Netzentgelte allein geeignet sind, die individuellen Nachfragen zu manipulieren.

Um entsprechendes strategisches Verhalten seitens des Netzbetreibers zu erschweren, können die Mengen des Jahres  $t-2$  als Gewichtung eingesetzt werden. Daraus folgen auf beiden Seiten der Formel „virtuelle“ Erlöse, da die Preise der Jahre  $t$  und  $t-1$  jeweils mit den entsprechenden Mengen aus dem Jahr  $t-2$  multipliziert werden.

$$(2'') \quad \sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot q_{i,t-2} \leq \sum_{i=1}^n p_{i,t-1} \cdot q_{i,t-2} \cdot (1 + I_{t-1} - X) \quad \text{für} \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Geht man jedoch von einer im Zeitablauf unterschiedlichen Nachfrageentwicklung für einzelne Produkte aus, so eröffnet die Berechnung der Preisobergrenze mit historischen Mengen dem Netzbetreiber Möglichkeiten, seinen Gesamterlös unter Einhaltung der Beschränkung zu erhöhen. Dies wird ermöglicht, wenn die Preise in den Tarifgruppen, in denen die Nachfrage am schnellsten zunimmt, erhöht werden. Da sich die

<sup>79</sup> Vgl. Borrmann/ Finsinger (1999), S. 420-426.

<sup>80</sup> Vgl. Sappington (2002), S. 255.

<sup>81</sup> Vgl. Sappington (2002), S. 257.

Preisbeschränkung auf historische Mengen bezieht, der Erlös aber auf die aktuellen Mengengewichte, gelingt es den Unternehmen, durch den Regulierer nicht vorhergesehene Gewinne zu machen. Es wäre jedoch zu klären, in welchem Umfang solche strategischen Optionen einem reinen entbündelten Netzbetreiber zur Verfügung stehen – vor allem wenn beachtet wird, dass die Diskussion zu Mengenschwankungen ergeben hat, dass exogene Faktoren manipulatives Handeln des Netzbetreibers überlagern dürfen.

Die Preisobergrenze kann für alle Produkte des betrachteten Unternehmens gelten, so dass es unterschiedslos die Preise der Produkte austarieren kann. Ein solcher globaler Preiskorb wirkt sich jedoch dann nachteilig aus, wenn sich das Unternehmen auf seinen Produktmärkten unterschiedlichen Wettbewerbsintensitäten gegenüber sieht. Denn die Vorgabe lediglich eines einzelnen Bündels bietet den Unternehmen Anreize, ihre eigene Preisstruktur so anzupassen, dass Wettbewerber von einem bestimmten Markt mit höherer Wettbewerbsintensität verdrängt werden, indem die Preise auf diesem Markt unter die Bereitstellungskosten gesenkt werden. Die entstehenden Defizite werden durch die höheren Preise auf den stärker monopolisierten (Teil-) Märkten kompensiert. Unter einer Price-Cap ist dieses Verhalten rational für die Unternehmen. Insofern spricht im Fall mehrerer Märkte mit unterschiedlicher Wettbewerbsintensität viel für die Ausgestaltung mehrerer Produktkörbe, die getrennt voneinander reguliert werden.<sup>82</sup>

Es ist jedoch wahrscheinlich, dass dieser Fall vor allem dann relevant werden dürfte, wenn das jeweilige Unternehmen auch Einfluss auf die Endkundenpreise in den betrachteten Märkten nimmt.<sup>83</sup> Da an dieser Stelle allerdings lediglich die Regulierung des Netzbereiches betrachtet wird, die ein natürliches Monopol darstellt, muss ein derartiger Verdrängungsmechanismus sich mit hoher Wahrscheinlichkeit auch auf den nachgelagerten Vertriebsbereich im Rahmen eines vertikal integrierten EVU beziehen. Es sollte allerdings bereits durch die stringente Anwendung der Unbundling-Vorschriften – dabei ist insbesondere die informatorische Entflechtung zu nennen – gewährleistet sein, dass es nicht zu einer gezielten Steuerung der Marge zwischen Endkundentarif und Netztarif kommt.

Eine besondere Herangehensweise verlangt die Einführung neuer Tarife innerhalb der Price-Cap, da hier keine historischen Daten zu den Mengen vorliegen. Neue Tarife müssen daher mit geschätzten Gewichtungen in die Preisformel integriert werden. Ein mögliches Verfahren bei der Einführung solcher Tarife besteht darin, den Netzbetreiber

---

<sup>82</sup> Vgl. Brunekreeft (2000), S. 29-30.

<sup>83</sup> Eine Ausnahme dürfte hier die Ferngasebene bilden, da in diesem Marktsegment durch Parallelleitungen regionale Märkte von unterschiedlichen Unternehmen erschlossen werden können. In einem solchen Umfeld könnte ein eventueller Incumbent zu predatorischen Maßnahmen greifen, um die gesamte Nachfrage weiter/wieder an sich zu binden. Dies setzt allerdings voraus, dass der Incumbent zusätzliche Nachfrage kurzfristig an sich binden kann (d.h. über relevante Kapazitätsspielräume verfügt) und zudem bereit ist, auch für einen Großteil seiner sonstigen Kunden an einem bestimmten Netzknoten Einnahmeverluste hinzunehmen. Denn die für diese Marktstufe einzuführenden Entry-Exit-Systeme machen eine Preisdiskriminierung zwischen unterschiedlichen Kundengruppen am selben Netzknoten unmöglich.

aufgrund historischer Daten eine angemessene zu erwartende Menge schätzen zu lassen. Dabei sollte dieser zunächst den Tarif angeben unter dem die potentiellen Kunden des neuen Tarifes bisher gefallen sind. Der aktuelle Preis dieses Tarifes ist dann ebenfalls der Preis des neuen Tarifes. In einem weiteren Schritt ist der Netzbetreiber dazu angehalten, die Menge zu schätzen, die unter dem neuen Tarif in dem vergangenen Jahr verkauft worden wäre, wenn es den Tarif bereits gegeben hätte. Diese Mengenschätzung geht dann in die aktuelle Preisformel ein. Zuletzt gilt es die in dem vergangenen Jahr unter dem bereits existierenden Tarif verkauften Mengen zu schätzen, die unter Beachtung der Annahme, dass der neue Tarif bereits in diesem Jahr angeboten worden wäre, verkauft worden wären. Diese Menge bildet dann die Gewichtung des bereits existierenden Tarifes in der aktuellen Preisformel. Zusätzlich kann der Regulierer dem Netzbetreiber noch eine individuelle Beschränkung hinsichtlich der Veränderung des Preises des neu eingeführten Tarifes auferlegen. Sobald dann nach einem bzw. zwei Jahren historische Mengen für den neuen Tarif vorliegen, werden diese als Gewichtung benutzt.<sup>84</sup>

Abgesehen von der Ausnahme bei der Einführung neuer Tarife sind bei der Price-Cap-Formel keine Mengenschätzungen notwendig. Alle Komponenten der Formel sind vor Beginn des aktuellen Jahres bekannt und der Netzbetreiber kann seine Preise entsprechend setzen. Dies verringert die Anreize für strategisches Verhalten seitens der Netzbetreiber, da es ihnen nicht möglich ist, den erlaubten Gesamterlös durch Unter- oder Überschätzen der zukünftigen Mengen zu erhöhen. Auch ist der Informationsbedarf des Regulierers bezüglich der Nachfragesituation niedrig, allerdings muss er detailliert über die Tarife des Netzbetreibers informiert sein. Die Überwachung der Einhaltung der Price-Cap wird daher tendenziell komplizierter je höher die Zahl der einbezogenen Tarife ist.

Schließlich ermöglicht die dargestellte Preisobergrenzenregulierung dem Netzbetreiber, durch ermäßigte Tarife, einen volkswirtschaftlich nicht sinnvollen Bypass seiner Netzinfrastuktur in transparenter Form zu verhindern. Ein solcher Bypass wäre nicht wohlfahrtserhöhend in einer Situation, in welcher der erzielbare Erlös durch den Netzbetreiber größer ist, wenn er dem abwanderungswilligen Kunden einen reduzierten Tarif anbietet, als wenn dieser das Netz verlassen würde. In diesem Fall ist es wirtschaftlich vorteilhaft, dem Kunden einen neuen Tarif anzubieten, der dann wie oben dargestellt in die Price-Cap integriert wird. Die dadurch entstehenden Erlöseinbußen kann der Netzbetreiber durch eine folgende Anhebung der Tarife für die übrigen Netzkunden ausgleichen. Die so gewährten Abschläge wären anhand der Formel nachvollziehbar, was die Transparenz des Verfahrens gegenüber anderen Ansätzen erhöht.<sup>85</sup>

Insgesamt ist daher festzustellen: Durch starke Veränderungen der durchgeleiteten Mengen kann es zu Erlösschwankungen kommen, so dass ein Ausgleichsmechanis-

---

<sup>84</sup> Vgl. Office of the Regulator-General (1999), S. 12-14.

<sup>85</sup> ebd., S. 20.

mus notwendig werden kann. Ein über mehrere Jahre andauernder Mengenrückgang führt dazu, dass der Netzbetreiber bei eingehaltener Beschränkung nicht in der Lage ist, das von dem Regulierer durch das vorgegebene Preisniveau implizit für angemessen erklärte Erlösniveau zu erreichen. Im Gegenzug führen über die Jahre steigende Mengen dazu, dass der Netzbetreiber das von dem Regulierer für angemessen erklärte Gesamt- oder Enderlösniveau ohne zusätzliche Produktivitätsverbesserung übertrifft – er hat mithin ein grundsätzliches durch die Regulierungsform gefördertes Interesse an steigenden Mengen. Unterliegen auch die Endpreise der Energie seiner Kontrolle, kann der Netzbetreiber daher aus umweltökonomischer Sicht negativ zu beurteilende Strategien einsetzen, um seinen Absatz zu erhöhen. Diesem Phänomen kann jedoch begegnet werden, wenn zu erwartende Nachfrageänderungen in der Festlegung des Preispfades berücksichtigt werden.

### 3.3 Total Revenue-Cap (pure revenue cap)

Eine Total Revenue-Cap ist eine Regulierungsform bei der im Gegensatz zur Price-Cap keine Preisobergrenze, sondern eine Obergrenze für den erlaubten Gesamterlös des Netzbetreibers festgelegt wird. Die Form der Regulierung mittels einer Erlösobergrenze kann auch dann angewandt werden, wenn keine einheitliche Maßgröße für den Output vorliegt. In einem derartigen Fall kann das Unternehmen näherungsweise als eine Einheit betrachtet werden, die nur ein Produkt herstellt, dieses aber in diversen, geografisch verschiedenen Märkten oder an differenzierbare Konsumenten vertreibt.<sup>86</sup>

Bei einer Total-Revenue-Cap wird der absolute maximal erzielbare Erlös für den regulierten Netzbetreiber festgelegt. Dem Regulierer ist es dabei freigestellt, ob er Einfluss auf die Bildung einzelner Tarife nehmen möchte oder ob er dem Netzbetreiber ein Rebalancing seiner Preise ohne weitere Vorgaben gestattet.<sup>87</sup> Wird keine Beschränkung für einzelne Tarife angestrebt, so braucht die Regulierungsbehörde, um die Einhaltung der Erlösbeschränkung zu kontrollieren, keine detaillierten Kenntnisse über die einzelnen Tarife und Produkte. Allerdings bedeutet dies auch, dass der Netzbetreiber für seine Preissetzung die zukünftigen Durchleitungsvolumina zunächst schätzen muss. Auf Basis dieser Daten legt der Regulierer einen Erlöspfad für die Dauer der Regulierungsperiode fest. Der Netzbetreiber muss daraufhin in jedem Jahr der Periode seine Preise so setzen, dass die Erlösbeschränkung eingehalten wird. Der erlaubte Erlös bleibt jedoch unabhängig von den realisierten Mengen, was zur Folge hat, dass der Netzbetreiber laufend seine Preise adjustieren muss. In einfacher Form stellt sich die Formel für den Erlöspfad wie folgt dar:

---

<sup>86</sup> In netzgebundenen Energiemärkten ist die Identifizierbarkeit der Konsumenten wegen der installierten Zähler regelmäßig gegeben.

<sup>87</sup> Es wird hier deutlich, dass der Unterschied zwischen einem Revenue-Cap mit Beschränkung des Rebalancing und einem sehr weiten Price-Cap-Korb mit exogenen Gewichten eigentlich eher semantischer Natur ist.

$$(4) \quad R_t \leq R_{t-1} \cdot (1 + I_{t-1} - X)$$

Dabei stellen  $R_t$  und  $R_{t-1}$  die jeweiligen Erlösobergrenzen der entsprechenden Jahre dar. Die Erlöse ergeben sich dann aus der jeweiligen Preis-Mengen-Kombination:

$$(5) \quad R_t = \sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad ; \quad R_{t-1} = \sum_{i=1}^n p_{i,t-1} \cdot q_{i,t-1} \quad \text{für} \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Der Regulierer kann die Einhaltung der Beschränkung nur ex post kontrollieren, da der Erlös des jeweiligen Jahres erst nach dessen Ablauf festzustellen ist. Im Gegensatz zur Price-Cap kann es aufgrund falscher Schätzung für die Durchleitungsmengen zu großen Abweichungen von der angestrebten Erlössituation und somit zu einer Nichteinhaltung der Beschränkung kommen. Die Regulierungsinstanz kann dies erst nach Ablauf der Periode evaluieren und somit die Entwicklung nicht rechtzeitig korrigieren.

Um derartige Abweichungen von der ex ante definierten Erlösobergrenze der Netzbetreiber auszugleichen, ist es einerseits möglich, diese über den Zeitraum der Regulierungsperiode auf einem virtuellen Konto aufzuaddieren und gegebenenfalls durch Einmalzahlungen seitens der Kunden oder der Netzbetreiber auszugleichen. Überschreitet der auf dem Konto aufgelaufene Betrag einen bestimmten Prozentsatz am erlaubten Gesamterlös, wird dieser an die Kunden weitergegeben.<sup>88</sup> Eine weitere Option ist die Integration eines Ausgleichsfaktors in die Erlösformel, durch den die Erlösschwankungen in die Berechnung der Erlösobergrenze des Folgejahres einbezogen werden.

Eine Total Revenue-Cap bietet dem regulierten Unternehmen Anreize, seinen Output durch Preiserhöhungen zu reduzieren, da die zugebilligten Erlöse nicht mengenabhängig sind. Unter der – hier eher weniger einschlägigen – Bedingung eines hohen Anteils variabler Kosten an der Produktion und einer hohen Preiselastizität der Nachfrage ist es dann möglich, die Kosten zu senken und somit unter Einhaltung der Erlösobergrenze höhere Gewinne zu erzielen. Es ist jedoch fraglich, ob sich ein (entbündelter) Netzbetreiber solchen Bedingungen gegenüber sieht und durch Reduktion der Durchleitungsmengen einen höheren Gewinn erzielen kann.<sup>89</sup> Zumindest erhält der Netzbetreiber während der Regulierungsperiode keine Anreize, neue Kunden durch Ausbau des Netzes zu gewinnen, da dies Investitionskosten erzeugen würde, der ihm zugestandene Gesamterlös sich jedoch nicht verändern würde. Dies kann durch einen Ausgleichsfaktor, der zum Beispiel die Zahl der Anschlüsse berücksichtigt, mit in die Formel einbezogen werden. Bei Grenzkosten für die Durchleitung ungleich Null bleibt auch unter einem solchen Ausgleichsfaktor der Anreiz zur Reduktion der Mengen für den Netzbetreiber erhalten.

---

<sup>88</sup> Vgl. Independent Pricing And Regulatory Tribunal of New South Wales (2001), S. 4.

<sup>89</sup> Vgl. CEPE Filippini/Wild/Luchsinger (2001), S. 8.

Daher ergibt sich folgendes Gesamtbild: Weichen die tatsächlichen Mengen von den bei der Festlegung des Erlöspfades angenommenen Mengen ab, so ist zwischen zwei Situationen zu unterscheiden: Sind die tatsächlich durchgeleiteten Mengen höher als vorher angenommen, so zwingt dies den Netzbetreiber dazu, die Preise stärker als ursprünglich erwartet zu senken. Sind die tatsächlichen Mengen geringer als zu Beginn der Regulierungsperiode prognostiziert, so kann die Preissenkung geringer ausfallen als vom Regulierer angestrebt. Bei umfangreichen Nachfrageausfällen wird es sogar zu Preiserhöhungen kommen, da eben eine Gesamterlösgrenze einzuhalten ist, so dass der Netzbetreiber immer in der Lage ist, seine Kosten unter Einhaltung dieser Grenze zu decken. Die Netzbetreiber erhalten weniger Anreize, ihre Preise an der Kostenstruktur auszurichten bzw. bestehen Anreize, die durchgeleiteten Mengen zu reduzieren. Es ist somit nicht zu erwarten, dass der Netzbetreiber eine allokativ effiziente Preisstruktur wählt. Zwar erfordert die Regulierung der Erlösobergrenze keine Kenntnisse der einzelnen Produktpreise und ist daher zunächst mit geringerem Aufwand verbunden – diese wird jedoch mit einem Verlust an Transparenz erreicht. Zusätzlich kann der Netzbetreiber ohne vorherige Genehmigung unter Einhaltung der Beschränkung neue Tarife einführen. Bedacht werden sollte auch, dass bei schwankender Nachfrage ebenfalls schwankende Netzentgelte für die Konsumenten resultieren müssen. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass Prognosefehler bezüglich der Durchleitungsmengen erst mit mindestens einjähriger Verzögerung analysiert werden können. Dies relativiert die vorherige Beobachtung zum geringeren administrativen Aufwand insofern, als die ex-post notwendigen Korrekturmaßnahmen und Nachsteuerungen beträchtlich sein können, wie die Erfahrung mit ausländischen Regulierungsregimen, die reine Erlösbegrenzungen darstellen, zeigt. Die Anreize der Unternehmen zu einer allokativ optimalen Preissetzung fallen unter Revenue Caps ähnlich aus wie unter einer globalen Price Cap, d.h. es kann nicht ausgeschlossen werden, dass es bei Produkten mit einer unterschiedlichen (potentiellen) Wettbewerbsintensität in einem Korb zu suboptimaler Preissetzung kommt. Zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Unternehmen Anreize haben, ihre Umsatzbegrenzung durch höhere Preise, die zu Mengeneinschränkungen führen, zu erfüllen.

### 3.4 Weighted Average Revenue-Cap (revenue yield)

Die Durchschnittsertragsregulierung orientiert sich ebenfalls am gesamten Output des Unternehmens, reguliert wird hier jedoch der durchschnittliche Ertrag aller produzierten Einheiten. Dabei muss der Gesamterlös ins Verhältnis gesetzt werden zum Gesamtoutput einer Obergrenze genügen. Es wird somit ein maximaler gewichteter Durchschnittserlös pro durchgeleiteter Einheit festgelegt. Somit muss bei der Anwendung dieses Verfahrens notwendigerweise eine einheitliche Maßgröße für den Output vorliegen. Wie im Fall der Total Revenue-Cap ist die Gewichtung der Preise hier von den in der aktuellen Periode erzielten Outputmengen abhängig und stellt somit für den Netzbetreiber eine endogene Größe dar. Die Outputmenge muss daher zu Beginn jedes Jahres prognosti-

ziert werden, um die Preise entsprechend der Beschränkung festlegen zu können. Die Formel für die Durchschnittsertragsregulierung lässt sich folgendermaßen darstellen:

$$(6) \quad \frac{\sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot q_{i,t}}{\sum_{i=1}^n q_{i,t}} \leq \bar{p}_{t-1} \cdot (1 + I_{t-1} - X) \quad \text{für } i = 1, 2, \dots, n.$$

Dabei bildet  $\bar{p}_{t-1}$  den Durchschnittspreis, der multipliziert mit einer Einheit des Outputs den maximal erlaubten Durchschnittsertrag ergibt. Dagegen steht auf der linken Seite von Gleichung (6) der tatsächliche gewichtete Durchschnittspreis des Jahres t. Daraus folgt, dass jede zusätzliche vertriebene Einheit den erlaubten Gesamterlös um den Durchschnittserlös pro Einheit erhöht, unabhängig von dem wirklich erzielten Grenzerlös. Genauer hat der Netzbetreiber Anreize, den Absatz an besonders billigen Produkten auszudehnen, da ihm diese Strategie die Möglichkeit eröffnet, die Gleichung (6) zu genügen, ohne seinen Absatz einzuschränken.

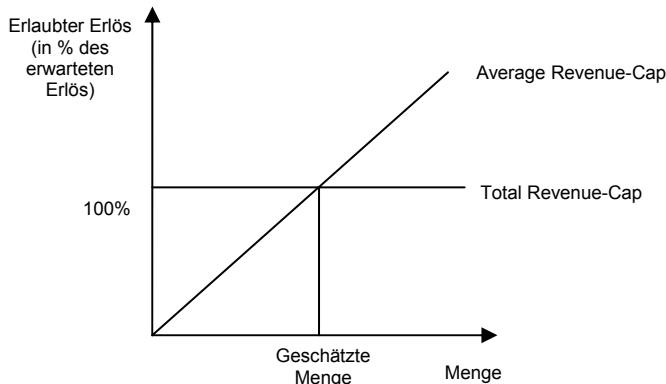
Eine derartige Preisdiskriminierung dritten Grades<sup>90</sup> hat bei einer Durchschnittsertragskontrolle adverse Effekte auf die Wohlfahrt, denn eine Gewinnausweitung ist auch ohne eine korrespondierende Erhöhung der Wohlfahrt möglich. In der Preisstruktur ergeben sich dann deutliche Abweichungen von der quasi-optimalen Ramsey-Preisstruktur, da Konsumenten mit einer relativ elastischen Nachfrage relativ höhere Preise bezahlen müssen.<sup>91</sup> Dies folgt daraus, dass die Unternehmen bemüht sind, den Absatz von billigen Produkten zu vergrößern, um so eine Erleichterung ihrer regulativen Beschränkung zu erzielen. Es kommt somit zu allokativen Verzerrungen durch die der Ramsey-Struktur entgegengesetzten Preise, wobei auch Preise unterhalb der Grenzkosten möglich sind. Ein solches unerwünschtes Rebalancing der Tarifstruktur kann jedoch durch Beschränkungen bezüglich der Veränderung einzelner Tarife unterbunden werden.

---

**90** Wird ein Produkt auf mehreren getrennten Märkten angeboten, so ermöglicht dies Preisdifferenzierung dritten Grades, wenn sich der Monopolist auf den Märkten unterschiedlichen Nachfrageelastizitäten gegenüber sieht. So verlangt er auf einem Markt mit geringerer Nachfrageelastizität einen höheren Preis und auf einem Markt mit höherer Elastizität einen geringeren Preis als bei einer zusammenfassenden Betrachtung der Märkte. Vgl. Wied-Nebbeling (1993), S. 45-49.

**91** Als „elastisch“ wird eine Nachfrage in Fällen bezeichnet, in denen bereits relativ kleine Änderungen des Preises große Mengenvariationen auslösen. Umgekehrt spricht man von einer unelastischen Nachfrage, wenn auch größere Preisänderungen nur geringe Mengenreaktionen zur Folge haben.

Abbildung 6: Vergleich von Total und Average Revenue-Cap



Quelle: Vgl. Office of the Regulator-General (1998), S. 23.

Anders als eine absolute Erlösgrenze kann ein Average-Revenue-Cap zu großen Schwankungen bezüglich der erlaubten Erlöse führen, wenn die Outputmengen stark von den geschätzten Mengen abweichen. Dies liegt in der Regulierung des Durchschnittserlöses pro Outputeinheit im Unterschied zur Regulierung des Gesamterlöses begründet. Es entsteht folglich ein finanzielles Risiko für die Netzbetreiber, das nur durch die Regulierungsform begründet ist.

Fallen die Erlöse sehr niedrig aus, so ist es möglich, dass der Netzbetreiber wegen des hohen Fixkostenanteils an seinen Gesamtkosten Verluste macht. Andererseits beinhaltet dies für den Netzbetreiber den Anreiz, seine zukünftigen Outputmengen zu niedrig anzusetzen, um dadurch unter Einhaltung der Beschränkung einen höheren Gesamterlös erzielen zu können. Aus diesem Grund sind möglichst exakte Vorauslagen über die zukünftigen Mengen anzustreben. Die Schätzung der zukünftigen Mengen kann dabei auf unterschiedliche Weise erfolgen. Die Regulierungsbehörde kann die Mengen angeben, die in die Formel eingehen sollen, dabei kann sie sich an den historischen Mengen orientieren. Die Schätzung kann aber auch allein den Netzbetreibern überlassen werden und der Regulierer behält sich ex post bei dem Verdacht absichtlicher Fehleinschätzungen Strafmaßnahmen vor, wie zum Beispiel verminderte erlaubte Erlöse in der nächsten Periode.<sup>92</sup>

Leichter als bei einer Price-Cap lassen sich bei einer Regulierung der Durchschnittserlöse neue Tarife einführen, da sich die Beschränkung hinsichtlich ihrer Gewichtung der Preise auf aktuelle und nicht auf historische Mengen bezieht. Der Regulierer kann sich einen Eingriff in einzelne Tarife des Netzbetreibers durch die Festlegung von Obergrenzen oder maximalen Steigerungsraten vorbehalten.

<sup>92</sup> Vgl. Independent Pricing And Regulatory Tribunal of New South Wales (2001), S. 16.

Zusammenfassend ist festzustellen: Durch die Struktur der Durchschnittsertragsregulierung erhalten die Netzbetreiber einen Anreiz, ihre Mengen auszuweiten, da ihnen ein durchschnittlicher Erlös pro Mengeneinheit erlaubt ist. Dies führt zu allokativ suboptimalen Preisen, in deren Folge der Netzbetreiber Produkte unterhalb seiner Grenzkosten anbietet, um Preise oberhalb der Kosten auf anderen Märkten auszugleichen. Zugleich liegt das Mengenrisiko allein beim Netzbetreiber (siehe Abbildung 5). Zudem hat der Netzbetreiber Anreize, seine erwarteten Durchleitungsmengen niedriger anzusetzen als es seinen internen Erwartungen entspricht, da der sich einstellende höhere Umsatz das Regulierungsziel quasi automatisch erfüllt. Insofern ist das Interesse des Netzbetreibers an Mengenveränderungen weniger eindeutig als zuvor, denn sowohl sinkende Mengen bei hohen Preisen als steigende Mengen zu niedrigen Preisen erleichtern es dem Unternehmen, seine Regulierungsbeschränkung einzuhalten. Insgesamt erzeugt diese Regulierungsform einen relativ geringen regulatorischen Aufwand; sie geht jedoch auch mit einer geringeren Transparenz der Preisstruktur einher.

### 3.5 Zusammenfassung und erste Bewertung

Abschließend soll in Tabelle 2 anhand der in Kapitel 2.3 angeführten Bewertungskriterien (Einfachheit, Anreizkompatibilität, Fairness und Planungssicherheit) eine Beurteilung der dargestellten Verfahren zur Ausgestaltung einer Entgeltregulierung im Energiebereich erfolgen.

Tabelle 3: Vergleichende Synopsis dreier Anreizregulierungsregimes

	Price-Cap	Total Revenue-Cap	Average Revenue-Cap
<b>Einfachheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Korrekturmechanismus bei nachhaltig fallenden Mengen notwendig</li> <li>• komplizierte Formel, hoher administrativer Aufwand</li> <li>• Verfahren zur Einführung neuer Tarife nötig</li> <li>• Direkte Regulierung des Preises (Ziel)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Korrekturmechanismus (Menge) notwendig</li> <li>• sehr einfache Formel, jedoch Kontrolle/ Genehmigung der Investitionen nötig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Korrekturmechanismus (Menge) notwendig</li> <li>• einfache Formel, relativ geringer administrativer Aufwand</li> </ul>
<b>Anreizkompatibilität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kostenreduzierung</li> <li>• Preisflexibilität bestimmt durch Korbbildung</li> <li>• allokativ effiziente Preisstruktur</li> <li>• Anreize zu Umsatzmaximierung (dynamisch)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kostenreduzierung</li> <li>• Preisflexibilität</li> <li>• keine Anreize für allokativ effiziente Preisstruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kostenreduzierung</li> <li>• Preisflexibilität</li> <li>• allokativ ineffiziente Preisstruktur</li> </ul>
<b>Fairness</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erlaubt pass through</li> <li>• geringes Mengenrisiko bei Netzbetreiber wenn Tarifstruktur an Kostenstruktur angepasst</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erlaubt pass through</li> <li>• Mengenrisiko verteilt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erlaubt pass through</li> <li>• gesamtes Mengenrisiko bei Netzbetreiber</li> </ul>
<b>Planungssicherheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erlaubter Erlös schwankt mit Menge (Kostenstruktur)</li> <li>• Preissicherheit über Regulierungsperiode</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sicherheit über erlaubten Erlös</li> <li>• Einfluss über Preisstruktur möglich</li> <li>• mögliche Preisvolatilität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erlaubter Erlös ändert sich stark mit Mengen</li> <li>• Anreize zur Entkopplung von Kosten- und Preisstruktur (Preise unter Grenzkosten)</li> </ul>

Quelle: eigene Darstellung, WIK.

Aus wohlfahrtstheoretischer Sicht ist die Price-Cap-Regulierung beiden Ansätzen der Regulierung mit Hilfe einer Erlösobergrenze aufgrund ihrer allokativen Eigenschaften vorzuziehen. Fraglich ist jedoch, inwieweit die prinzipiellen Vorteile der Preisobergrenze in der Praxis realisiert werden. So unterliegen auch die Netzbetreiber möglichen Fehleinschätzungen bezüglich der Nachfrageentwicklung und haben nur ungenaue Vorstellungen über den Verlauf der Nachfragefunktionen, sowie deren Elastizitäten, d.h. es ist grundsätzlich denkbar, dass sie bei der Preisgestaltung ebenso Fehlannahmen unter-

liegen wie bei der Mengenabschätzung. Zudem muss davon ausgegangen werden, dass Anreize zur effizienten Preissetzung nicht zwingend zu einer entsprechenden Preisbildung in der Praxis führen.<sup>93</sup>

Bei der Entscheidung für ein Verfahren sind somit die Relevanz und Bedeutung von theoretischen und praktischen Aspekten der Regulierung abzuwägen. Zum jetzigen Zeitpunkt der Analyse erscheint daher einzig eine Regulierung mittels einer Average-Revenue-Cap als ein Verfahren mit wesentlichen Schwachpunkten. Denn nach dem Kriterium der Anreizkompatibilität ist es problematisch zu werten, dass ein Anreiz zur Mengenausweitung durch die Netzbetreiber vorhanden ist – dieser ergibt sich vor allem bezüglich niedrig gepreister Einheiten, denn während der Erlösrückgang nicht wesentlich sein dürfte, sinkt der durchschnittliche Erlös über alle Einheiten unter sonst gleichen Umständen deutlich. Ebenso ist das Kriterium der Planungssicherheit nur bedingt gegeben.

Hinzu kommt, dass bei strikter Interpretation eine Regulierung mittels einer Average-Revenue-Cap durch § 21 a (2) EnWG-E<sup>94</sup> im Regelfall nicht vorgesehen ist, so dass diese Form der Anreizregulierung sowohl aus ökonomischer Sicht als auch mit Blick auf die gesetzlichen Vorgaben nicht nahe gelegt werden kann. Denn der Gesetzesentwurf führt ausschließlich „...Vorgaben von Obergrenzen, die in der Regel für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder die Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten gebildet werden,...“<sup>95</sup> an. Weniger eindeutig ist die Entscheidung zwischen einer Regulierung mit Hilfe einer Total Revenue-Cap und einer Price-Cap. Hier sind bei einer Entscheidung die Marktcharakteristika, die Anzahl der regulierten Unternehmen und Produkte, und die zur Verfügung stehende Ressourcen seitens des Regulierers wichtige Faktoren. Ein Vorteil der Price-Cap besteht darin, dass durch das Verfahren direkter Einfluss auf das Preisniveau genommen wird und somit unabhängig von der Entwicklung der Mengen eine Preisniveauserenkung durch den Regulierer indiziert wird. Somit kann eine endgültige Entscheidung hierüber erst in Folge einer genaueren Betrachtung des Strom- und Gasmarktes und der jeweiligen Netzebenen in Kapitel 4 erfolgen.

---

<sup>93</sup> In einer Analyse mehrerer verschiedener Formen der Anreizregulierung unterliegender Sektoren im Vereinigten Königreich untersuchten Giulietti und Waddams Price die Auswirkungen auf das Verhalten der regulierten Unternehmen. Sie kommen darin zu dem Ergebnis, dass die Unternehmen ihre Gewinne unter der Beschränkung nicht maximieren und sich dabei vor allem von langfristig strategischen Überlegungen hinsichtlich der regulatory reviews leiten lassen. Hinsichtlich einer allokativ effizienten Preissetzung kommen die Autoren zu dem Schluss, dass eine Preissetzung, selbst dort wo diese Anreize in der Formel gegeben werden, nicht vollständig umgesetzt wird. Siehe hierzu Giulietti/Waddams Price (2004), S. 16-19.

<sup>94</sup> Vgl. EnWG-E a.a.O.

<sup>95</sup> ebd.

### 3.6 Hybride Ansätze

Werden in die oben dargestellten grundlegenden Regulierungsformen zusätzliche Anreize integriert und sollen weitere relevante Aspekte berücksichtigt werden, so führt dies zu so genannten hybriden Ansätzen. Mit ihrer Hilfe wird versucht, die (Mengen-) Wirkungen einer Preis- oder Umsatzbegrenzung auszutarieren und somit zusätzliche Vorteile zu generieren. In diesem Unterkapitel werden daher Verfahren vorgestellt, welche die bisherigen Grundformen der Entgeltregulierung in ihrer Methodik verfeinern und ergänzen.

#### 3.6.1 Sliding-Scale und Profit-Sharing

Profit-Sharing-Mechanismen teilen am Ende einer Regulierungsperiode die Summe der erzielten Gewinne oder Verluste auf das betroffene Unternehmen bzw. die Verbraucher auf.<sup>96</sup> Theoretisch gesehen, könnte dieses Verfahren insofern auch als alleiniges Regulierungsinstrument eingesetzt werden. In der Praxis wird es jedoch ergänzend zu anderen Methoden, wie z.B. Price-Caps eingesetzt. In diesem Fall korrigiert die Gewinnaufteilung, die Resultate der Preisobergrenze, indem die erzielten Überschüsse oder Defizite vermindert werden. So hatte zum Beispiel in Großbritannien eine einfache Price-Cap-Regulierung aufgrund einer zu niedrigen Vorgabe der X-Faktoren zu anfänglich sehr hohen ein behaltenen Gewinnen bei den Unternehmen geführt (z.B. bei British Telecom - dem Incumbent im Kommunikationsnetz). Dadurch kam es nicht nur zu einer erhöhten distributiven Ineffizienz, sondern auch zu öffentlichem Druck auf die dortige Regulierungssinstanz

Eine Gewinnaufteilung kann so ausgestaltet werden, dass die Preise der aktuellen Periode ( $P_t$ ) um einen bestimmten Anteil ( $s$ ) der Rendite in der Vorperiode ( $r_{t-1}$ ) reduziert werden, d.h. es gilt: <sup>97</sup>

$$(7) \quad P_t \leq P_{t-1} \cdot (1 - s \cdot r_{t-1})$$

Mit steigendem  $s$  nehmen die Anreize für das regulierte Unternehmen ab, seine Kosten zu vermindern. Gleichzeitig sinkt auch das Risiko des Unternehmens bezüglich negativer Ergebnisse, weil Verluste in der nächsten Periode zu entsprechend höheren Preisen führen.

Eine Variante dieses Verfahrens bildet der „sliding-scale“-Ansatz. Hierbei ist der Wert des Parameters  $s$  von der Höhe der erzielten Vorjahresrendite ( $r_{t-1}$ ) abhängig. Die Ausgestaltung dieses auch „Modified-Price-Cap-Regulation“ genannten Regulierungsinstrumentes besteht darin, den regulierten Unternehmen Rationalisierungsgewinne in

---

<sup>96</sup> Vgl. Grewe (1999), S. 30.

<sup>97</sup> Vgl. Vogelsang (1994), S. 265.

jedem Fall zu belassen – d.h.  $s = 0$ , bis ihre Umsatzrendite einen bestimmten Wert, z.B. 10 %, erreicht. Innerhalb eines festgelegten Korridors oberhalb von 10% erfolgt eine partielle Aufteilung des Gewinns. Diese kann z.B. bis 12 % Rendite erfolgen und es gilt  $0 < s < 1$ . Bei einem Überschreiten der 12%-Grenze würde der Gewinn vollständig in Form niedrigerer Preise in der nächsten Periode an die Kunden weitergereicht.

Dieses Vorgehen führt dazu, dass es mit steigendem  $s$  aus Sicht der Unternehmen immer unattraktiver wird, Kostensenkungen durchzuführen. Da aber die Regulierungsbehörde nicht über genaue Informationen bezüglich des anreizoptimalen Wertes von  $s$  verfügt, wird sie diesbezüglich auf Verhandlungen mit den regulierten Unternehmen angewiesen sein.<sup>98</sup> Als Nachteil des Profit-Sharing gilt, dass dadurch die zuvor erreichte Trennung zwischen Höhe der anfallenden Kosten und der erwirtschafteten Rendite zum Teil wieder aufgehoben wird, da eventuelle Verluste unmittelbar in der Folgeperiode zu steigenden Preisen führen.<sup>99</sup> Für die Unternehmen kann ein Profit-Sharing im Rahmen einer Price-Cap insofern von Vorteil sein, als dadurch die Regulierungsbehörde wenig Interesse daran haben dürfte, den wirtschaftlichen Erfolg der Unternehmen zu schmälern, da einerseits die Nachfrager unmittelbar an höheren Gewinnen beteiligt werden; und andererseits zu niedrige Gewinne zumindest nicht zu weiter fallenden Preisen führen.<sup>100</sup>

Ebenso ist es möglich, Untergrenzen für die tatsächlich erzielte Rendite festzulegen. Eine Kapitalverzinsung, die unter eine bestimmte Grenze fällt, erlaubt es den Unternehmen dann, ihre Tarife in einem gewissen Maße zu erhöhen, sodass sie wieder die Ausgangsrendite erreichen können. Abbildung 7 verdeutlicht ein derartiges Regulierungsdesign einer minimal garantierten Rendite  $r_U$  sowie einer maximal zugestandenen Kapitalverzinsung  $r_O$ . In diesem Fall darf die tatsächliche Rendite der regulierten Netzbetreiber im Laufe einer Regulierungsperiode zwischen diesen beiden Werten um die mittlere eingestandene Rendite  $r_M$  schwanken.

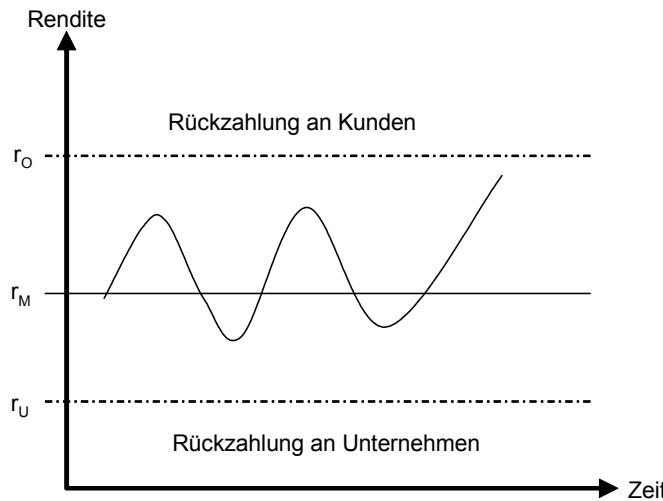
---

<sup>98</sup> Vgl. Braeutigam/Panzar (1993), S. 197.

<sup>99</sup> Vgl. Taylor/Weisman (1996), S. 461.

<sup>100</sup> Vgl. Weisman (1994), S. 339.

Abbildung 7: Regulatorische Grenzen der tatsächlichen Kapitalverzinsung



Quelle: Hense / Schäffner (2004), S. 14

Die Vorteile derartiger Ansätze liegen darin, dass sie eine gesteigerte allokativen Effizienz bei gleichbleibender produktiver Effizienz ermöglichen. Damit sind eine höhere Verteilungsgerechtigkeit, eine bessere Aufteilung der Risiken unter den Akteuren sowie eine nachhaltigere Regulierung aufgrund des flexiblen Mechanismus möglich.<sup>101</sup> Grundsätzlich kann hierdurch auch der Zeitraum bis zur Bestimmung neuer X-Faktoren, d.h. die Regulierungsperiode, verlängert werden.<sup>102</sup> Als möglicher Nachteil des Mechanismus wird angeführt, dass die Kosten und somit der Aufwand der Regulierungsarbeit im Vergleich zu einer reinen Price-Cap oder Revenue-Cap steigen, da die informellen Anforderungen wesentlich höher sind. Die Wahl eines adäquaten Sharing-Parameters macht es schließlich erforderlich, die möglichen Gewinne und in diesem Zusammenhang auch die Kapitalbasis zu bewerten, was bei der anfänglichen Implementierung zu einem hohen zusätzlichen Aufwand führt.

### 3.6.2 Glidepath

Hat das regulierte Unternehmen während der abgelaufenen Regulierungsperiode zusätzlich zu den durch den Preispfad vorgegebenen Effizienzsteigerungen seine Produktivität verbessert, so kann es die dadurch erzielten Gewinne entsprechend der Idee der Anreizregulierung zunächst behalten. Beim regulatory review stehen dem Regulierer aber unterschiedliche Optionen im Hinblick auf diese Gewinne offen. So ist es möglich, die Gewinne direkt an die Konsumenten weiterzugeben und dem Unternehmen durch

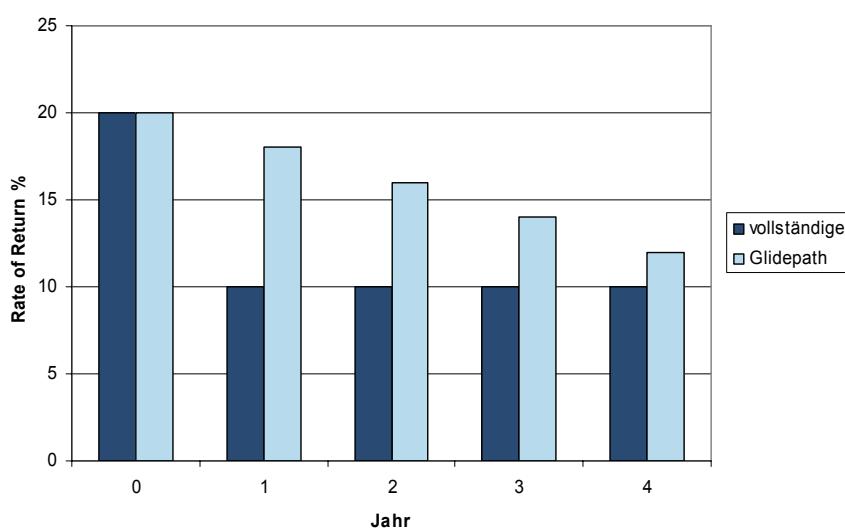
<sup>101</sup> Eine bessere allokativen Wirkung kann auch durch den Einsatz von Yardstick-Elementen erreicht werden.

<sup>102</sup> Vgl. Kunz (2003), S. 69.

die Festsetzung eines neuen Ausgangsniveaus keine Übernahme von Gewinnen aus unerwarteten Produktivitätssteigerungen in die folgende Regulierungsperiode zu erlauben. Dies entspricht aus Sicht der Unternehmen einem so genannten Ratchet-Effekt mit negativer Anreizwirkung. Um hier Abhilfe zu schaffen, ist es möglich, einen Glidepath-Mechanismus zu implementieren, der die Effizienzgewinne in kontinuierlichen Schritten innerhalb der folgenden Regulierungsperiode an die Konsumenten weiterreicht.

Die Funktionsweise des Mechanismus lässt sich anhand Abbildung 8 erläutern. Das Jahr 0 ist das letzte Jahr der vorangegangenen Regulierungsperiode, in dem das Unternehmen unter der gesetzten Preis- oder Erlösobergrenze eine Kapitalverzinsung von 20% erwirtschaftet hat. Durch Kostenreduktion hat es die durch den Regulierer zu Beginn der Regulierungsperiode erwartete Kapitalverzinsung von 10% übertrffen. Der Regulierer legt auf der Basis dieser Information durch Bestimmung des X-Faktors den Preispfad für die folgende Regulierungsperiode und somit die Jahre 1-5 fest. Er kann dabei die Obergrenze derart festlegen, dass die antizipierte Kapitalverzinsung des Unternehmens direkt auf den regulatorisch angestrebten Wert von 10% reduziert wird. Die Reduzierung kann aber auch kontinuierlich erfolgen, so dass das Unternehmen - unter der Annahme keiner weiteren unerwarteten Kostensenkungen - erst im Jahr 5 auf eine Kapitalverzinsung von 10% zurückfällt. Denkbar sind auch Mischformen bei denen ein Teil der Effizienzgewinne direkt an die Konsumenten weitergegeben werden und ein Teil über einen Glidepath-Mechanismus länger im Unternehmen verbleibt.<sup>103</sup>

Abbildung 8: Optionen einer Rückführung der erzielten Rendite auf das Niveau der Kapitalkosten



Quelle: National Audit Office (2002), S. 49.

<sup>103</sup> Vgl. National Audit Office (2002), S. 48-49.

### 3.6.3 X-Faktor Wahlverfahren

Grundsätzlich ist es auch denkbar, die Unternehmen in die Wahl des X-Faktors einzubeziehen. Da die Unternehmen immer über bessere Informationen bezüglich ihrer Möglichkeiten zur Produktivitätsverbesserung verfügen als der Regulierer, ist eine Alternative zur Festsetzung eines konkreten X-Faktors das Angebot eines „Menüs“ von unterschiedlichen anspruchsvollen Produktivitätspfaden seitens der Behörde. Die Unternehmen können so zwischen unterschiedlich hohen X-Faktoren wählen, denen gleichzeitig ein prozentualer Wert für den einem einzelnen Unternehmen belassenen Anteil an möglichen Übergewinnen zugeordnet wird.

Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, dass die Unternehmen ihre eigenen Kostensenkungspotentiale selbst einschätzen und dann die für sie individuell optimale Kombination wählen. Die Chance, Anteile der Übergewinne, die aus zusätzlichen Kostensenkungen resultieren, zu behalten, erhöht den Anreiz einen höheren X-Faktor zu wählen. Gleichzeitig partizipieren die Konsumenten durch einen höheren X-Faktor und somit niedrigeren Preisen schneller von den Produktivitätsfortschritten der Unternehmen.<sup>104</sup>

Abbildung 9: Kontraktmenü von Anreizsystemen mit unterschiedlichen Wirkungsgraden

Vom Unternehmen zu wählender Anteil der Übergewinne die im

X-Faktor	Unternehmen verbleiben	
5%	20%	Low-powered
6%	40%	
7%	60%	
8%	80%	
9%	100%	High-powered

Das Kontraktmenü wirkt hier als ein Mechanismus zur Selbstselektion der Unternehmen, wie er ähnlich in den unterschiedlichen Selbstbehalten von Versicherungsverträgen eingesetzt wird.<sup>105</sup> Auch wenn ein solches „Menu“ die Anreizwirkung des Regimes

<sup>104</sup> Vgl. Crew/Kleindorfer (1996), S. 220-221.

<sup>105</sup> Gleichwohl ist aus ökonomischer Sicht sicherzustellen, dass die Unternehmen einen solchen individuellen Kontrakt nur dann annehmen, wenn sie tatsächlich in der Lage sind, die geforderten Effizienzschritte auch zu erreichen. Dies bedeutet, dass sichergestellt sein muss, dass es für die Unternehmen nicht gewinnbringend ist, sich einem Kontrakt zuzuordnen, der ihrer individuellen Leistungsfähigkeit nicht entspricht (Bedingung individueller Rationalität).

verbessern kann, bleibt das Informationsdefizit des Regulierers bestehen. Dem Design des „Menus“ muss daher eine gewisse Vorstellung über die Möglichkeiten des Unternehmens zu Kosteneinsparungen zugrunde liegen. Dies kann bei fehlerhafter Einschätzung des Effizienzsteigerungspotentials des Unternehmens durch den Regulierer dazu führen, dass das Unternehmen aufgrund der Zusammenstellung des „Menus“ einen geringeren X-Faktor wählt, als es unter einem anderen Design gewählt hätte.<sup>106</sup>

### 3.6.4 Berücksichtigung von Mengenabweichungen

Wie bereits in Kapitel 3.1.2 diskutiert wurde, sieht der aktuelle EnWG-E für den Fall einer Price-Cap-Regulierung explizit die Berücksichtigung von Mengenschwankungen auf die entstehenden Erlöse der Netznutzungsentgelte vor. Bereits im Rahmen der angesprochenen hybriden Verfahren (Sliding-Scale- bzw. Profit-Sharing-Ansatz) sind Nachfrageschwankungen zu einem gewissen Grad berücksichtigt, allerdings lediglich insofern, als sie sich in schwankenden Gewinnen niederschlagen. Da der Zusammenhang zwischen diesen beiden Größen nur sehr schwach ausgeprägt ist, wird im Folgenden auf Verfahren eingegangen, die explizit auf schwankende Absatzzahlen angewandt werden können und insofern ebenfalls zu hybriden Ansätzen führen.

Die Regulierung mit Hilfe einer Preis- oder Erlösobergrenze kann, um eine bessere Anpassung an exogene, d.h. nicht durch die Preispolitik des Netzbetreibers verursachte, Mengenschwankungen zu ermöglichen, durch weitere Komponenten ergänzt werden. Neben den durchgeleiteten Mengen ist die Anzahl der Anschlüsse eine entscheidende Größe für die Erlös- und Kostensituation eines Netzbetreibers. Denn ein großer Anteil der Kosten des Netzbetriebs entsteht bereits durch die Bereitstellung der Anschlusskapazität. Sollen veränderliche Anschlusszahlen und durchgeleitete Mengen berücksichtigt werden, sollte die Regulierungsformel um einen Ausgleichsmechanismus ergänzt werden. Allerdings sollte darauf geachtet werden, die Anschlüsse entsprechend der Netzebene bzw. gemäß der installierten Kapazität zu differenzieren und entsprechend zu gewichten. Sollen Mengenschwankungen sowohl an der relativen Veränderung der durchgeleiteten Energie als auch an den Anschlusszahlen gemessen werden, sind beide Elemente in ein angemessenes Verhältnis zu bringen. Diesbezüglich sollte das Ziel darin bestehen, die zugrundeliegende Kostenstruktur des Netzes möglichst adäquat abzubilden und somit den Einfluss exogener Mengenschwankungen auf die Gewinnsituation des Unternehmens zu neutralisieren. Die Regulierungsformel würde dann, wie hier beispielhaft anhand einer Revenue-Cap-Formel dargestellt, entsprechend erweitert:

$$(8) \quad R_t \leq R_{t-1} \cdot (\alpha \frac{A_t}{A_{t-1}} + \beta \frac{M_t}{M_{t-1}}) \cdot (1 + I_{t-1} - X) \quad \text{mit } \alpha + \beta = 1$$

---

<sup>106</sup> Vgl. Crew/Kleindorfer (1996), S. 221.

In (8) steht A für die Zahl der Kunden bzw. Anschlüsse und M für die durchgeleitete Menge des jeweils aktuellen Jahres – diese Werte werden in Relation zu den realisierten Anschlüssen und durchgeleiteten Mengen des Vorjahrs gesetzt. Der Erlös einer Periode t kann dann höher ausfallen als ohne Mengenkorrektur, wenn z.B. gilt, dass  $A_t > A_{t-1}$  – die Menge der Anschlüsse also gestiegen ist. Die Werte von  $\alpha$  bzw.  $\beta$  entscheiden einerseits über die Gewichtung der beiden Faktoren, andererseits müssen sie wegen des direkten Bezugs zu den gestatteten Erlösen geeignet sein, die tatsächliche Erhöhung der Kosten und damit der notwenigen Erlöse bei einer Ausweitung des Netzes oder seiner Auslastung abzubilden. Eventuell wären sie daher um weitere Faktoren zu ergänzen, um einer Mengen – oder Anschlussausweitung nicht zu hohes Gewicht beizumessen. Konkrete Werte für  $\alpha$  und  $\beta$  lassen sich jedoch erst nach einer eingehenden Untersuchung der Kostenstruktur eines Netzbetreibers ermitteln.

Positiv zu werten ist der jeweilige Einfluss eines solchen Ausgleichsfaktors auf die Anreizstruktur der vorgestellten Regulierungsverfahren. So wird unter einer Price-Cap-Regulierung ein bestehender Anreiz zur Ausweitung der durchgeleiteten Mengen bei stabiler Anschlusszahl abgeschwächt, während gleichzeitig bei stark fallenden durchgeleiteten Mengen und stabiler Zahl von Kundenanschlüssen dem Unternehmen eine Lockerung der regulativen Beschränkung zugestanden wird. Die Anreizwirkungen eines solchen Mechanismus sind jedoch bei einer Price-Cap in hohem Maße von der Kosten- und Tarifstruktur des Netzbetreibers abhängig. Dies erfordert bei einer Anwendung im Zusammenspiel mit einer Preisobergrenze genaue Vorstellungen seitens des Regulierers über die Kostenstruktur des Netzbetreibers. Unter einer Revenue-Cap werden die negativen Anreize beim Anschluss neuer Kunden neutralisiert und die Möglichkeiten, den Einfluss fallender Mengen auf den Erlös durch Preiserhöhungen aufzufangen, reduziert. Je größer der Wert von  $\alpha$  gewählt wird desto mehr nähert sich die Revenue-Cap einer Revenue per Customer-Cap an. Die Anreizwirkungen bei einer Integration in eine Revenue-Cap sind eindeutiger als bei einer Price-Cap, so dass die Anwendung im Zuge einer Erlösobergrenze vorteilhaft erscheint.

### 3.6.5 Berücksichtigung der Versorgungsqualität

Die Sicherung der Versorgungsqualität gilt als ein wichtiges Begleitziel für den Aufbau eines anreizorientierten Regulierungsrahmens in Deutschland. Deutlich wird dies in der ausdrücklichen Forderung des Gesetzgebers zur Berücksichtigung von Qualitätsvorgaben innerhalb eines Effizienzvergleiches der Netzbetreiber in § 21 a (5) EnWG-E<sup>107</sup>. Diese Forderung ist verständlich, da es bei dem Übergang von einer Rate-of-Return-Regulierung hin zu einem Anreizregime zu unerwünschten Qualitätseinbußen kommen kann. Grund hierfür ist zum einen das mit der Regulierung implizit verbundene Fixpreisarrangement, dass auch in anderen Wirtschaftsbereichen Qualitätssicherungsmaß-

---

<sup>107</sup> Vgl. EnWG-E a.a.O.

nahmen nötig macht. Zum anderen dürfte es unter der bisherigen Regulierungsmethodik meist zu der Bereitstellung eines hohen Qualitätsniveaus aufgrund von zu hohen Investitionen in das Netz (gold plating) gekommen sein – weniger Investitionen in die Qualität der Netze sind daher ein einfacher Weg, Kosteneinsparungen zu realisieren. Dass die Unternehmen diesen Weg u.U. auch weiter beschreiten als dies unter ökonomischen Aspekten wünschenswert ist, zeigt die starke Anreizwirkung der Regime.

Eine komplementäre Regulierung der Versorgungsqualität kann anhand von vorgegebenen Standards Vorsorge treffen, dass die regulierten Unternehmen auch weiterhin in hinreichendem Maße Qualitätsinvestitionen tätigen. Grundsätzlich können dabei Qualitätsvorgaben eigenständig außerhalb einer Price-Cap- bzw. Revenue-Cap-Formel anhand von Standards vorgegeben werden oder aber in Form eines Qualitätsindexes Berücksichtigung finden.

Im erstgenannten Fall werden Mindeststandards festgelegt, die eine qualitative Untergrenze, die nicht unterschritten werden darf, markieren. Bei qualitativen Mängeln in der Versorgung wird der regulierte Netzbetreiber verpflichtet, die betroffenen Kunden finanziell zu entschädigen und/oder Vertragsstrafen in vorher festgelegter Höhe an den Regulierer zu leisten. Auf diese Weise erhält das regulierte Unternehmen einen Anreiz, die geforderte Mindestqualität zu gewährleisten. Die Anreizwirkung der Sanktionsregelung hängt entscheidend von der Höhe der zu leistenden Entschädigung bzw. Vertragsstrafe ab. Zudem sind Sanktionen im Falle der Nichteinhaltung der Standards nur auf der Basis objektiv nachweisbarer Tatbestände möglich, d.h. die gesetzten Qualitätskriterien müssen eindeutig messbar sein. Die Möglichkeit der Messung und Definition von Versorgungsqualität reicht dabei von Kennzahlen über die Anzahl der betroffenen Kunden, Unterbrechungszeit, Größe des betroffenen Gebietes bis hin zur entgangenen Arbeit pro Kunde/Jahr.

Des Weiteren stellt sich die Frage, inwieweit der Begriff der Versorgungsqualität neben der reinen Qualität der Versorgungsleistung durch Strom oder Gas auch Vorgaben zur Servicequalität enthalten soll. Diese umfasst zusätzlich den Umgang mit den Kunden und ihren Bedürfnissen.<sup>108</sup> Derartige Qualitätsmängel lassen sich in der Kommunikation von Netzstörungen, Wartezeiten, der Rücklaufzeit von Anfragen sowie Kompetenz und Freundlichkeit der Mitarbeiter feststellen und messen.

Alternativ zu Qualitätsstandards ist die Einbeziehung eines Qualitätsindexes in die Entgeltformel eine weitere Möglichkeit, den Netzbetreiber zu etwaigen Investitionen in die Versorgungssicherheit zu bewegen. Dazu wird die Formel so ergänzt, dass Qualitätsminderungen mit einer Einschränkung des Preiserhöhungsspielraums einhergehen, während für qualitative Verbesserungen eine erweiterte Preisspanne zugestanden wird. Im Gegensatz zu Haftungsregeln ist hier eine Symmetrie zwischen positiven und negativen Anreizen gegeben.

---

<sup>108</sup> Vgl. Cohen/Wagner (2005), S. 26.

Für das zugrundeliegende Qualitätsmerkmal muss ebenfalls ein Sollwert vorgegeben werden. Um entsprechende Anreize zu setzen, wird dem regulierten Unternehmen ein höherer Preissetzungsspielraum eingeräumt, wenn es den Sollwert übertrifft und eine höhere Qualität als vorgegeben, anbietet. Bei Unterschreitung des Solls wird der Netzbetreiber für unterlassene Qualitätsanstrengungen bestraft. Bei einer Einbeziehung der Leistungsqualität stellt sich die Price-Cap-Formel wie folgt dar:

$$(9) \quad P_t \leq P_{t-1} \cdot (1 + I_{t-1} + a \cdot Q - X)$$

mit  $Q$  Versorgungsqualität  
 $a$  Qualitätsanreizfaktor

Der Qualitätsanreizfaktor legt fest, mit welchem Gewicht das Qualitätsmerkmal in der Gleichung berücksichtigt wird. Wird dieser Faktor eher niedrig angesetzt, sind die Anreizwirkungen schwach und ein Stromnetzbetreiber wird unter Umständen nicht in ausreichendem Maß (Qualitäts-) Investitionen tätigen. Wird der Qualitätsindex zu stark gewichtet, so besteht die Gefahr der Überinvestition in die Versorgungsqualität.

Aus ökonomischer Sicht erscheint es aber nicht sinnvoll und darüber hinaus fast unmöglich, derartige Qualitätspараметer in das Regulierungsregime einzuführen, ohne über Informationen darüber zu verfügen, welches Qualitätsniveau die Nachfrager benötigen. Falls zudem Industriekunden und Haushalte aus dem selben Netz versorgt werden, stellt sich die Frage, wessen Qualitätsbedürfnis durchgesetzt werden soll. Aus ökonomischer Sicht kommt zudem als wesentliche Erwägung hinzu, dass die Kosten der Qualität nicht linear zu ihrem Umfang verlaufen werden, d.h. zu erwarten ist, dass höhere Qualitätsniveaus nicht nur mit höheren Kosten einhergehen, sondern dass diese zusätzlichen Kosten auch mit zunehmender Qualität steigen. Es gibt daher ein ökonomisches Qualitätsoptimum, indem die (steigenden) Kosten einer zusätzlichen Qualitätsinvestition ihrem zusätzlichen Nutzen für die Netzkunden entsprechen. Zusätzlich müssen für einzelne Unternehmen oder zumindest vergleichbare Gruppen in hinreichend disaggregierter Art und Weise derzeitige und der künftigen Zahlungsbereitschaft entsprechende Qualitätsniveaus ermittelbar sein, um die jeweilige Zielerreichung beurteilen zu können. Dies ist nach unserem derzeitigen Kenntnisstand jedoch in Deutschland nicht der Fall, sodass eine Anreizregulierung wohl zunächst ohne direktes Qualitätsziel gestartet werden muss. Die bereits erwähnte ohnehin anstehende Überprüfung des Systems nach 24 Monaten bietet allerdings eine gute Gelegenheit eine derartige zusätzliche Komponente einzuführen.

### 3.7 Zusammenfassende Bewertung

Bei einer Price- oder Revenue-Cap kann das Problem bestehen, dass die Kosten der Netzbetreiber während der Regulierungsperiode deutlich stärker sinken als die Preise bzw. die Erlöse. Kurzfristig fallen dann sehr hohe Übergewinne bei den regulierten Netzbetreibern an. Im umgekehrten Fall steigender oder nicht ausreichend sinkender Kosten erwirtschaften die Netzbetreiber kurzfristig eine geringere Rendite als angestrebter oder sogar Verluste. Ähnlich führen nicht antizipierte Schwankungen des Absatzes zu starken Variationen der Erlöse. Um diesem Problem zu begegnen, kann das jeweilige Regulierungsregime um eine zusätzliche Vorschrift über die Gewinnaufteilung ergänzt werden. In Kapitel 3.7.1 wurde mit dem Sliding-Scale-Verfahren ein solcher Mechanismus vorgestellt. Überschreitet demnach die tatsächlich realisierte Rendite ein gesetztes Referenzmaß, muss der betroffene Netzbetreiber einen Teil des Gewinns an die Kunden zurückstatten (z.B. über Rabatte oder in Form von Tarifsenkungen im nachfolgenden Jahr).<sup>109</sup> Das Verfahren kann bei Auftreten unvorhersehbarer Situationen stabilisierende Wirkung auf das Regulierungsregime haben. Allerdings wird dadurch die Anreizwirkung des Verfahrens abgeschwächt und der regulatorische Aufwand erhöht.

Den gesetzlichen Vorgaben entsprechend sollte eine Price-Cap- ebenso wie ein Revenue-Cap-Regulierungsverfahren, sobald es die Datenlage erlaubt, mit der Vorgabe von Qualitätszielen verknüpft werden, da Qualitätsminderungen in der Regel kostensenkend und somit gewinnerhöhend wirken.<sup>110</sup> Es besteht damit die Gefahr, dass sich die Versorgungssicherheit verringert, da die Netzbetreiber zu wenig in Instandhaltungsaufwendungen und in die Qualität der Netzinfrastruktur investieren. Es sei angemerkt, dass diese Problematik nicht durch die Regulierung an sich verursacht ist, sondern vielmehr in jedem Regime auftritt, bei dem die Vertragsparteien einen fixen Preis vereinbart haben.

Grundsätzlich sind bei einer Ausgestaltung der Entgeltregulierung nach der aktuellen Gesetzeslage eventuell auftretende Mengeneffekte § 21 a (3) EnWG-E sowie die von den Unternehmen zur Verfügung gestellte Versorgungsqualität § 21 a (5) EnWG-E zu berücksichtigen. Vorschläge für eine detaillierte Ausgestaltung des Regulierungsrahmens für den Strom- und Gasmarkt und die dort anzutreffenden unterschiedlichen Netzebenen werden im folgenden Kapitel aufgezeigt.

---

<sup>109</sup> Vgl. Kunz (2003), S. 67 – 70.

<sup>110</sup> Vgl. Fritsch/Wein/Ewers (2001), S. 239f.

## 4 Optionen für eine Entgeltregulierung im Elektrizitäts- und Gassektor

Die Ausgestaltung eines anreizorientierten Regulierungsregimes für die Energienetze wird in den folgenden Kapiteln für die beiden Bereiche Elektrizität und Gas differenzierter dargestellt. Dabei ist aus systematischen Gründen ein für beide Bereiche möglichst einheitlicher und damit in sich geschlossener Ansatz anzustreben. Wenn Besonderheiten bezüglich beider Teilmärkte oder ihrer Netzebenen eine differenzierte Ausgestaltung einzelner Elemente der Entgeltregulierung nahe legen, so wird darauf im folgenden gesondert eingegangen. Dabei gilt es unterschiedliche Produkte bzw. Produktbündel zu betrachten. Für die einzelnen Netzebenen werden jeweils lediglich die Kosten der Netzebene an sich, nicht jedoch die eventuell anfallenden Kosten der vorgelagerten Ebene betrachtet, da diese in voller Höhe überwälzt bzw. abgegolten werden. Im weiteren Verlauf des Kapitels wird auf den aktuell vorliegenden gesetzlichen Rahmen verwiesen, soweit dieser bestimmte, theoretisch denkbare, Ausgestaltungsformen ausschließt oder einfordert.

Bereits in Kapitel 3 wurde grundsätzlich die allgemeine Verwendung eines Weighted-Average-Revenue-Cap in einem Regulierungssystem als Verfahren mit problematischer Anreizwirkung bewertet. Prinzipiell kommen somit für die beiden Bereiche Elektrizität und Gas die Verfahren einer Price-Cap bzw. Total-Revenue-Cap mit etwaigen Ergänzungen in Frage. Die weitere Spezifizierung der geeigneten Methodik findet sich in den folgenden Unterkapiteln 4.2 und 4.3. Eine übergreifende Betrachtung kann jedoch an dieser Stelle für die Wahl eines adäquaten *Vergleichsindexes*, die *Dauer der Regulierungsperiode* sowie die Berücksichtigung von *Qualitätsvorgaben* durchgeführt werden.

Die Kriterien für die Wahl des Vergleichsindexes I wurden bereits in Kapitel 2.3.5 dargestellt. Aus Gründen der Einheitlichkeit ist für beide Märkte ein identisch konstruierter Index anzuwenden, der die vom EnWG-E geforderte allgemeine Geldentwertung abbildet, wohingegen die individuellen produktionstechnischen Besonderheiten der beiden unterschiedlichen Märkte sich in der Wahl der X-Faktoren niederschlagen sollten.

Der Trade Off zwischen Länge und Anreizwirkung, der bezüglich der Dauer von Regulierungsperioden vorliegt, lässt keine eindeutige Empfehlung zu, wenn auch in modelltheoretischen Analysen eher die Wahl einer kürzeren Regulierungsperiode nahe gelegt wird.<sup>111</sup> Gegen zu kurze Perioden spricht allerdings, dass bei Perioden von ein oder zwei Jahren zu erwarten ist, dass die Unternehmen in der aktuellen Regulierungsperiode bereits sehr stark von ihren Erwartungen für die Folgeperiode beeinflusst werden, d.h. ein zu kurzer Zeitraum führt dazu, dass quasi laufend neu verhandelt und gestaltet wird, womit den Unternehmen eben keine dauerhaften Anreize gesetzt werden können. Eine längere Regulierungsperiode lässt dagegen genügend Zeit, um den Regulierungs-

---

<sup>111</sup> Gómez-Lobo/Lima (2003) favorisieren eine Regulierungsperiode von zwei Jahren sowie eine reine Price-Cap oder auch ein rolling Cap-Verfahren im Rahmen einer dynamischen Simulation.

rahmen gut auszutarieren bzw. gegen Ende der laufenden Periode an neue Gegebenheiten und Preisentwicklungen anzupassen. Als praktikabel kann daher ein Zeitraum von 4 Jahren angesehen werden. Um den zeit- und arbeitsintensiven Prozess der Regulatory Review zu begrenzen, sollten die Regulierungsperioden im Elektrizitäts- und Gasmarkt weitestgehend parallel durchlaufen werden. Hierfür spricht, dass die Anreize der Unternehmen zur Senkung ihrer Kosten wesentlich gestört werden könnten, wenn sie aus den Verhandlungen im jeweils anderen Sektor Rückschlüsse auf ihre eigene künftige Behandlung ziehen. Andererseits kann die Regulierungsbehörde eine solche Situation aber auch nutzen, um frühzeitig zu signalisieren, dass bestimmte Veränderungen geplant sind.

Qualitätsvorgaben sind sowohl für den Strom- als auch für den Gasbereich nach § 21 a (5) EnWG-E im Rahmen der Effizienzvorgaben zu berücksichtigen. Der Wortlaut des Gesetzentwurfes lässt dabei offen, ob eine Qualitätsregulierung innerhalb der Regulierungsformel oder getrennt davon durchgeführt werden sollte. Demnach bieten sich grundsätzlich drei Optionen zur Umsetzung an: Eine separate Vorgehensweise, die Berücksichtigung im Rahmen des Benchmarking oder ein implizites Vorgehen bei der Berechnung der jeweiligen Preis- bzw. Erlösobergrenzen. Aus regulierungsökonomischer Sicht kann zum momentanen Stand keinem der Verfahren bei der Umsetzung ein prinzipieller Vorzug eingeräumt werden. Wichtig erscheint in diesem Zusammenhang, zunächst ökonomisch tragfähige Zuverlässigkeitsskenngrößen zu konstruieren, die den Trade Off zwischen Kostenentwicklung und Versorgungsqualität korrekt abbilden, um adäquate Anreizstrukturen schaffen zu können. Als weiterer Gesichtspunkt muss berücksichtigt werden, dass zwischen Kunden mit Leistungsmessung, also tendenziell Großabnehmern sowie Industriekunden auf der Qualitätsseite andere Präferenzen bestehen als dies bei Haushaltskunden der Fall ist, d.h. zu entscheiden ist, welche Kundengruppe für das Qualitätsniveau prägend sein soll.

Als weitere hybride Elemente wurden in den vorausgegangenen Kapiteln Sliding-Scale-Mechanismen sowie der Einsatz eines Glidepath und das X-Faktor Wahlverfahren vorgestellt. Diese Verfahren eignen sich grundsätzlich für eine weitere Feinsteuerung des Regulierungsrahmens, weshalb sie auch in der ausländischen Regulierungspraxis zum Einsatz kommen. Gerade in der Einführungsphase der Anreizregulierung sieht sich die Regulierungsbehörde einem Informationsnachteil gegenüber den Netzbetreibern ausgesetzt. Dabei werden gerade detaillierte Informationen benötigt, um den angemessenen Umfang für einen Sharing-Parameter zu ermitteln bzw. den immanenten Zusammenhang zwischen Höhe des X-Faktors und Anteil der einbehaltenen Übergewinne festzulegen. Damit steht einer schwer abschätzbar möglichen Steigerung der allokativen Effizienz ein höherer bürokratischer Aufwand wie z.B. bei der Ermittlung des Sharing-Parameters beim Sliding-Scale-Verfahren gegenüber, bei der wiederum eine Prognose der Gewinnentwicklung und damit auch eine zuverlässige Bewertung der vorhandenen Kapitalbasis vorgenommen werden muss. Zudem wird beim Einsatz dieser Profit-Sharing-Mechanismus der Zusammenhang zwischen Rendite und Kostenhöhe, der im Rahmen der Anreizregulierung gerade unterbrochen werden sollte, wieder hergestellt.

Lediglich bei einer entsprechend detaillierten Informationsbasis könnte ein X-Faktor – Wahlverfahren insgesamt den Vorteil einer leichteren Durchsetzbarkeit in der Diskussion mit den regulierten Unternehmen bieten, da sich bei der Wahl zweier kombinierter Variablen ein niedriger X-Faktor einstellt, der die gleiche Anreizwirkung besitzt wie ein optisch hoher X-Faktor im Fall ohne Wahlverfahren.

Lediglich die Ergänzung durch einen Glidepath-Mechanismus kann bereits in der Einführungsphase der Anreizregulierung für beide Energiebereiche vorteilhaft sein. Es scheint als ein geeignetes und flexibles Instrument, um den bereits angesprochenen negativen Ratchet-Effekt einzudämmen. Zudem lässt sich dieser Mechanismus mit einem relativ geringen Regulierungsaufwand implementieren. Soll sich das Verfahren zudem am übergeordneten Regulierungsziel der *Fairness* orientieren, empfiehlt es sich, einen nicht unerheblichen Teil der entstandenen Übergewinne möglichst früh an die Konsumenten auszuschütten. Einer gesellschaftlich akzeptablen Umsetzung dient die genaue vorherige Festlegung der Regeln zu Beginn der Regulierungsperiode.

#### 4.1 Messwesen und Definition der regulierten Produktbasis

Bei der Festlegung des zu regulierenden Produktbündels gilt es generell zu beachten, dass Dienstleistungen, bei denen der Wettbewerb ein überlegenes Disziplinierungsinstrument darstellt, sowie Dienstleistungen, die durch ein natürliches Monopol gekennzeichnet sind, getrennt betrachtet werden sollten. So setzt sich die Summe der zu entrichtenden Netznutzungsentgelte an den Netzbetreiber aus mehreren Positionen zusammen, die nicht alle untrennbar mit der Netzdurchleitung als Durchleitungsprodukt verknüpft sind. Die Entgeltregulierung ist somit auf die Wertschöpfungsanteile zu fokussieren, bei denen zur Sicherstellung eines funktionierenden Wettbewerbes ein gleichberechtigter Zugang für alle Wettbewerber notwendig ist. Bei allen anderen Leistungen kann davon ausgegangen werden, dass der Wettbewerb von sich aus zu einer effizienten Preisgestaltung führt, die einen zusätzlichen staatlichen Eingriff nicht notwendig erscheinen lässt. Allerdings ist darauf zu achten, dass wettbewerbliche Bereiche auch tatsächlich liberalisiert werden und nach erfolgter Änderung der Marktverfassung nicht aus dem Netzbereich remonopolisiert werden.

Es galt bereits in der bisherigen Rechtssprechung als strittig, ob die „Mess- und Verrechnungspreise“ unmittelbar mit der Netzdurchleitung als natürlichem Monopol verbunden sind, oder als davon losgelöste Dienstleistung angesehen werden können.<sup>112</sup> Nach § 21 b (3) EnWG-E ist ab dem vierten Jahr nach Inkrafttreten des Gesetzes die Freigabe zumindest des Messwesens von der Höchstspannungsebene bis abwärts zur Mittelspannungsebene vorgesehen. Diese Positionen der Energierechnung sind nach einer (erfolgreichen) Liberalisierung von der Regulierung gesondert zu betrachten und

---

<sup>112</sup> Vgl. dazu z.B. den Artikel Zenke/Thomale (2005).

der Missbrauchsaufsicht zu unterwerfen. Bis zu diesem Zeitpunkt sollten sie jedoch einer individuellen Entgeltregulierung unterworfen bleiben. Dies erscheint vor allem vor dem Hintergrund der nach wie vor großen horizontalen Preisunterschiede notwendig – hinzu kommt, dass die Messpreise in einigen Fällen auch strategisch genutzt werden dürften, um bestimmte Kunden im nicht leistungsgemessenen Segment zu halten. Eine solche Strategie ist möglich, da die vom Netzbetreiber verlangten Messkosten letztlich den Wechselvorteil eines derzeit nicht leistungsgemessenen Kunden begrenzen.

Zusätzlich zu diesen allgemeinen Erwägungen werden in den folgenden Unterkapiteln Überlegungen für sektorspezifische Besonderheiten im Rahmen eines Regulierungsregimes vorgenommen.

## 4.2 Elektrizität

### 4.2.1 Regulierungsverfahren und Korbbildung

Nach der bisherigen Bewertung wird für den Strommarkt die Einführung einer Price-Cap-Regulierung als insgesamt praktikabelste Lösung angesehen. Dies erfolgt insbesondere unter der Prämisse, dass die Nachfragemenge weitestgehend exogen vorgegeben und damit kaum durch den Netzbetreiber beeinflussbar ist. Dabei erscheint ein Price-Cap-Regime auch im Hinblick auf die tendenziell stetig steigende Nachfrage nach Elektrizität, die aus gesamtwirtschaftlichen Substitutionsprozessen resultiert, besser als Regulierungstool geeignet. Denn die Netzbetreiber profitieren durch steigende Erlöse von steigenden Mengen, so dass sie sich bereit finden sollten, die notwendigen Zubauten zu leisten. Zudem lässt sich durch ein solches Vorgehen eine Senkung des allgemeinen Preisniveaus der Netznutzungsentgelte am effektivsten erreichen. Hierzu wäre dann zu klären, in welcher Weise die unterschiedliche Produkte gruppiert werden sollen.

Die im Mittelpunkt der Analyse stehenden Durchleitungsprodukte auf dem Strommarkt lassen sich aufgrund der unterschiedlichen Kostenstruktur vor allem auf Basis der einzelnen Netzebenen sachlich weiter abgrenzen. Auch § 21 a (2) des EnWG-E fordert getrennte Vorgaben für Teile des Netzes bzw. konkret auch für einzelne Netz- und Umspannsebenen. Eine übergeordnete Aufteilung des Produktkorbes kann somit zunächst anhand der Netzstruktur bzw. der Netz- und Umspannungsebenen erfolgen. Diese Trennung kommt bereits im Rahmen der Kostenträgerrechnung der StromNetzentgelt-VO-E zur Anwendung.

Tabelle 4: Grundsätzliche Einteilung der Preiskörbe nach Tarifebenen

Tarifebene 1: Höchstspannung
Tarifebene 2: Umspannung Höchstspannung/Hochspannung
Tarifebene 3: Hochspannung
Tarifebene 4: Umspannung Hochspannung/Mittelspannung
Tarifebene 5: Mittelspannung
Tarifebene 6: Umspannung Mittelspannung/Niederspannung
Tarifebene 7: Niederspannung <ul style="list-style-type: none"> <li>- Leistungsgemessene Kunden</li> <li>- Nicht leistungsgemessene Kunden</li> </ul>

Quelle: eigene Darstellung, WIK.

Die Höhe der Netznutzungsentgelte (in Cent/kWh) für den einzelnen Kunden setzt sich in den Tarifebenen 1 bis 6 (vgl. Tabelle 3) des Stromsektors prinzipiell aus einem last-abhängigen Leistungspreis sowie einem mengenabhängigen Arbeitspreis zusammen. Um auf der Grundlage der ermittelten Jahresbenutzungsstunden der Kunden eine Tarifierung vornehmen zu können, wird nach dem Entwurf zur StromNEV eine Gleichzeitigkeitsfunktion  $g$  angewandt, die abschnittsweise einen linearen Zusammenhang zwischen Benutzungsdauer und Netzlast unterstellt und einen Wert zwischen 0 und 1 annehmen kann. Sie wird für jedes Netz und für jede Spannungsebene separat festgelegt. Mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion werden die Entgelte in einen Arbeits- und Leistungspreis umgewandelt. Der Netznutzungspreis ergibt sich somit aus dem Produkt von Briefmarke (Jahresleistungspreis in €/kWa bei  $g=1$ ) und dem jeweiligen Gleichzeitigkeitsgrad.

Damit wird bei der Preisgestaltung berücksichtigt, dass die zeitgleiche Höchstleistung in jedem Netz wesentlich niedriger ist als die Summe der zeitgleich auftretenden Verrechnungsleistungen aller Kunden. So haben Kunden mit niedriger Benutzungsdauer im allgemeinen einen niedrigen Gleichzeitigkeitsgrad, da die Wahrscheinlichkeit gering ist, dass diese Kunden zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast eine hohe Leistung beanspruchen. Kunden mit hoher Benutzungsdauer weisen demgegenüber tendenziell einen höheren Gleichzeitigkeitsgrad auf.

Nach dem vorliegenden Entwurf der StromNEV bestehen für die Netzbetreiber weiterhin gewisse Freiheitsgrade bei der Bestimmung ihrer Gleichzeitigkeitsfunktion. Innerhalb der Vorgaben (maximaler Wert für den Ursprung der Geraden von  $g = 0,2$ , Schnittpunkt der beiden Geraden bei einer Jahresbenutzungsdauer von 2.500 Stunden, Wert von  $g = 1$  bei 8760 Jahresbenutzungsstunden) hat er durch Variation der Steigung beider Funktionsabschnitte einen gewissen Einfluss auf die Struktur der zu entrichtenden Netznutzungsentgelte. Dies muss bei der Vorgabe der Preisobergrenzen berücksichtigt werden. Es sollte jedoch beachtet werden, dass hierbei lediglich die Struktur der

Preise bestimmt wird, während deren Höhe durch die Kosten der Netz- oder Umspannebene determiniert ist.

Eine weitere Differenzierung des Produktkorbes für die Price-Cap-Formel sollte für die Tarifebene 7 in der Niederspannung angestrebt werden. Hier erfolgt die Ermittlung der Netzentgelte für zwei grundsätzlich unterschiedliche Kundensegmente. Das Nutzerverhalten von Anschlüssen mit nicht gemessener Leistung (Privat- und Gewerbekunden) und Anschlüssen mit gemessener Leistung unterscheidet sich stark, was sich auch bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte im Rahmen des NetzentgeltVO-E niederschlägt. Die Netznutzungsentgelte für Privat- und Gewerbekunden werden in der Praxis anhand von standardisierten Lastprofilen berechnet und meist als Arbeitspreises pro KWh in Kombination mit einem verbrauchsunabhängigen Grundpreis in Rechnung gestellt. Dem gegenüber erfolgt bei den leistungsgemessenen Kunden eine individualisierte Bestimmung der Entgelte mit mehreren Kombinationsmöglichkeiten. Dies legt zunächst nahe, zwischen gemessenen und nicht-gemessenen Kunden zu differenzieren und die jeweilige Leistung als separates Netzprodukt aufzufassen bzw. mit einer separaten Preisobergrenze zu versehen. Eine Aufteilung des Produktkorbes nach unterschiedlichen Kundengruppen sowie damit verbunden die Vorgabe differenzierter Tarifstrukturen hat aber den Nachteil, dass sie die Möglichkeiten der Netzbetreiber beschränkt, eine an den tatsächlichen Kosten der Versorgung orientierte Preisdifferenzierung zwischen unterschiedlichen Nachfragergruppen vorzunehmen. Der Vorteil einer derartigen Verwendung mehrerer Price-Cap-Formeln ist in der besseren Kontrollmöglichkeit der Zielerfüllung zu sehen. Dadurch kann ebenfalls leichter erreicht werden, dass sich die Preise in beiden Kundengruppen gleichmäßig vermindern. Zu beachten ist bei der Ausgestaltung des Weiteren, dass die NetzentgeltVO-E in § 17 (6) vorsieht, für den Abnahmefall nicht leistungsgemessener Kunden einen eventuell anfallenden Grundpreis „in einem angemessenen Verhältnis“ zum jeweiligen Arbeitspreis vorzuschreiben.

Nach einer wettbewerblichen Organisation des Messwesens sind ausschließlich für diese unterste Tarifebene nach § 21 a EnWG-E, im Rahmen einer Anreizregulierung separate Höchstpreise für das Entgelt von Messleistungen, d.h. die Zählung und Abrechnung der Netznutzung, vorzugeben, sofern diese für die untere Spannungsebene nicht jedoch für den Wettbewerb geöffnet werden. Diese Preise können als Monats- oder Jahrespreise festgelegt werden und beinhalten Entgelte für die Verwendung der Messgeräte (einschließlich eingesetzter Zähler mit Fernauslesung), sowie den Einsatz notwendiger Stromwandler.

Neben den genannten, bereits zuvor in der VV II plus explizit geregelten Vorgaben für die Kalkulation von Netznutzungsentgelten existieren in geringerem Ausmaß auch Tarife, die auf Einzelverhandlungen mit dem Netzbetreiber basieren. Im Rahmen dieser so genannten atypischen Netznutzung mit erheblich abweichenden Abnahmeverhalten können die Preisfindungsprinzipien der VV II + zu Netznutzungsentgelten führen, die den Beitrag an den gesamten Netzkosten des Kunden nicht angemessen wiedergeben.

Für diese Fälle sah die VV II plus Sonderregelungen vor, die eine von den allgemein gültigen Preisfindungsprinzipien abweichende Ermittlung des Entgeltes erlauben. Zu klären ist, ob derartige Abnahmefälle unter die bisherigen Tarife gefasst werden sollen, oder vorgegebene Gruppen gebildet werden, die einer gesonderten Price-Cap unterliegen.

#### 4.2.2 Kostenwälzung

Wie Tabelle 4 zeigt, wird die Organisation des Elektrizitätsnetzes auch künftig weitgehend durch die aus den Verbändevereinbarungen übernommenen (abrechnungs-) technischen Regeln geprägt sein. Im Zusammenhang mit der einzuführenden Entgeltregulierung ist hier vor allem zu fragen, wie die Kostenwälzung verarbeitet werden soll, deren Ziel es ist, alle Netznutzer unabhängig davon, auf welcher Ebene sie an das Stromnetz angeschlossen sind, an den Kosten aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen zu beteiligen. Einerseits handelt es sich aus Sicht des Netzbetreibers, in dessen Netz gewälzt wird, in vielen Fällen um nicht beeinflussbare Kosten im klassischen Sinne. Denn nicht der Netzbetreiber bestimmt die Entnahme aus dem vorgelagerten Netz, sondern diese ist eine Folge der Nachfrageentscheidungen der Konsumenten im fraglichen Netzgebiet. Auch hat der Netzbetreiber außer in den Fällen gemeinschaftlichen Eigentums über mehrere Netzebenen keinen Einfluss auf die auf der höher gelagerten Ebene anfallenden Kosten. Hinzu kommt noch, dass die in einem einzelnen Teilnetz zu tragenden gewälzten Kosten nicht unabhängig davon sind, welche Nachfragevolumina andere Netze, die ebenfalls dem selben Netzteil nachgelagert sind, entwickelt haben.

Bereits heute ist es daher auf den unteren Netzebenen nicht möglich, Netzentgelte zu kalkulieren, ohne über eine Prognose der im aktuellen Jahr anfallenden Nachfrage aus dem vorgelagerten Netz und dessen Kostenentwicklung zu verfügen. Grundsätzlich müssten bereits heute falsche Annahmen bezüglich der gewälzten Kosten durch ex-post Ausgleichsmechanismen aufgefangen werden – ob dies immer und überall der Fall ist, steht jedoch nicht fest. In die eigentlich schon aktuell erforderliche Prognose wird künftig eine Erwartung über die Entwicklung des nominalen Entgelts der höher gelagerten Netzebenen eingehen müssen – diese dürfte jedoch bei bekannter regulatorischer Vorgabe zumindest auf der Preisseite fast weniger unsicher ausfallen als zuletzt.

Um kontrollieren zu können, ob der Netzbetreiber die an ihn gestellten Anforderungen bezüglich seiner eigenen Wertschöpfung und der damit verbundenen Kosten erfüllt hat, wird es notwendig sein, im Rahmen der Anreizregulierung ein Nettonetzentgelt zu ermitteln und zu betrachten. Der Netzbetreiber könnte dann zusätzlich zu seinem publizierten Entgelt ein weiteres kalkulatorisches, das alle gewälzten Kosten und steuerlichen Zuschläge ausschließt, ermitteln und insofern nur den Teil des Netzentgeltes in Leistungs- und Arbeitspreis umfasst, der durch eigene Wertschöpfung und deren Kosten hinterlegt ist. Auf dieses regulatorische Nettonetzentgelt würde sich dann auch das

Price-Cap beziehen, sodass anhand einer solchen bereinigten Größe zu kontrollieren wäre, ob der Netzbetreiber seine Regulierungsaufgabe eingehalten hat. In einer eher groben Annäherung ließe sich auch daran denken, den prozentualen Anteil der gewälzten Kosten am jeweiligen Netzentgelt zu bestimmen und die Price-Cap-Vorgabe dann mit (1-Anteil der gewälzten Kosten) zu multiplizieren, um so bestimmen zu können, welchen Anteil einer globalen Vorgabe der fragliche Netzbetreiber zu erfüllen hätte.

#### 4.2.3 Festlegung des X-Faktors

Zentral für die Bestimmung und Zusammensetzung des X-Faktors, ist, wie in Kapitel 2.3.6 bereits erläutert, der gewählte Vergleichspreisindex I, denn durch die Wahl des X-Faktors wird der jeweils geforderte Produktivitätsfortschritt im Rahmen der Price-Cap-Formel berücksichtigt. Da sich die Produktivitätsentwicklung in den Sektoren Elektrizität und Gas unterschiedlich darstellt, sollte dies auch anhand einer getrennten Schätzung der jeweiligen X-Faktoren berücksichtigt werden.<sup>113</sup> Des Weiteren wird näher zu untersuchen sein, ob die Unterschiede in den technischen Bedingungen es erfordern, für die einzelnen Spannungsebenen mit unterschiedlichen Produktivitätsbedingungen und somit mit unterschiedlichen X-Faktoren zu operieren. Da der Faktor  $I_{t-1}$  nach § 21 a (4) EnWG-E durch einen allgemeinen Preisindex berücksichtigt wird, erscheint die Verwendung eines zweigeteilten X-Faktors naheliegend, um die unterschiedliche Inflationsentwicklung für die Inputfaktoren im Verhältnis zu der durch den Preisindex abgebildeten gesamtwirtschaftlichen Preisentwicklung erfassen zu können. Zusätzlich zur Unterscheidung zwischen Produktivitätsfortschritt des betrachteten Sektors und eventueller Preisdrift ist an unternehmensindividuelle X-Faktoren zu denken, da andernfalls kaum sichergestellt werden kann, dass die Netzbetreiber ihren Abstand zur jeweiligen effizienten Grenze verkürzen. Diese könnten beispielsweise durch Vergleiche der Netzunternehmen ermittelt werden. Hierzu sollten diese jedoch zuvor in geeigneter Weise in Strukturklassen geordnet werden, wobei die derzeitigen Kriterien fortentwickelt werden sollte. Lediglich auf der Höchstspannungsebene erscheint aufgrund der niedrigen Zahl an Netzbetreibern ein Vergleichsverfahren zum Ermitteln der effizienten Grenze ungeeignet. Auch nach dem vorliegenden Entwurf der StromNetzentgeltVO ist kein Vergleich der auf dieser Netzebene tätigen Unternehmen vorgesehen. Das Ausgangsniveau einer Anreizregulierung auf dieser Netzebene muss daher ebenso „von Hand“ bestimmt werden, wie etwaige X-Faktoren.

#### 4.2.4 Berücksichtigung von Mengenabweichungen

Für die hier vorgeschlagene Price-Cap-Regulierung fordert das EnWG-E in § 21 a (3) eine Berücksichtigung von Mengenschwankungen, wobei hier demonstriert werden

---

<sup>113</sup> Vgl. Hense/Stronzik (2005).

konnte, dass die Unternehmen nur von einem Rückgang ihrer durchgeleiteten Mengen, nicht aber von einem Anstieg negativ betroffen sind. Mit Ausnahme von Regionen, in denen Bevölkerungszahl und industrielle Erschließung starken Schwankungen unterworfen sind, dürfte es sich daher um ein eher theoretisches Problem handeln. Will man zu umfangreiche Kontrollrechnungen vermeiden, sollte nicht jede Mengenvariationen sofort zu Änderungen der Preise führen – vielmehr ist vorstellbar, erst ab (vorab-) bestimmten Rückgängen Gegenmaßnahmen vorzusehen.

Möglich wäre es aber auch, innerhalb der Regulierungsperioden lediglich zu kontrollieren, ob die vom Netzbetreiber erwirtschaftete Rendite aufgrund von Mengenschwankungen wesentlich von den erwarteten Werten abweicht. In diesem Fall kann z.B. im Rahmen eines Sliding Scale nachgesteuert werden. Zu bedenken ist allerdings, dass zumindest die bilanziellen Renditen der Unternehmen starken Schwankungen unterworfen sind, die vor allem aus dem Auseinanderfallen von bilanziellen und kalkulatorischen Abschreibungen resultieren. Der Blick auf die Bilanzwerte dürfte daher nur bedingt geeignet sein, um einen Renditerückgang aufgrund von starken Mengenverlusten zu diagnostizieren. Grundsätzlich möglich wäre auch die Price-Cap-Formel um einen Faktor zu korrigieren, der fallende Absatzmengen bei gleichzeitig regulatorisch zu senkenden Preisen in weniger starke Anforderungen überführt.

### 4.3 Gas

Bei der Betrachtung der Regulierung der Durchleitungsentgelte in den deutschen Gasnetzen ist die Aufteilung der Netzbetreiber in Betreiber von überregionalen Gasfernleitungsnetzen im Sinne des § 2 GasNEV-E<sup>114</sup> und Betreiber von örtlichen Verteilnetzen gemäß § 2 GasNZV-E<sup>115</sup> zu beachten. Diese Einordnung der Netze basiert nicht auf der Betrachtung unterschiedlicher Druckstufen oder Leitungsdurchmesser, sondern richtet sich nach der Funktion des betrachteten Teilnetzes innerhalb der Gesamtnetzstruktur. Die Zuordnung der Netzbetreiber muss nach eindeutigen Kriterien vollzogen werden und zwar vor der endgültigen Festlegung der Ausgestaltung des Regulierungsregimes, um ein strategisches Einordnen der Netzbetreiber selbst zu verhindern. Für Netzbetreiber, die nicht eindeutig einer Ebene zugeordnet werden können, kann die letztliche Zuweisung weitreichende Folgen haben und bei einer falschen Klassifizierung zu Fehlanreizen führen.

#### 4.3.1 Definition der regulierten Produktbasis

Bei der Definition der regulierten Produktbasis ist zwischen der Fernleitungsebene und den örtlichen Verteilernetzen zu unterscheiden, da auf beiden Ebenen unterschiedliche

---

<sup>114</sup> Vgl. Entwurf zur GasNEV vom 15.03.2005.

<sup>115</sup> Vgl. Entwurf zur GasNZV vom 14.03.2005.

Netzzugangsmodelle Anwendung finden. Dies wirkt sich auch auf die Eigenschaften des jeweiligen Produktes Durchleitung aus. Auf der Fernleitungsstufe werden die Netzentgelte nach § 4 (2) GasNZV-E<sup>116</sup> mit Hilfe eines Entry-Exit-Modells ermittelt, während dies auf der Ebene der örtlichen Verteilnetze nach § 18 (1) GasNEV-E<sup>117</sup> in Form eines transaktionsunabhängigen Punktmodells stattfindet. Es ist lediglich ein Ausspeiseentgelt zu entrichten, für die Einspeisung in das örtliche Verteilernetz sind keine Entgelte zu entrichten.

Das betrachtete Produkt in einem Entry-Exit-System besteht auf der Ferngasstufe in der Bereitstellung von Kapazitäten für die Einspeisung von Erdgas an einem bestimmten Einspeisepunkt und der Bereitstellung von Ausspeisekapazität an einem bestimmten Ausspeisepunkt.<sup>118</sup> Dies entspricht einer räumlichen Differenzierung des Produktes, die sich auch in unterschiedlichen Tarifen für die Ein- und Ausspeisung niederschlägt und sich nach der anzunehmenden Beanspruchung des Netzes durch die Nutzung des jeweiligen Punktes ergibt. Diese Differenzierung berücksichtigt, dass es sich bei Gasnetzen nicht um reine Nettonetze<sup>119</sup> handelt. In Gasnetzen findet grundsätzlich ein physischer Transport vom Produktionsstandort zum Verbraucher statt, allerdings heben sich entgegen gesetzte Gasflüsse auf. Dies ist umso öfter der Fall je vermaschter das Netz ist. Eine weitere Differenzierung des Produktes Durchleitung ergibt sich durch die starken zeitlichen Schwankungen im Gasverbrauch und damit der Nachfrage nach Durchleitungskapazität. Die Schwankungen ergeben sich dabei zwischen den Jahreszeiten, Wochentagen und Tageszeiten. Eine übliche Produktdifferenzierung in der Gaswirtschaft ist die Abstufung nach der Flexibilität der Kunden. Um eine optimale Auslastung der Netzkapazität über das Gaswirtschaftsjahr zu ermöglichen, werden neben gesicherten Kapazitäten auch unterbrechbare Kapazitäten angeboten. Gebrauch davon machen vor allem gewerbliche Kunden die in der Lage sind, kurzfristig auf alternative Energieträger wie Heizöl umzusteigen. Weitere zusätzliche Kriterien für eine Preisdifferenzierung können die Dauer der Vertragsbeziehungen oder der Umfang der gebuchten Kapazitäten darstellen.<sup>120</sup> Die Kosten für die Systemdienstleistungen sind in den Ein- und Ausspeiseentgelten enthalten. Dies beinhaltet auch die Bereitstellung von Treibgas zum Betrieb von Verdichtern und Regelanlagen.

Im Gegensatz zur Ferngasstufe erfolgt der Netzzugang auf der Ebene der örtlichen Verteilnetze auf Grundlage eines transaktionsunabhängigen Punktmodells. Das Produkt besteht auf der Ebene der örtlichen Verteilnetze daher nicht in der Bereitstellung von

---

<sup>116</sup> Vgl. Entwurf zur GasNZV vom 14.03.2005.

<sup>117</sup> Vgl. Entwurf zur GasNEV vom 15.03.2005.

<sup>118</sup> Vgl. Schuler/von Hammerstein (2004), S. 104.

<sup>119</sup> Ein Nettonetz zeichnet sich dadurch aus, dass es keinen physischen Transport zwischen Ein- und Ausspeisepunkt nötig macht, sondern einen Abtausch der Leistungen entlang eines fiktiven Transportpfads zulässt. Hieraus folgt, dass die Entfernung zwischen Ein- und Ausspeisepunkt keinen Einfluss auf die tatsächlich anfallenden Kosten hat. Vgl. von Hirschhausen/Beckers (2004), S. 7.

<sup>120</sup> Eine Übersicht über die Möglichkeiten der Preisdifferenzierung im Bereich der Netzentgelte für die Durchleitung von Erdgas in einem Entry-Exit-System bieten Gleich et al. (2005), S. 240; vgl. ebenfalls EFET (2003), S. 47-49.

Kapazitäten, sondern in der Übernahme und Durchleitung des Gases von einem bestimmten Einspeisepunkt zu einem bestimmten Ausspeisepunkt. Die Entgelte werden für die Ausspeisung erhoben und können nach Ausspeisepunkten differenziert werden. Die von der deutschen Gaswirtschaft favorisierten Partizipationsmodelle der Netznutzung gehen diesbezüglich von der Prämisse aus, dass aufgrund historischer Anschlussbedingungen Kunden mit einem ähnlichen Nachfrageprofil nur bedingt an die selben Rohre und Druckstufen angeschlossen wurden. Die Gaswirtschaft plädiert daher für ein Vorgehen, das ähnliche Nachfrageumstände mit ähnlichen Netzentgelten belegt, selbst wenn die tatsächlich genutzten Netzelemente sich im Einzelfall unterscheiden. Während für die Haushalts- und Gewerbekunden unterstellt werden kann, dass sie sowohl die Ortstransportleitungen als auch das Ortsverteilnetz nutzen, werden für Gruppen von Industriekunden, die nach dem Umfang ihrer Nachfrage differenziert werden, Anteile ihrer Nutzung am Ortsverteilnetz bestimmt. Über Funktionen, die diese Zusammenhänge darstellen, werden für alle Leistungs- und Arbeitsniveaus individuelle Arbeits- und Leistungsentgelte bestimmt. Ohne dieses Verfahren hier in allen seinen Aspekten beurteilen zu können oder seine Anwendung zu empfehlen, kann festgestellt werden, dass die ermittelten Funktionen und die sich ergebenden Preise grundsätzlich mit Anreizregulierungssystemen kombiniert werden können.

Es ist darauf zu achten, dass durch die jeweils gewählten Zugangs- und Preisregime keine neuen Markteintrittsbarrieren entstehen, so z.B. durch prohibitiv hohe Strafzahlungen bei Abweichungen von den normierten Mengen oder bei einer Abweichung der eingespeisten und ausgespeisten Mengen aufgrund technischer Probleme. Mögliche wäre hier auch eine weitere Differenzierung der Durchleitungsprodukte nach zulässigen Schwankungsbandbreiten oder eine Staffelung der Verantwortlichkeit für den Bilanzausgleich zwischen Netzkunde und Netzbetreiber.<sup>121</sup> Komplementäre Dienstleistungen, die nicht zwingend vom Netzbetreiber erbracht werden müssen und somit potentiellen Wettbewerbern offen stehen, sind – soweit dies ökonomisch sinnvoll ist – separat zu regulieren. Denkbar ist dabei eine vorübergehende Regulierung bis zur Bildung ausreichenden Wettbewerbs. Im Bereich der Durchleitung von Gas ist hier insbesondere das Zähl- und Messwesen zu nennen.

#### 4.3.2 Regulierungsverfahren und Korrbildung

Die unterschiedlichen Charakteristika der Fernleitungs- und örtlichen Verteilnetze schlägt sich in einer abweichenden Bildung der Netzentgelte nieder. Die Preise für Entry- und Exit-Kapazitäten für die Nutzung der Fernleitungsnetze werden in € / m<sup>3</sup> / h in der Regel bezogen auf zwölf auf einander folgende Monate gebildet. Bei der Entscheidung über die Angemessenheit und dem Vergleich von Ein- bzw. Ausspeiseentgelten in einem Entry-Exit-System ist darauf zu achten, dass sich die Höhe der Entgelte

---

<sup>121</sup> Vgl. Gleich et al. (2005), S. 238-240.

an der Größe des nach- bzw. vorgelagerten Netzes ausrichtet, welches über die Entgelte finanziert werden muss, d.h. je größer das Teilnetz und je geringer die Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte, desto höher fallen die Entgelte an diesen Punkten aus und vice versa. Nach § 13 GasNEV-E<sup>122</sup> werden die Entgelte als Jahresleistungspreise gebildet, ein mengenabhängiger Arbeitspreis ist nicht vorgesehen. Diese Entgeltstruktur macht grundsätzlich eine Regulierung der Entry- und Exitentgelte eines Fernleitungsnetzes durch eine Price-Cap und innerhalb eines Preiskorbes möglich. Allerdings sollte bedacht werden, dass aufgrund von parallelen Leitungen und Bruchteilseigentum eine Reihe von Transportkombinationen mit unterschiedlichen Netzbetreibern dargestellt werden kann, sofern in Realtion zur Nachfrage über relevante freie Kapazitäten verfügt wird. Es existieren aber auch weiterhin räumliche Kombinationen, die im Wesentlichen nur von einem Transportnetz abgedeckt werden – wobei offensichtlich ist, dass für die Frage, ob alternative Transportwege zur Verfügung stehen, laufend Kapazitätsfragen von Bedeutung sind.

Damit ist aber zu unterstellen, dass die (potentielle) Wettbewerbsintensität an unterschiedlichen Punkten bzw. bezüglich unterschiedlicher Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten bereits heute voneinander abweicht – wenngleich die Netzampeln häufig auf Rot stehen und damit freie Kapazitäten nur in geringem Umfang verfügbar sind. Eine solche unterschiedliche Wettbewerbsintensität und die möglichen Reaktionen der Netzbetreiber hierauf war oben als wesentliches Argument gegen eine Price-Cap-Regulierung identifiziert worden. Da zu dieser Frage aufgrund der Regelungen des § 3 GasNEV-E ohnehin weitere Untersuchungen angestellt werden müssen, sollte eine tiefergehende Analyse der Wettbewerbsituation in den deutschen Ferngasnetzen auch genutzt werden, um die Frage nach dem Anreizregulierungsregime eindeutig beantworten zu können.

Die Regulierung der Durchleitungsentgelte auf der Ebene der örtlichen Verteilnetzbetreiber kann dagegen mit Hilfe einer Price-Cap erfolgen. Da die Entgelte für ein Verteilnetz entfernungsunabhängig und verursachungsgerecht gebildet werden sollen, ist es möglich, einheitliche Netzentgelte oder nach Exitzonen unterschiedliche Entgelte in einem Verteilnetz zu erheben. Das Netzentgelt eines Ausspeisepunktes für leistungsgemessene Kunden teilt sich nach § 18 (3) GasNEV-E<sup>123</sup> in einen Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einen Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde auf und wird in der Regel in Cent/kWh ausgewiesen. Bei Kunden ohne Leistungsmessung fällt nach § 18 (4) GasNEV-E<sup>124</sup> nur ein Arbeitsentgelt an, das durch einen mengenunabhängigen monatlichen Grundpreis ergänzt werden kann. Das Jahresleistungsentgelt bildet sich aus dem, dem jeweiligen Ausspeisepunkt zugeordneten Jahresleistungspreis multipliziert mit der gebuchten Kapazität bzw. der Jahreshöchstleistung, das Arbeitsentgelt ergibt sich aus dem Produkt des Arbeitspreises und der Jahresliefermenge. Das Ver-

---

<sup>122</sup> Vgl. Entwurf zur GasNEV vom 15.03.2005.

<sup>123</sup> Vgl. Entwurf zur GasNEV vom 15.03.2005.

<sup>124</sup> ebd.

hältnis von Grund- und Arbeitspreis ist unter Beachtung der zugrunde gelegten Lastprofile zu bestimmen. Daraus ergibt sich ein zweiteiliges Netzentgelt auf der Verteilernetzebene. Aufgrund der unterschiedlichen Entgeltbildung für leistungsgemessene und nicht leistungsgemessene Kunden ist es sinnvoll, die entsprechenden Entgelte in zwei getrennten Körben zu regulieren. Um strategische Preisbildung seitens des Netzbetreibers zu unterbinden, sollte der Grundpreis bei den nicht leistungsgemessenen Kunden und der Jahresleistungspreis bei den leistungsgemessenen Kunden mit der Kundenanzahl gewichtet werden.<sup>125</sup> Generell sollte es den Netzbetreibern aber gestattet sein, den Anteil von Leistungs- und Arbeitspreis am gesamten Netzentgelt zu variieren. Dahinter steht die Überlegung, dass die Netzentgeltstruktur sich möglichst an der zugrunde liegenden Kostenstruktur ausrichten muss, um richtige Preissignale für die Netznutzer zu erhalten. Bezüglich der uns bekannten Netzpartizipationsmodelle, wie sie die deutsche Gaswirtschaft in die Diskussion eingebracht hat, um die Kosten und Entgelte auf einzelne Netznutzer aufzuschlüsseln, muss festgehalten werden, dass diese im Gegensatz zu der hier vertretenen Position von einem festen Verhältnis von Arbeits- und Leistungspreis ausgehen. Eine Rebalancing zwischen diesen beiden Komponenten des Netzentgeltes ist insofern ausgeschlossen.

Abbildung 10: Zusammensetzung des Netzzugangsentgeltes auf der Verteilernetzebene

- 
- Arbeitsentgelt
- + Leistungsentgelt oder monatlicher Grundpreis
  - + Entgelt für Systemdienstleistungen
  - = Netzzugangsentgelt
- 

Die Entgelte für Systemdienstleistungen sollten in einem separaten Preiskorb reguliert werden, da eine wettbewerbliche Organisation dieses (Teil-) Marktes möglich ist. Dies gilt gleichermaßen für die Fernleitungsebene als auch für die örtlichen Verteilnetze. Eine Regulierung in einem separaten Preiskorb baut einer Quersubventionierung, wie sie in Kapitel 3.2 beschrieben wurde, vor.

---

<sup>125</sup> Zu nichtlinearen Tarifen in einer Price-Cap siehe weitere Hinweise bei Brunekreeft (2000), S.30-31.

### 4.3.3 Festlegung des X-Faktors

Für die Bestimmung und Zusammensetzung des X-Faktors im Gassektor ist wiederum der Zusammenhang zwischen X-Faktor und Preisindex zu beachten. Wird die Inflation im Sinne des § 21 a (4) mit Hilfe eines allgemeinen Preisindexes in der Regulierungsformel berücksichtigt, so bietet sich die Benutzung eines zweigeteilten X-Faktors, wie in Kapitel 2.3.3 erläutert, an. Zunächst kann über einen  $X_1$ -Faktor die unterschiedliche Inflationsentwicklung für die Inputfaktoren der betrachteten Netzbetreiberebene im Verhältnis zur durch den Preisindex abgebildeten gesamtwirtschaftlichen Preisentwicklung erfasst werden. Bei der Festlegung eines  $X_1$ -Faktors sollten die strukturellen Unterschiede zwischen den überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibern und Betreibern örtlicher Verteilnetze berücksichtigt werden, woraus verschiedene  $X_1$ -Faktoren für die beiden Ebenen folgen. Mit Hilfe eines  $X_2$ -Faktors kann der individuellen Produktivitätssituation der einzelnen Netzbetreiber Rechnung getragen werden.

Bezüglich der Fernleitungsnetzebene ist ein Vergleichsverfahren auf nationaler Ebene aufgrund der zu geringen Zahl von Netzbetreibern als nicht zielführend einzuschätzen.<sup>126</sup> Denkbar wäre jedoch ein Vergleich auf europäischer Ebene oder möglicherweise die Argumentation mit Hilfe eines Kostenmodells. In jedem Fall sollten bei gebildeten Teilnetzen oder Entry/Exit-Zonen, die nicht die Größe des Gesamtnetzes erreichen, ein Benchmarking aller Teilzonen auch bezüglich bestimmter Zonen desselben Unternehmens erfolgen. Weichen die Erlöse pro Volumenkapazität in einzelnen Teilnetzen des selben Unternehmens stark voneinander ab, so kann dies als Hinweis für die Wettbewerbsintensität in einzelnen Gebieten dienen bzw. kann Hinweise auf Teilzonen geben, die mit (diskriminierender) Absicht gebildet wurden.

Auf Verteilernetzebene kann die Bestimmung eines  $X_2$ -Faktors auf Basis eines Vergleiches der Netzbetreiber innerhalb der Strukturklassen nach § 22 (2) GasNEV-E<sup>127</sup> erfolgen. Anzumerken ist jedoch, dass eine Gruppenbildung anhand von strukturellen Merkmalen in den Gasmärkten noch weiterer Analyse bedarf. So führt eine Orientierung an Gruppen zwangsläufig zu einer benachteiligenden oder bevorzugenden Behandlung der Netzbetreiber die sich an den jeweiligen Grenzen zwischen zwei Gruppen befinden. Eine Einzelbetrachtung der Netzbetreiber vermeidet solche verfahrensimmittanten Fehler, jedoch erhöht sie auch den administrativen Aufwand. Hier gilt es zwischen zusätzlichen Kosten und dem Nutzen individueller Beurteilung der Netzbetreiber abzuwegen.

---

<sup>126</sup> Vgl. Monopolkommission (2003), S. 400.

<sup>127</sup> Vgl. Entwurf zur GasNEV vom 15.03.2005.

#### 4.3.4 Berücksichtigung von Mengenabweichungen

Der Ausgleich von Mengenschwankungen ist im Bereich der Durchleitung von Gas bedeutender als bei der Durchleitung von Strom, da zuerst der Gasverbrauch größeren Schwankungen je nach Witterungsbedingungen unterliegt und andererseits auch das Gas selbst je nach Außentemperatur in seinem Volumen aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften Veränderungen unterworfen ist. Zusätzlich unterliegt die Höhe des Gasverbrauches ebenfalls konjunkturellen Schwankungen. Dies führt zwangsläufig zu einem veränderlichen Durchleitungs volumen in einem Gasnetz. Schwierigkeiten verursachen diese Mengenschwankungen jedoch nur, wenn sie über die Länge einer Regulierungsperiode stark von den bei der Festsetzung der Regulierungsziele implizit erwarteten Mengen abweichen und ein dauerhafter Rückgang der transportierten Mengen wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben zu beobachten ist. Das ergibt sich aus den Eigenschaften einer Price-Cap-Formel, da sich diese jeweils auf die Mengen des Vorjahres bezieht und somit signifikant sinkende Mengen zu Erlösen unterhalb des impliziten Erlöszieles und signifikant steigende Mengen zu Erlösen oberhalb dieses Zielwertes führen. Dies könnte im theoretischen Extremfall dazu führen, dass der Netzbetreiber aufgrund der sich von Jahr zu Jahr verschärfenden Beschränkung nicht mehr in der Lage ist, seine Kosten zu decken. Das entscheidende Kriterium sind jedoch nicht die erzielten Erlöse des Netzbetreibers sondern die Relation zwischen erzielten Erlöse und der entstandenen Kosten, der Gewinn. Hier ist zu beachten, dass die Price-Cap die Eigenschaft hat, den Netzbetreibern Anreize zu einer Preisstruktur zu geben, welche sich an der dem Netzbetrieb zugrunde liegenden Kostenstruktur ausrichtet und somit den Einfluss von Mengenschwankungen auf den Gewinn durch eine gleichgerichtete Kostenentwicklung reduziert. Berücksichtigt werden sollte jedoch eine strukturell bedingte Veränderung der durchgeleiteten Mengen, welche nicht bereits in die Bestimmung des Preispfades eingegangen ist. Wie bereits im vorherigen Kapitel diskutiert, ist ein Ausgleichsfaktor der sich sowohl an der Veränderung der durchgeleiteten Mengen als auch der Anschlusszahl orientiert, in der Lage, die Wirkungsweise einer Preisobergrenze zu verbessern.

## 5 Zusammenfassung

Das Ziel der vorliegenden Arbeit bestand darin, im Rahmen der momentan vorliegenden energiewirtschaftlichen Gesetzes- und Verordnungsentwürfe eine erste Grundlage auf dem Weg zu einem differenzierten Konzept für die Errichtung einer Anreizregulierung zu liefern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass substantielle Änderungen bis zum Inkrafttreten des endgültigen EnWG sowie der korrespondierenden Verordnungen auch zu einer Einschränkung bzw. Erweiterung des zum Einsatz kommenden Instrumentariums im Rahmen einer Anreizregulierung führen kann und in einem ersten Schritt auch daraufhin überprüft werden sollte.

Eine adäquate Entgeltregulierung für den deutschen Energiemarkt sollte neben dem Oberziel der Bereitstellung eines effizienten Netzzugangs auch das wichtige Begleitziel sinkender Netzentgelte nicht außer Acht lassen. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass es nicht zu starken Schwankungen der Netzentgelte kommt, die sich alleine aufgrund exogener Mengenänderungen ergeben können, was bei der Umsetzung im Rahmen eines Price Cap-Regimes nicht der Fall ist.

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass bei einer Entgeltregulierung der beiden Sektoren Elektrizität und Gas möglichst viele gemeinsame Elemente genutzt werden können, um den Regulierungsaufwand so gering wie möglich zu halten. Dienstleistungen wie das Mess- und Zählwesen sollten für beide Energiebereiche gesondert behandelt und damit aus der Regulierung der Netznutzungsentgelte herausgelöst werden. Weitere wichtige Schritte auf dem Weg zur näheren Ausgestaltung der Anreizregulierung für die Zukunft sind in der genauen Ausgestaltung der Preiskörbe, der Bestimmung adäquater X-Faktoren für die Bereiche des Elektrizitäts- und Gassektors sowie der Messung und Quantifizierung der Versorgungsqualität zu sehen.

## Literaturverzeichnis

Entwurf der Änderung zum Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 15. April 2005.

Entwurf der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 13. April 2005.

Entwurf der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 13. April 2005.

Entwurf der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 13. April 2005.

Armstrong, M.; Cowan, S. und Vickers, J. (1994): *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, Cambridge.

Berliner, J.S: (1957): *Factory and Manager in the Soviet Union*, Cambridge.

Berg, S. und Tschirhart, J. (1988): *Natural monopoly regulation*, Cambridge.

Borrmann, J. und Finsinger, J. (1999): *Markt und Regulierung*, München.

Braeutigam, R.R. und Panzar, J.C. (1993): Effects of the Change from Rate-of-Return to Price-Cap Regulation, in: *American Economic Review*, Vol. 83, S. 191-198.

Brunekreeft, G. (2000): Kosten, Körbe, Konkurrenz: Price Caps in der Theorie, in: *Price Cap-Regulierung in Netzindustrien – Chancen und Risiken eines neuen Regulierungsinstruments*, Bergisch Gladbach.

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) (2003): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht), Berlin.

Cabral, L. und Riordan, M. (1991): Incentives for cost reduction under price cap regulation, in: Einhorn, M. A. (Hrsg.), *Price Caps and Incentive Regulation in Telecommunications*, Boston.

Cerbe, G. (2004): *Grundlagen der Gastechnik*, München.

Cohen, B. und Wagner, R. (2005): Hohe Versorgungsqualität trotz Anreizregulierung, in: e m w, Heft 1, S. 26-31.

Commerce Commission (2004): Threshold Decisions (Regulatory Period Beginning 2004).

Crew, M. und Kleindorfer, P. (1996): Incentive Regulation in the United Kingdom and the United States: Some Lessons, in: *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 9, S. 211-225.

EFET Deutschland – Verband deutscher Gas- und Stromhändler e. V. (2003): Transaktionsunabhängiger Netzzugang in der deutschen Gaswirtschaft Beschreibung des Entry/Exit Netzzugangsmodells Erdgas.

Elsenbast, W. (1999): Produktivitätserfassung in der Price-Cap-Regulierung – Perspektiven für die Preisregulierung der Deutschen Post AG, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 192.

EU-Kommission: Interpreting Note der EU-Kommission zu Fragen des Unbundling. [http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/doc/notes\\_for\\_implementation\\_2004/unbundling\\_de.pdf](http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/unbundling_de.pdf)

Filippini, M.; Wild, J. und Luchsinger, C. (2001): Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung, Zürich.

Franz, O. (2003): Regulierung, Liberalisierung und Unabhängigkeit des Regulierers, Aachen.

Franz, O. und Schäffner, D. (2005): Deutsche Stromnetzentgelte Ende 2004, in: e m w, Heft 1, S. 20-25.

Franz, O. und Stronzik, M. (2005): Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, WIK Bericht, Bad Honnef.

Franz, O. und Wengler, M. (2005): Machbarkeitsstudie zum Einsatz von analytischen Kostenmodellen in der Stromnetzregulierung, WIK Machbarkeitsstudie für die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post, Bad Honnef.

Fritsch, M.; Wein, T. und Ewers, H.-J. (2001): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, München.

Freixas, X. et al. (1985): Planning under Incomplete Information and the Ratchet-Effect, in: Review of Economic Studies, Vol. 52, S. 173-191.

Gómez-Lobo, A. und Lima, J. L. (2003): Good Regulatory Lags in Price Cap and Rolling Cap contracts, working paper, University of Chile.

Grewe, J. (1999): Price Caps als Regulierungsinstrumente in der leitungsgebundenen Energieversorgung, Göttingen.

Giulietti, M. und Waddams Price, C. (2004): Incentive Regulation and Efficient Pricing.

Hense, A. und Schäffner, D. (2004): Regulatorische Aufgaben im Energiebereich - ein europäischer Vergleich, WIK-Diskussionspapier Nr. 254.

Hense, A. und Stronzik, M. (2005): Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse. WIK-Diskussionspapier wird im Juli 2005 veröffentlicht.

Hirschhausen, C v.. und Beckers, T. (2004): Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland: Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb?, Discussion Papers DIW Berlin.

Hicks, John (1935): Annual Survey of Economic Theory: The Theory of Monopoly, Econometrica, 3 (January): 1-20

Independent Pricing And Regulatory Tribunal of New South Wales (IPART), (2001): Form of Economic Regulation for NSW Electricity Network Charges, Discussion Paper.

Iten, A. et al. (2001) Grundsätze für Netzbennutzungspreise, Zürich.

Knieps, G. (2001): Netzsektoren zwischen Regulierung und Wettbewerb, Diskussionsbeiträge des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Nr. 76, Freiburg.

- Knieps, G. (2000): Price Caps als innovatives Regulierungsinstrument in liberalisierten Netzsektoren, in: Price Cap-Regulierung in Netzindustrien – Chancen und Risiken eines neuen Regulierungsinstruments, Bergisch Gladbach.
- Kunz, M. (2003): Regulierungsregime in Theorie und Praxis, in: G. Knieps und G. Brunekreeft (Hrsg.), Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland, 2. Auflage, Heidelberg, S. 47 – 81.
- Laffont, J.J. und Tirole, J. (1992): Kapitel 9 "Dynamics without Commitment and the Ratchet-Effect".
- Monopolkommission (2003): Hauptgutachten 2000/2001 Netzwettbewerb durch Regulierung, Baden-Baden.
- Mayer, C. und Vickers, J. (1996), Profit-Sharing Regulation: An Economic Appraisal, in: Fiscal Studies, Vol. 17, S. 83-101.
- National Audit Office (2002), Pipes and Wires.
- O'Neill, D. und Vass, P (1996): Incentive Regulation: A Theoretical and Historical Review, in: Centre for the study of Regulated Industries, Research Report 5, London.
- Neu, W. und Neumann, K.-H. (2004): Methoden der Kalkulation der Entgelte für die Nutzung von Stromnetzen, WIK –Bericht.
- Neu, W./Speckbacher, W. /Stumpf, U. (1992): Preisregulierung im Monopolbereich des Postdienstes, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 92
- Office of the Regulator-General (1998): Consultation Paper No. 3, Melbourne.
- Office of the Regulator-General (1999): Consultation Paper No. 5, Melbourne.
- Pfeifenberger, J.P. und Tye, W.B. (1995): Handle with care – A primer on incentive regulation, in: Energy Policy, Vol. 23, S. 769 – 779.
- Sappington, D. (2002): Price Regulation, in: Cave, M./ Majumdar, S./ Vogelsang, I. (Hrsg.): Handbook of Telecommunications Economics, Volume 1, Amsterdam.
- Sappington, D. (1980): Strategic Firm Behavior under a Dynamic Regulatory Adjustment Process, in: Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 11, S. 360-372.
- Schuler, B. und von Hammerstein, C. (2004): Vorschlag eines Netzzugagnsmodells für die deutsche Gaswirtschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 29, S. 93-106.
- Shleifer, A. (1985): A Theory of Yardstick Competition, in: Rand Journal of Economics, Vol. 16, S. 319-327.
- Taylor, L.D. und Weisman, D.L. (1996): A note on Price Cap Regulation and Competition, in: Review of Industrial Organization, S. 459-471.
- Utilities Commission (2004): Network Pricing: 2004 Regulatory Reset Final Determination, Darwin.
- Vogelsang, I. (1994): Profit-Sharing Regulation of Electrical Transmission and Distribution Companies, in: M.A. Einhorn (Hrsg.), From regulation to competition: new frontiers in electricity markets, Boston.

Weisman, D.L. (1994): Why less may be more under price-cap regulation, in: Journal of Regulatory Economics, Vol. 6, S. 339-362.

Wied-Nebbeling, S. (1993): Markt- und Preistheorie, Berlin.

Zenke, I. und Thomale, H.-Ch. (2005): Die Kalkulation von Netznutzungsentgelten Strom sowie Mess- und Verrechnungspreisen, in: Wirtschaft und Wettbewerb Nr. 1/2005, S. 28 – 43.



Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

Nr. 185: Henrik Hermann:

Wettbewerbsstrategien alternativer Telekommunikationsunternehmen in Deutschland, Mai 1998

Nr. 186: Ulrich Stumpf, Daniel Tewes:

Digitaler Rundfunk - vergleichende Be- trachtung der Situation und Strategie in verschiedenen Ländern, Juli 1998

Nr. 187: Lorenz Nett, Werner Neu:

Bestimmung der Kosten des Universal- dienstes, August 1998

Nr. 188: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:

Durch Sicherungsinfrastruktur zur Ver- trauenskultur: Kritische Erfolgsfaktoren und regulatorische Aspekte der digitalen Signatur, Oktober 1998

Nr. 189: Cornelia Fries, Franz Büllingen:

Offener Zugang privater Nutzer zum Internet - Konzepte und regulatorische Implikationen unter Berücksichtigung ausländischer Erfahrungen, November 1998

Nr. 190: Rudolf Pospischil:

Repositionierung von AT&T - Eine Analyse zur Entwicklung von 1983 bis 1998, Dezember 1998

Nr. 191: Alfons Keuter:

Beschäftigungseffekte neuer TK-Infrastrukturen und -Dienste, Januar 1999

Nr. 192: Wolfgang Elsenbast:

Produktivitätserfassung in der Price- Cap-Regulierung – Perspektiven für die Preisregulierung der Deutschen Post AG, März 1999

Nr. 193: Werner Neu, Ulrich Stumpf, Alfons Keuter, Lorenz Nett, Cara Schwarz-Schilling:

Ergebnisse und Perspektiven der Tele- kommunikationsliberalisierung in aus- gewählten Ländern, April 1999

Nr. 194: Ludwig Gramlich:

Gesetzliche Exklusivlizenzen, Universal- dienstpflichten und "höherwertige" Dienstleistungen im PostG 1997, September 1999

Nr. 195: Hasan Alkas:

Rabattstrategien marktbeherrschender Unternehmen im Telekommunikations- bereich, Oktober 1999

Nr. 196: Martin Distelkamp:

Möglichkeiten des Wettbewerbs im Orts- und Anschlußbereich des Tele- kommunikationsnetzes, Oktober 1999

Nr. 197: Ulrich Stumpf, Cara Schwarz-Schilling unter Mitarbeit von Wolfgang Kiesewetter:

Wettbewerb auf Telekommunikations- märkten, November 1999

Nr. 198: Peter Stamm, Franz Büllingen:

Das Internet als Treiber konvergenter Entwicklungen – Relevanz und Per- spektiven für die strategische Positio- nierung der TIME-Player, Dezember 1999

Nr. 199: Cara Schwarz-Schilling, Ulrich Stumpf:

Netzbetreiberportabilität im Mobilfunk- markt – Auswirkungen auf Wettbewerb und Verbraucherinteressen, Dezember 1999

Nr. 200: Monika Plum, Cara Schwarz-Schilling:

Marktabgrenzung im Telekommunikati- ons- und Postsektor, Februar 2000

Nr. 201: Peter Stamm:

Entwicklungsstand und Perspektiven von Powerline Communication, Februar 2000

Nr. 202: Martin Distelkamp, Dieter Elixmann, Christian Lutz, Bernd Meyer, Ulrike Schimmel:

Beschäftigungswirkungen der Liberali- sierung im Telekommunikationssektor in der Bundesrepublik Deutschland, März 2000

Nr. 203: Martin Distelkamp:

Wettbewerbspotenziale der deutschen Kabel-TV-Infrastruktur, Mai 2000

- Nr. 204: Wolfgang Elsenbast, Hilke Smit:  
Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der Marktöffnung auf dem deutschen Postmarkt, Mai 2000
- Nr. 205: Hilke Smit:  
Die Anwendung der GATS-Prinzipien auf dem Postsektor und Auswirkungen auf die nationale Regulierung, Juni 2000
- Nr. 206: Gabriele Kulenkampff:  
Der Markt für Internet Telefonie - Rahmenbedingungen, Unternehmensstrategien und Marktentwicklung, Juni 2000
- Nr. 207: Ulrike Schimmel:  
Ergebnisse und Perspektiven der Telekommunikationsliberalisierung in Australien, August 2000
- Nr. 208: Franz Büllingen, Martin Wörter:  
Entwicklungserspektiven, Unternehmensstrategien und Anwendungsfelder im Mobile Commerce, November 2000
- Nr. 209: Wolfgang Kiesewetter:  
Wettbewerb auf dem britischen Mobilfunkmarkt, November 2000
- Nr. 210: Hasan Alkas:  
Entwicklungen und regulierungspolitische Auswirkungen der Fix-Mobil Integration, Dezember 2000
- Nr. 211: Annette Hillebrand:  
Zwischen Rundfunk und Telekommunikation: Entwicklungsperspektiven und regulatorische Implikationen von Web-casting, Dezember 2000
- Nr. 212: Hilke Smit:  
Regulierung und Wettbewerbsentwicklung auf dem neuseeländischen Postmarkt, Dezember 2000
- Nr. 213: Lorenz Nett:  
Das Problem unvollständiger Information für eine effiziente Regulierung, Januar 2001
- Nr. 214: Sonia Strube:  
Der digitale Rundfunk - Stand der Einführung und regulatorische Problemfelder bei der Rundfunkübertragung, Januar 2001
- Nr. 215: Astrid Höckels:  
Alternative Formen des entbündelten Zugangs zur Teilnehmeranschlussleitung, Januar 2001
- Nr. 216: Dieter Elixmann, Gabriele Kulenkampff, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:  
Internationaler Vergleich der TK-Märkte in ausgewählten Ländern - ein Liberalisierungs-, Wettbewerbs- und Wachstumsindex, Februar 2001
- Nr. 217: Ingo Vogelsang:  
Die räumliche Preisdifferenzierung im Sprachtelefondienst - wettbewerbs- und regulierungspolitische Implikationen, Februar 2001
- Nr. 218: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:  
Internet-Governance - Politiken und Folgen der institutionellen Neuordnung der Domainverwaltung durch ICANN, April 2001
- Nr. 219: Hasan Alkas:  
Preisbündelung auf Telekommunikationsmärkten aus regulierungsoökonomischer Sicht, April 2001
- Nr. 220: Dieter Elixmann, Martin Wörter:  
Strategien der Internationalisierung im Telekommunikationsmarkt, Mai 2001
- Nr. 221: Dieter Elixmann, Anette Metzler:  
Marktstruktur und Wettbewerb auf dem Markt für Internet-Zugangsdienste, Juni 2001
- Nr. 222: Franz Büllingen, Peter Stamm:  
Mobiles Internet - Konvergenz von Mobilfunk und Multimedia, Juni 2001
- Nr. 223: Lorenz Nett:  
Marktorientierte Allokationsverfahren bei Nummern, Juli 2001
- Nr. 224: Dieter Elixmann:  
Der Markt für Übertragungskapazität in Nordamerika und Europa, Juli 2001
- Nr. 225: Antonia Niederprüm:  
Quersubventionierung und Wettbewerb im Postmarkt, Juli 2001

- Nr. 226: Ingo Vogelsang  
unter Mitarbeit von Ralph-Georg Wöhrl  
Ermittlung der Zusammenschaltungs-  
entgelte auf Basis der in Anspruch ge-  
nommenen Netzkapazität, August 2001
- Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel,  
Rolf Schwab:  
Liberalisierung, Wettbewerb und  
Wachstum auf europäischen TK-Märk-  
ten, Oktober 2001
- Nr. 228: Astrid Höckels:  
Internationaler Vergleich der Wettbe-  
werbsentwicklung im Local Loop,  
Dezember 2001
- Nr. 229: Anette Metzler:  
Preispolitik und Möglichkeiten der Um-  
satzgenerierung von Internet Service  
Providern, Dezember 2001
- Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:  
Volkswirtschaftliche Bedeutung von  
Resale, Januar 2002
- Nr. 231: Ingo Vogelsang:  
Theorie und Praxis des Resale-Prinzips  
in der amerikanischen Telekommunikati-  
onsregulierung, Januar 2002
- Nr. 232: Ulrich Stumpf:  
Prospects for Improving Competition in  
Mobile Roaming, März 2002
- Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:  
Mobile Virtual Network Operators –  
Ökonomische Perspektiven und regu-  
latorische Probleme, März 2002
- Nr. 234: Hasan Alkas:  
Die Neue Investitionstheorie der Real-  
optionen und ihre Auswirkungen auf die  
Regulierung im Telekommunikations-  
sektor, März 2002
- Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:  
Resale im deutschen Festnetz,  
Mai 2002
- Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und  
Ulrich Stumpf:  
Regulierung und Wettbewerb auf euro-  
päischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002
- Nr. 237: Hilke Smit:  
Auswirkungen des e-Commerce auf  
den Postmarkt, Juni 2002
- Nr. 238: Hilke Smit:  
Reform des UPU-Endvergütungssys-  
tems in sich wandelnden Postmärkten,  
Juni 2002
- Nr. 239: Peter Stamm, Franz Büllingen:  
Kabelfernsehen im Wettbewerb der  
Plattformen für Rundfunkübertragung -  
Eine Abschätzung der Substitutions-  
potenziale, November 2002
- Nr. 240: Dieter Elixmann, Cornelia Stappen  
unter Mitarbeit von Anette Metzler:  
Regulierungs- und wettbewerbspoliti-  
sche Aspekte von Billing- und Abrech-  
nungsprozessen im Festnetz,  
Januar 2003
- Nr. 241: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf  
unter Mitarbeit von Ulrich Ellinghaus,  
Joachim Scherer, Sonia Strube Mar-  
tins, Ingo Vogelsang:  
Eckpunkte zur Ausgestaltung eines  
möglichen Handels mit Frequenzen,  
Februar 2003
- Nr. 242: Christin-Isabel Gries:  
Die Entwicklung der Nachfrage nach  
breitbandigem Internet-Zugang, April  
2003
- Nr. 243: Wolfgang Briglauer:  
Generisches Referenzmodell für die  
Analyse relevanter Kommunikations-  
märkte – Wettbewerbsökonomische  
Grundfragen, Mai 2003
- Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:  
Mobile Portale – Merkmale, Marktstruk-  
tur und Unternehmensstrategien, Juli  
2003
- Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:  
Sicherstellung der Überwachbarkeit der  
Telekommunikation: Ein Vergleich der  
Regelungen in den G7-Staaten, Juli  
2003
- Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:  
Gesundheitliche und ökologische As-  
pekte mobiler Telekommunikation –  
Wissenschaftlicher Diskurs, Regulie-  
rung und öffentliche Debatte, Juli 2003

- Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:  
Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von TK-Diensten im Festnetz sowie Faktoren für den Erfolg von Geschäftsmodellen, September 2003
- Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel with contributions of Anette Metzler:  
"Next Generation Networks" and Challenges for Future Regulatory Policy, November 2003
- Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:  
Substitutionsbeziehungen zwischen Festnetz und Mobilfunk: Empirische Evidenz für Deutschland und ein Survey internationaler Studien, Dezember 2003
- Nr. 250: Ralf G. Schäfer:  
Das Verhalten der Nachfrager im deutschen Telekommunikationsmarkt unter wettbewerblichen Aspekten, Dezember 2003
- Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf G. Schäfer:  
Kapitalmarktinduzierte Veränderungen von Unternehmensstrategien und Marktstrukturen im TK-Markt, März 2004
- Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Der Markt für Public Wireless LAN in Deutschland, Mai 2004
- Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand, Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:  
Zusammenwachsen von Telefonie und Internet – Marktentwicklungen und Herausforderungen der Implementierung von ENUM, Juni 2004
- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schäffner:  
Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Juni 2004
- Nr. 255: Andreas Hense:  
Qualitätsregulierung und wettbewerbspolitische Implikationen auf Postmärkten, September 2004
- Nr. 256: Peter Stamm:  
Hybridnetze im Mobilfunk – technische Konzepte, Pilotprojekte und regulatorische Fragestellungen, Oktober 2004
- Nr. 257: Christin-Isabel Gries:  
Entwicklung der DSL-Märkte im internationalen Vergleich, Oktober 2004
- Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Diana Rätz:  
Alternative Streitbeilegung in der aktuellen EMVU-Debatte, November 2004
- Nr. 259: Daniel Schäffner:  
Regulierungsökonomische Aspekte des informatorischen Unbundling im Energiebereich, Dezember 2004
- Nr. 260: Sonja Schölermann:  
Das Produktangebot von Universal-dienstleistern und deren Vergleichbarkeit, Dezember 2004
- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélia Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:  
Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005
- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:  
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:  
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005
- Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:  
VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005
- Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005
- Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:  
Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005
- Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schäffner, Bastian Trage:  
Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005