

gutachten

Ulrike Haupt, Kaisa Kinnunen
Wolfgang Pfaffenberger

**Anwendung der Vergleichsmarktanalyse
auf die Netzentgelte in der Stromwirt-
schaft**

auftraggeber

EnBW AG

gutachten

Ulrike Haupt, Kaisa Kinnunen
Wolfgang Pfaffenberger

**Anwendung der Vergleichsmarktanalyse
auf die Netzentgelte in der Stromwirt-
schaft**

März 2002



Inhalt

1. Ziel der Untersuchung.....	1
2. Theoretische Grundlagen.....	1
2.1 Mögliche Regulierungskonzepte	2
2.1.1 Einleitung	2
2.1.2 Preisregulierung	2
2.1.3 Methoden zur Kostenregulierung	4
2.1.4 Methoden zur Anreizregulierung	6
2.1.5 Die positive Theorie der Regulierung.....	11
2.1.6 Fazit	12
2.2 Missbrauchsaufsicht auf der Basis des Vergleichsmarktkonzeptes.....	14
2.2.1 Einleitung	15
2.2.2 Gesetzliche Regelungen	15
2.2.3 Das Vergleichsmarktkonzept im Bereich der Netznutzung	16
2.2.4 Sonstige Wettbewerbsbehinderungen	19
3. Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland).....	21
3.1 Untersuchungsbasis.....	21
3.2 Struktur und Höhe der Netzentgelte.....	25
3.2.1 Niederspannung.....	25
3.2.2 Mittelspannung.....	34
3.3 Analyse der Preisdifferenzen	37
3.4 Exkurs: Die Belieferung unterschiedlicher Kundengruppen als Kuppelproduktionsprozess	47
4. Modell zur Berechnung von Zu- und Abschlägen	50
4.1 Beschreibung der Vorgehensweise	50
4.2 Ermittlung der Strukturklassen.....	51
4.3 Parameter	52
4.4 Verkabelungsgrad.....	52

4.5 Auslegung des Netzes	54
4.6 Berücksichtigung der Ausstattung mit Transformatoren.....	58
4.7 Berücksichtigung von Unsicherheiten.....	59
4.8 Ergebnisse	60
5. Darstellung der Regulierung in anderen Ländern: Beispiel Finnland.....	64
5.1 Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes.....	64
5.2 Übertragung und Verteilung der Elektrizität	64
5.3 Struktur der Netzentgelte	64
5.4 Institutioneller Hintergrund	66
5.4.1 Elektrizitätsmarktgesetz	66
5.4.2 Institutionen zur Regulierung der Stromnetze.....	66
5.5 Überprüfung der Preissetzung im Stromnetz	67
5.5.1 Prinzipien	67
5.5.2 Bemessung der Kosteneffizienz mit der DEA Methode	68
5.5.3 Wert des investierten Kapitals	69
5.5.4 Der Fall Megavoima	70
5.6 Ergebnisse	71
5.7 Fazit	72
6. Parameter des Rechenmodells.....	74
7. Literaturverzeichnis	75



Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 3-1: Schema Netzfluss	22
Abbildung 3-2: Wertschöpfungskette	23
Abbildung 3-3: Drei Dimensionen der verbundenen Produktion von Netzdienstleistungen	24
Abbildung 3-4: Messpreis und Grundpreis (nur Unternehmen mit beiden Preiselementen)	26
Abbildung 3-5: Gesamtes Festpreiselement	27
Abbildung 3-6: Netzentgelt Haushalt (3500 kWh/a)	27
Abbildung 3-7: Netzentgelt Haushalt 2 West / Ost	28
Abbildung 3-8: Netzentgelt Gewerbe	29
Abbildung 3-9: Netzentgelt NS mit Leistungsmessung 2500h	29
Abbildung 3-10: Netzentgelt Haushalte ohne Entgelt der Übertragungsnetzbetreiber	32
Abbildung 3-11: Netzentgelt Gewerbe ohne Übertragungsnetzentgelt	33
Abbildung 3-12: Netzentgelt NSL ohne Übertragungsnetzentgelt, 2500h	33
Abbildung 3-13: Netzentgelt NSL ohne Übertragungsnetzentgelt, 4000h	34
Abbildung 3-14: Messpreise für Mittelspannungskunden	35
Abbildung 3-15: Netzentgelt Mittelspannung	35
Abbildung 3-16: Netzentgelt Mittelspannung mit standardisiertem Messpreis, ohne Übertragungsnetzanteile	36
Abbildung 3-17: Einwohnerdichte	38
Abbildung 3-18: Einwohnerdichte und Netzentgelt Haushalte 2 (3500 kWh/a)	39
Abbildung 5-1: Durchschnittspreise aller Unternehmen der Stromverteilung ohne Steuer in Finnland 1.1.1997-1.10.2001	71

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2-1: Tabellarische Zusammenfassung der Regulierungsmethoden.....	13
Tabelle 3-1: Untersuchungsbasis	21
Tabelle 3-2: Abnahmefälle	24
Tabelle 3-3: Analyse der Messpreise.....	25
Tabelle 3-4: Verteilung der Unternehmen beim Abnahmefall HH2	28
Tabelle 3-5: Verteilung der Unternehmen bei NS mit Leistungsmessung 2500h	30
Tabelle 3-6: Rangkorrelation der Netzentgelte	30
Tabelle 3-7: Übertragungsnetzentgelte bei Abnahme ab Umspannung HS/MS in c/kWh	31
Tabelle 3-8: Verteilung der EVU bei MS-Netzentgelten für den MS-Abnahmefall	37
Tabelle 3-9: Maßzahlen für strukturelle Bedingungen	37
Tabelle 3-10: Erklärungsgrößen für Strukturunterschiede	39
Tabelle 3-11: Regressionsergebnisse NS-Netz (Basis VDEW Statistik)	42
Tabelle 3-12: Regressionsergebnisse MS-Netz (Basis VDEW Statistik).....	43
Tabelle 3-13: Regression NS und MS (Basis Infas Daten zu Fläche und Bevölkerung) .	46
Tabelle 3-14: Beiträge der Gruppe zur Netzbelastung	49
Tabelle 4-1: Kostendifferenz für den Verkabelungsgrad.....	53
Tabelle 4-2: Kostenparameter für Leitungen und Umspannung für den Vergleich.....	56
Tabelle 4-3: Indikatoren der Netzauslegung im Vergleich	58
Tabelle 4-4: Untersuchte Unternehmen.....	61
Tabelle 4-5: Delta nach Spannungsstufe und Tarif.....	62
Tabelle 4-6: Absatzvolumen und Kostendifferenz der Unternehmen mit einem Delta von über 10% des Referenzpreises	63
Tabelle 5-1: Darstellung der typischen Stromverbraucherklassen in Finnland	72
Tabelle 6-1: Preise für Kabel und Leitungen.....	74
Tabelle 6-2: Preise für Transformatoren und Umspannstationen	74
Tabelle 6-3: Preise für Schaltanlagen	74



Anwendung der Vergleichsmarktanalyse auf die Netzentgelte in der Stromwirtschaft

1. Ziel der Untersuchung

Im Herbst 2001 hat uns die Energie Baden Württemberg (EnBW AG) gebeten, ein Gutachten zur Bewertung der Preisunterschiede in den Netzentgelten der Stromverteilung in Deutschland zu erstellen. Ziel dieses Gutachtens ist es, einerseits die Unterschiede in den vorhandenen Netzentgelten auf ihre Ursachen zurückzuführen und andererseits ein Verfahren zu entwickeln, mit dem strukturelle Unterschiede in den Verteilungsgebieten (z.B. Einwohnerdichte, Versorgungsdichte etc.) in angemessene Preisunterschiede übersetzt werden können.

Dieses Gutachten basiert ausschließlich auf veröffentlichten Daten. Daraus ergeben sich bestimmte Restriktionen hinsichtlich der Feinheit der Analyse. Es werden aber Verfahren aufgezeigt, wie mithilfe weiterer Daten die Ergebnisse verfeinert werden können. Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die Vergleichsmarktmethode ein sinnvolles Konzept zur Überprüfung der Netzentgelte darstellt. Die verschiedenen Möglichkeiten zur Überprüfung von Netzentgelten sind ausführlich im Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder¹ dargestellt. Wir gehen auf Einzelheiten weiter unten in Kapitel 2.2 ein.

Wesentliche Datenbasis dieses Gutachtens ist für die Bestandsaufnahme die VDEW-Statistik, die einige Angaben zu den Strukturmerkmalen der Versorgungsgebiete enthält sowie die von den Unternehmen veröffentlichten Netztarife. Für das in Kapitel 4 entwickelte Modell wurden detaillierte Angaben eines regionalen Verteilungsunternehmens zu Grunde gelegt.

Die Erhebung der Preise wurde im wesentlichen im Dezember 2001 abgeschlossen. Sie wurden – soweit von den EVU nicht in Euro ausgewiesen - auf Euro umgerechnet.

2. Theoretische Grundlagen

Nach herrschender Lehre bedürfen die Zugangsbedingungen einschließlich der Entgelte im so genannten monopolistischen bottleneck einer netzgebundenen Industrie der Regulierung, d.h. einer Überwachung bzw. auch eines regulierenden Eingriffs. Zur Regulierung bedarf es eines Konzepts und einer Umsetzung, die auf die institutionellen Gegebenheiten eines Landes abstellt. In diesem Kapitel geben wir einen Überblick über die vorhandenen theoretischen Konzepte und deren Vor- und Nachteile. Die Tabelle 2-1 auf Seite 13 gibt einen Überblick über diese Konzepte.

¹ Bericht der Arbeitsgruppe „Netznutzung Strom“ der Kartellbehörde des Bundes und der Länder, Bonn 2001

2.1 Mögliche Regulierungskonzepte

2.1.1 Einleitung

In den Regulierungstheorien kann man zwei prinzipiell verschiedene Regulierungsansätze definieren: die normative Theorie der Regulierung und die positive Theorie der Regulierung. Die normative Theorie beruht auf der neu-klassischen Theorie der Wohlfahrtsmaximierung, wobei der Regulierer die Summe der Wohlfahrt der Kunden und der Produzenten maximiert. Die positive Theorie wiederum geht davon aus, dass der Regulierer das Gemeinwohl nur so lange verfolgt, wie es seinen eigenen Interessen entspricht. Die Regulierten haben einen größeren Spielraum unter den positiven Regulierungstheorien und versuchen, einen Einfluss auf den Regulierer zu gewinnen. In Deutschland ist so ein Interessenverband zum Beispiel der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW).

Es gibt viele normative Ansätze zur Regulierung, die in der Praxis aber oft nicht direkt anwendbar sind. Sie beruhen auf der *public-interest-Theorie*, in der versucht wird, die gesellschaftliche Wohlfahrt zu maximieren. Im Allgemeinen kann man sagen, dass ihr Zweck die Vermeidung von Effizienzverlusten und/oder Monopolrenten ist. Die normativ-theoretischen Methoden können grob in die Regulierung der Struktur und der Preise eingeteilt werden. Bei der Strukturregulierung versucht die Regulierungsbehörde den Markt so zu gestalten, dass es keine Effizienzverluste oder Möglichkeiten zum Missbrauch von Monopolmacht gibt. Dies bedeutet in der Regel die Trennung der betroffenen Tätigkeitsbereiche in unabhängige Unternehmen. In der Praxis wird oft verlangt, dass die Produktion und der Handel von der Übertragung und Verteilung getrennt wird. Die Preisregulierung orientiert sich an der Regulierung der Preise oder der Rendite. Die optimalen Märkte sind das Ergebnis der Preissetzung der Regulierungsbehörde. Oft werden die Ansätze von beiden Methoden parallel benutzt.

Zwei verschiedene Vorgehensweisen können bei der Preisregulierung identifiziert werden. Historisch betrachtet ist die meist benutzte Methode die *bottom-up*-Regulierung. Dabei setzt die Regulierungsbehörde den Preis anhand der verfügbaren Kosteninformation über das Netzunternehmen. In der *top-down*-Regulierung setzt die Regulierungsbehörde einen maximalen Preis, das so genannte *price cap*, den das Unternehmen akzeptieren muss.

Das grundlegende Problem der Regulierung ist die unterschiedliche (also asymmetrische) Information zwischen dem Regulierer und dem regulierten Unternehmen. Die verschiedenen Konzepte zur Regulierung betrachten dieses Thema mit Blick auf die Effizienz unterschiedlich. Wichtig bei der Planung eines optimalen Modells ist, dass keine kurzfristigen Veränderungen der Regulierungspolitik vorgenommen werden sollten. Das heißt, dass das mögliche Regime nachhaltig sein sollte, unabhängig davon, ob es auf Struktur- oder Preisregulierung aufgebaut ist oder ob der Fokus auf der Abschöpfung des Überschusses oder an der Schaffung eines Anreizes zur Kostensenkung liegt.

2.1.2 Preisregulierung

Das allgemeine Ziel der Regulierung ist es, Wettbewerb dort zu schaffen, wo er sich nicht von selbst einstellt. Nach dem meist bekannten Prinzip der Ökonomie sollte der Preis eines Produktes gleich den Grenzkosten (variablen Kosten) sein. Nach der *Grenzkostenpreissetzung* setzt der Regulierer also die Preise der Verteilung der Elektrizität gleich den Grenzkosten. Allerdings sind Netzbetreiber oft durch Größenvorteile (Skalenvorteile) und hohe unwiederbringliche (versunkene) Kosten gekennzeichnet, wodurch die durchschnittlichen Kosten über den Grenzkosten liegen. Eine solche Preissetzung, welche nur die variablen Kosten des Unternehmens berücksichtigt, würde es aus dem Markt drängen, weil es seine Fixkosten nicht decken könnte und Verluste machen würde.



Um dieses Problem zu vermeiden, können *Durchschnittspreise* als Basis für die Regulierung herangezogen werden. Mit dieser Methode setzt der Regulierer die Preise nach den Durchschnittskosten der Unternehmung fest, so dass auch die Fixkosten gedeckt werden. Da man Strom beispielsweise auf verschiedenen Spannungsniveaus verteilt, handelt es sich bei der Stromverteilung um mehr als nur ein Gut „Strom“. In so einem Mehrgüterfall ergibt sich das Problem der richtigen Zurechnung der Durchschnittspreise zu den jeweiligen Produkten.

Die so genannte *Ramsey Preissetzung*²-Methode erweitert die Durchschnittskostenmethode auf den oben genannten Mehrgüterfall. Nach diesem Prinzip soll die Preiserhöhung so gesetzt werden, dass sie die Nachfrage so wenig wie möglich beeinflusst. Dies kann erreicht werden, indem der Preis des Produkts mit der geringsten Preiselastizität erhöht wird. Das heißt, dass der Preis des Produkts steigt, dessen Nachfrage - verglichen mit den anderen Produkten - am wenigsten auf die Preiserhöhung reagiert. Nach der genaueren Ramsey-Preissetzungsregel sind die Ramsey-Preise solche Preise, deren Abweichung von den Grenzkosten umgekehrt proportional zu den entsprechenden Nachfrageelastizitäten ist. Wohlfahrts- und Effizienzverluste können also minimiert werden, falls die Einnahmen trotz der höheren Kosten nicht sinken oder nur wenig sinken. Auch bei den Ramsey-Preisen ist der Informationsbedarf ein Problem. Die Regulierungsbehörde hat oft nicht alle Informationen, die sie braucht, um die Ramsey-Preise zu setzen. Ein anderes Problem speziell in der Elektrizitätsverteilungsindustrie ist, dass die Nachfrage für die Verteilung und Übertragung sehr wahrscheinlich unelastisch ist. Das heißt, dass diese Dienstleistungen auch bei einem unangemessen hohen Preis nachgefragt würden. Die Preise dieser Produkte würden hierfür erheblich steigen, was als Markthemmnis im liberalisierten Teil der Märkte (down-stream) wirken und den Zugang zum Wettbewerbsmarkt behindern würde. Eine solche Preissetzung kann als Preisdiskriminierung bewertet werden.

Eine weitere Möglichkeit, um das Problem der Abweichung von den Grenzkosten zu vermindern, wäre ein zweistufiges Entgelt (*two-part tariff*)³. Es ist ein Preis, von dem der erste Teil des Entgeltes von der konsumierten Menge des Gutes oder des Dienstes abhängt und der andere Teil ein fixer, von der konsumierten Menge unabhängiger Preis ist. Diese Methode ist für die Stromverteilung besonders geeignet und ist in der Preissetzung der Unternehmen in Deutschland und in den Nordischen Ländern weit verbreitet. Der Vorteil dieser Methode ist ihre Einfachheit. Falls die Nachfrage der Elektrizitätsverteilung unabhängig von der Höhe des fixen Teils ist, hat eine Preiserhöhung dieses Teils keine Wirkung auf den Markt. Dies ist jedoch nicht der Fall. Ein sehr hohes fixes Entgelt würde wie eine Markteintrittsbarriere wirken und würde den deregulierten, wettbewerblichen Markt in der Stromproduktion gefährden. Ein zusätzliches Problem ist, dass auch das zweistufige Entgelt als Preisdiskriminierung gesehen werden kann, wenn dadurch die Kunden unterschiedlich behandelt werden. Beispielsweise würde ein sehr hohes Monatsentgelt die Kunden mit kleinem Stromverbrauch stärker als Kunden mit hohem Stromverbrauch treffen.

Eine sehr wichtige Preisregel im Hinblick auf die Effizienz ist, dass der Preis nicht unter den Grenzkosten oder *durchschnittlichen Inkrementalkosten* liegen sollte. Als Inkrementalkosten bezeichnet man die Differenz zwischen den Gesamtkosten mit und ohne Pro-

² Baumol und Sidak (1995, S. 29-35); Berg und Tschirhart (1988, S. 55-57); Laffont und Tirole (1993, S. 30-31).

³ Baumol und Sidak (1995, S. 35-37); Berg und Tschirhart (1988, S.103-118); Tirole (1988, S. 143-152).

duktion des Gutes oder Dienstes. Die Inkrementalkosten werden durch den Output geteilt, um einen Durchschnitt zu bilden. Diese Inkrementalkosten sollen auch die Opportunitätskosten beinhalten, die beschreiben, was das Unternehmen verliert, weil es diese Produktionsform und nicht die nächst beste Möglichkeit wählt. Hier verweisen die Opportunitätskosten auf entgangene Einnahmen des Anbieters, weil er entweder lieber selber die Inputs produziert, anstatt sie zu erwerben, oder weil er die Durchleitung den Konkurrenten anbietet, wodurch sein eigener Marktanteil und seine Gewinne sinken. In Wettbewerbsmärkten enthält der Preis immer eine Kompensation der Opportunitätskosten.

Mit anderen Worten, der Güterpreis sollte gleich den durchschnittlichen Inkrementalkosten, inklusive der Opportunitätskosten, sein. Das ist die so genannte⁴ *efficient component pricing rule*. Diese Regel besagt, dass der Anbieter einer Komponente eines Gutes oder Services einen solchen Preis bekommen sollte, bei dem es dem Anbieter gleichgültig ist, ob er das Produkt selbst herstellt oder ein anderer Hersteller das Produkt produziert. Diese Regel bevorzugt folglich die Stromhersteller, die am effizientesten produzieren können. Die Märkte funktionieren wie unter vollständigem Wettbewerb, weil das Modell genau das gleiche Preisniveau induziert, wie unter vollem Wettbewerb. Dies führt zur Senkung des Konsumentenpreises. Weiter reflektiert diese Regel die wahren sozialen Opportunitätskosten der Verteilung und Übertragung des Stroms. Diese Regel offenbart also, wie viel es der Gesellschaft wert ist, dass Strom übertragen und verteilt wird.

*Die neue Theorie der Regulierung*⁵ (*The new regulatory economics*) der natürlichen Monopole beruht auf der Prinzipal-Agenten (oder: principal agent) Theorie. Gemäß dieser Theorie bietet der Regulierer (der Prinzipal) dem regulierten Unternehmen (Agenten) Verträge an, um Anreize zu schaffen, damit das Unternehmen sich so verhält, wie der Regulierer es wünscht. Die neue Theorie erkennt das Problem der traditionellen Regulierungstheorien, dass zwischen dem Regulierer und dem Monopolunternehmen asymmetrische Information herrscht. Die optimale Preissetzung verlangt, dass die Preise wie die Ramsey-Preise inklusive einer Anreizkorrektur gesetzt werden sollten. Das Modell beruht allerdings auf einer Subvention vom Staat, wodurch die praktischen Anwendungsmöglichkeiten des Modells sehr begrenzt sind.

2.1.3 Methoden zur Kostenregulierung

Die grundsätzliche Idee der *kostenorientierten Regulierungsmethoden*⁶ ist, dass die Preissetzung zum Ausgleich von Gesamteinnahmen und Gesamtkosten genutzt wird. Um die notwendigen Einnahmen herauszufinden, prüft der Regulierer die Betriebskosten des Unternehmens (z.B. Arbeits-, Brennstoff- oder Verwaltungskosten) in einer früheren Zeitperiode, z.B. im letzten Jahr. Basierend auf diesen Informationen legt er den angemessenen Kapitalstock fest, welcher als Entscheidungsgrundlage dient. Oft wird der Kapitalstock aufgrund der Abschreibung der früheren Investitionen geschätzt. Mögliche exogene Schocks (frühere oder zukünftige), wie z.B. Sturmschäden an den Netzen, sowie Inflations-schätzungen werden in den Kostenschätzungen mitberücksichtigt. Ungerechtfertigte Ausgaben werden bei einem fairen und angemessenen Kapitalertrag nicht akzeptiert. Nach der Preissetzung ist der Preis fix bis zur nächsten Überprüfung.

Ein sehr wichtiger Faktor beim Gestalten des Regulierungssystems nach den kostenorientierten Regulierungsmethoden ist das *regulatory lag*, also die verzögerte Reaktion auf die

⁴ Baumol und Sidak (1995, S. 115-138).

⁵ Laffont und Tirole (1993, S. 34); Lewington und Weisheimer (1995, S. 278).

⁶ Laffont und Tirole (1993, S.14); Wild (2001, p.56).



Regulierung. Es beschreibt die Länge der Zeit, während der die Preise fest sind und hat viel Einfluss auf die Anreizeigenschaften der kostenorientierten Regulierungsmethoden. Obwohl im Prinzip die Kosten fortlaufend mit dem Ertrag oder den Preisen des Unternehmens verglichen werden, ist die Praxis anders. Die Überprüfung und die Entscheidungsfindung dauern oft lange and deshalb stimmen die Preise mit den Kosten nicht genau überein. Trotzdem sind die kostenorientierten Regulierungsmethoden in der Praxis weit verbreitet. Diese Methoden orientieren sich an der traditionellen Regulierung, welche zum Ziel hat, Monopolrenten zu verhindern, ohne zu versuchen, die Effizienz zu verbessern. Die wichtigste kostenorientierte Regulierungsmethode ist die Renditeregulierung (*rate-of-return*). Sie wurde zum Beispiel in der Regulierung in Norwegen bis 1997 und in einigen Bundesländern der USA benutzt.

Es gibt trotz allem große Probleme bei der Anwendung dieser Methode. Die Renditeregulierung verlangt eine genaue Kenntnis der Kostenstruktur des Unternehmens. Der Regulierer hat aber nur sehr selten alle notwendige Information über die Kosten und die Nachfrage des Unternehmens, um die richtigen Preise setzen zu können. Ein zweites Problem ist die Ineffizienz der Renditeregulierung. Weil das Unternehmen alle seine Kosten erstattet bekommt, hat es nur geringe Anreize seine Kosten zu reduzieren. Die Preise werden in kurzen Intervallen den aktuellen Durchschnittskosten angepasst und so hat das Unternehmen kein Bedürfnis die Kosten zu senken oder die Produktqualität zu verbessern. Deshalb entstehen unnötige Kosten und die „normale“ technische Entwicklung wird behindert, was langfristig nicht nachhaltig ist.

Zusätzlich hat das Unternehmen vielleicht einen Anreiz zu überhöhten Investitionen, weil der erlaubte Ertrag vom Kapitalstock abhängig ist. Dies nennt man den *Averch-Johnson-Effekt*⁷. Also produziert der Monopolist nicht zu minimalen Kosten, sondern kapitalintensiv. Demnach ist die Aufgabe des Regulierers, nicht nur die Unternehmenskosten zu überwachen, sondern auch die Bemühungen um Kostenreduktion zu beurteilen, was oft sehr schwierig ist, da diese Bemühungen für Außenseiter kaum zu messen sind.

Grundsätzlich gibt es drei Möglichkeiten den Kapitalstock zu bewerten:

- Bewertung zu Marktpreisen. Das Problem mit dieser Methode ist, dass der Wert des Unternehmens oft mit der Summe der zukünftigen abdiskontierten Profite bewertet wird. Diese sind von den Preisen des Unternehmens abhängig, welche von der Regulierungsbehörde gesetzt werden. Deshalb werden die Preise basierend auf einem Zirkelschluss gesetzt.
- Bewertung zu Wiederbeschaffungskosten. Diese Methode führt zu Problemen in einer Situation mit Inflation.
- Bewertung zu Anschaffungskosten. Diese ist die meist benutzte Methode in der Praxis wegen der Probleme der anderen Methoden.

Ein zusätzliches Problem entsteht aus der Tatsache, dass die Faktoren, die die Kosten des Unternehmens beeinflussen, oft nicht genau definiert werden können. Wie sollte man messen, was eine ausreichende Sicherheit des Angebots ist, rationales Businessmanagement oder die passende Länge der Regulierungsperiode? Diese Faktoren, die schwierig zu messen und zu beurteilen sind, lassen dem Monopolisten viel Spielraum für Manipulation.

⁷ Berg und Tschirhart (1988, S. 324); Laffont und Tirole (1993, S. 33-34).

Um die Probleme der Renditeregulierung zu lösen sind folgende Vorschläge in der Literatur⁸ diskutiert worden. Die Versorgung des Regulierers mit Informationen sollte verbessert werden. Das würde mehr Transparenz in der Kosten- und Preiskalkulationen schaffen, aber keine Effizienzverbesserung, weil immer noch alle Kosten des Unternehmens als Grundlage für die Preise akzeptiert werden. Ein anderer Vorschlag ist die Ausführung eines *moving goal Systems*. Beim *moving goal posts system* verändert der Regulierer fortlaufend einzelne Regulierungsbedingungen, um den Averch-Johnson-Effekt zu vermeiden. Dieser Vorschlag erscheint problematisch, da er das Vertrauen zwischen dem Regulierer und dem Monopolunternehmen beschädigt, welches das Resultat der Regulierung negativ beeinflusst.

Die Probleme der Renditeregulierung sind auch für den Fall des vertikal integrierten Unternehmens⁹ in der Literatur diskutiert worden. Vertikale Integration bedeutet, dass sowohl Produktion und Handel als auch die Verteilung und Übertragung von Strom von einem Unternehmen erledigt werden. Diese Form der Marktorganisation kommt sehr häufig im Stromsektor vor und ist die typischste Unternehmensstruktur der EVU in Deutschland. Die Renditeregulierung könnte dem Unternehmen einen Anreiz geben, über die Kostenallokation zwischen den zwei Märkten falsch zu berichten und das Unternehmen ermutigen, eine ineffiziente Technologie zu wählen oder kostenreduzierende Innovationen nicht durchzuführen, weil der eine Markt den anderen unterstützt (*Quersubvention*). Außerdem könnte das Unternehmen in den Wettbewerbsmärkten den Preis unter die Grenzkosten setzen, um den Zugang anderer Unternehmen zu verhindern oder ineffizient diversifizieren.

2.1.4 Methoden zur Anreizregulierung

Die modernsten und vielversprechendsten Methoden sind heute Methoden, die auf Effizienzverbesserung zielen. Die zwei größten Probleme der kostenorientierten Regulierungsmethoden sind der Mangel an Anreizen für das Unternehmen zur Kostenreduktion und die Kosten, die direkt durch die Regulierungspraxis entstehen. Die anreizorientierten Regulierungsmethoden wurden entwickelt, um diese Probleme zu vermeiden. Die wichtigsten Methoden sind die Preisobergrenzen- (*price cap*) und die vergleichende Leistungsbeurteilungsmethode (*yardstick competition*).

2.1.4.1 Price-Cap Regulierung

Die grundsätzliche Idee der Price-Cap-Regulierung beruht auf der Einsicht, dass die regulierten Unternehmen immer besser über ihre Kosten und die Folgen einer spezifischen Regulierungsmaßnahme informiert sind, als die Regulierungsbehörde. Deshalb ist es das Ziel des Regulierers, ein solches System zu entwickeln, das auch die Interessen der Gesellschaft maximiert, während das Unternehmen sein Eigeninteresse verfolgt.

Das *price cap* bedeutet, dass der Regulierer eine Obergrenze für die Produktpreise oder den Preis des Produktkorbs setzt¹⁰. Das Unternehmen kann den Preis an oder unterhalb der Grenze frei wählen. Die Preise werden normalerweise über mehrjährige Regulierungsperioden durch den Vergleich mit einem allgemeinen, für das Unternehmen gegebenen (exogenen) Preisindex angepasst. Der am meisten benutzte Index ist der Verbraucherpreisindex (VPI).

⁸ Lewington und Weisheimer (1995, S. 281).

⁹ Baeutigam und Panzar (1989, S. 373-375)

¹⁰ Acton und Vogelsang (1989, S. 370); Laffont und Tirole (1993, S.17).



Die vereinfachte Formel $Preis = VPI - X$ kann als Preiszuwachsformel interpretiert werden. VPI ist der Verbraucherpreisindex und X ist eine gegebene Rate der technologischen Entwicklung, also des Produktivitätswachstums. Das Subtrahieren der Produktivitätswachstumsrate vom VPI bedeutet eine fortlaufende Reduzierung des realen Preises. Obwohl die Price-Cap-Regulierung entwickelt wurde, um das Problem des Informationsbedürfnisses zu vermeiden, verlangt der Preissetzungsprozess, dass der Regulierer gut über die Technologie, die Nachfrage oder die Kostenkonditionen des Unternehmens informiert ist. Falls die Preisobergrenze zu hoch gesetzt wird, agiert das Unternehmen wie ein unreguliertes Monopol. Falls die Grenze zu niedrig ist, droht das Unternehmen aus dem Markt auszuschneiden.

Die Anreizmechanismen werden von zwei Mechanismen beeinflusst¹¹: der Preisüberprüfung (*regulatory review*) und der verzögerten Wirkung der Regulierung (*regulatory lag*). Die *regulatory review* reduziert den Anreiz zur Kostensenkung um so mehr, je schärfer die *review* ist. Das *regulatory lag* ist eine systematisch vorhersehbare Reaktionsverzögerung durch die Regulierungsbehörde, wodurch ein systematischer Anreiz zur Effizienzverbesserung, d.h. zur Kostensenkung entsteht, weil der dadurch entstehende Ertrag über mehrere Perioden einbehalten werden kann. Durch längere Verzögerungsperioden wird der Anreiz zur Kostensenkung verstärkt. Normalerweise werden drei bis fünf Jahre für angemessen gehalten. Allerdings wird dieser Vorteil erst am Anfang der nächsten Periode an die Konsumenten weitergegeben, wenn das *price cap* angepasst wird. Die Verzögerung kann länger sein, falls die Nachfrageelastizität des regulierten Produkts oder der Dienstleistung unelastisch ist, um dem Unternehmen mehr Zeit zu lassen, die Kostenreduktionen zu realisieren. Entsprechend sollte die Verzögerung kurz sein, falls die Effizienzbemühungen nicht zu signifikanten Kostenreduktionen führen, damit die schon erreichten Effizienzverbesserungen den Kunden in einem früheren Zeitpunkt weitergegeben werden können.

Die Intensität der Anreizmechanismen ist auch von der Zuverlässigkeit und Vorhersagbarkeit der Regulierungsentscheidung sowie von dem Vergleichsstandard für die Preisanpassung innerhalb des *regulatory review* abhängig. Die Regulierungsentscheidungen haben die gewünschte Wirkung nur, wenn sie glaubwürdig und zuverlässig sind. Beispielsweise sollte der X-Faktor hoch genug sein, um die Möglichkeit überhöhter Profite zu vermeiden. Diese würde den öffentlichen Druck auf die Regulierungsbehörde zur Überprüfung der Preisobergrenze erhöhen.

Die Vorteile des Price-Cap Modells sind eine erhöhte Kostenreduktion und die Vermeidung von ineffizienten Investitionen. Dies beeinflusst besonders den Kapitalstock. Trotzdem gibt es immer noch Raum für Fehlverhalten, weil es für die Unternehmen rentabel ist, ihre Kosten gerade vor der *review* zu erhöhen und gleich danach wieder zu senken. Ein weiterer Nachteil der Price-Cap-Methode kann durch den sogenannten *Ratchet effect*¹² stattfinden. Dieser Effekt kann vorkommen, wenn das Unternehmen sehr effizient funktioniert. Wenn der Regulierer glaubt, dass eine noch effizientere Lage einfach und leicht zu erreichen ist, verlangt er auch in der nächsten Periode eine ähnliche Leistung und setzt noch striktere Bedingungen. Weil sich die Unternehmensführung des Unternehmens dessen bewusst ist, hat das Unternehmen keinen Anreiz seine Tätigkeiten so viel zu verbessern wie möglich wäre, um sich damit ein wenig Spielraum zu erhalten.

¹¹ Riechmann (1995, S.158-162).

¹² Laffont und Tirole (1993, S. 664-665.)

Weitere Vorteile der Preisobergrenzenmethode sind¹³, dass die Konsumenten gegen die Monopolmacht geschützt sind. Preisobergrenzen helfen auch, den Wettbewerb zu fördern, die Effizienz in der Produktion und Innovation zu verbessern, den Verwaltungsaufwand des Regulierers zu reduzieren und die erwartete Rentabilität des regulierten Unternehmens zu verbessern. Als eine zusätzliche Schwäche dieser Methode kann gesehen werden, dass das *price cap* die Preise zu hoch lassen könnte, wenn es auf den Kosteninformationen der ursprünglichen Renditeregulierung beruht, welche die historischen Kosten decken soll. Ein zu kurzer Zeithorizont würde zur Schwächung des Anreizregimes führen und keine besseren Anreize zum Kapitalersatz als die Renditeregulierung setzen. Es ist auch möglich, dass wiederholte Intervalle der regulatory review Zyklen ähnlich wie Investitionszyklen generieren können.

2.1.4.2 Yardstick Competition

Die Grundidee der *Yardstick Competition* (auch *Vergleichsmarktkonzept*) ist, dass die regulierten Preise des individuellen Unternehmens nicht direkt auf seiner eigenen Kosteninformation beruhen sollen, sondern auf den Kosten identischer Unternehmen. So werden ähnliche regulierte Unternehmen mit einander verglichen. Auf diese Weise ist es dem Regulierer gelungen, eine wettbewerbliche Situation in einem ansonsten nicht wettbewerblichen Markt einzuführen.

Der Regulierer bildet für jedes Unternehmen ein individuelles „Idealunternehmen“, einen sogenannten *Benchmark*. Dieser beruht auf der Information über die durchschnittlichen Kosten aller Unternehmen und die Strukturmerkmale des individuellen Unternehmens. Mit dem Benchmark kann der Regulierer das Potential des Unternehmens vergleichen. Er schätzt ab, was die Kosten des Unternehmens nach dem Benchmark sein sollten. Dadurch reduziert die Yardstick Competition die Informationsasymmetrie zwischen dem Regulierer und dem regulierten Unternehmen. Die praktische Vorgehensweise der Umsetzung des Yardstick Competition kann von Land zu Land unterschiedlich sein.

In diesem Regime in der einfachsten Form braucht der Regulierer keine weitere Information über das Unternehmen als die Ergebnisse der Gewinn- und Verlustrechnung, nicht einmal Informationen über die Kosten oder die Kostenreduktionsmöglichkeiten. Der Regulierer kann direkt beim Vergleich mit dem Benchmark sehen, welche Leistung das Unternehmen erbracht hat. Falls das Unternehmen die Kosten reduziert hat, obwohl die anderen Unternehmen es nicht taten, hat es profitiert. Falls das Unternehmen die Kosten nicht reduziert hat, obwohl die anderen es taten, hat es Verluste gemacht. Der Vorteil dieses Modells, verglichen mit dem Price-Cap Modell, ist, dass hier keine Zeitverzögerung bei der Abschaffung der Monopolrenten existiert. Es gibt auch keine regulatory review, welche eine Erhöhung der Kosten zum Schluss der Periode verursachen könnte. Die optimale Politik des Unternehmens ist immer die Kosten zu minimieren.

Eine allgemeine Kritik¹⁴ gegen die Yardstick Methode ist gegen die Prämisse gerichtet, dass alle Unternehmen in der Lage sein müssen, ihre Effizienz mit der gleichen Rate zu verbessern. Auch wenn sich Effizienzverbesserungen möglicherweise mittel- und langfristig angleichen können, ist es wahrscheinlicher, dass die Effizienzniveaus der Unternehmen in der kurzen Frist sehr unterschiedlich sind. Die Unternehmen haben wahrscheinlich verschiedene Lebenszyklen, was bedeutet, dass sie vielleicht in verschiedenen Phasen der Investitionszyklen sind oder dass sie sich in Wirtschaftsräumen mit unterschiedlicher konjunktureller Entwicklung befinden. Außerdem bestraft die Forderung, dass alle Unter-

¹³ Acton und Vogelsang (1989, S.370); Berg und Tschirhart (1988, S.520).

¹⁴ Burns, Davies und Riechmann (1999, S. 287).



nehmen ihre Effizienz mit der gleichen Rate verbessern sollten, solche Unternehmen, die schon in der Anfangssituation effizienter waren als andere, weil für sie eine zusätzliche Verbesserung viel schwieriger zu erreichen ist. Im Fall der Elektrizitätsverteilung besteht die Heterogenität des Outputs hauptsächlich aus den verschiedenen Besonderheiten des Verteilungsgebietes¹⁵ wie Kundendichte, durchschnittlicher Konsum pro Kunde, Lastfaktor und verschiedene Landkategorien. Das Vergleichsmarktkonzept wird in Deutschland bei der Bewertung von Netznutzungsentgelten herangezogen. Die gesetzlichen Grundlagen und mögliche Vorgehensweisen bei der Bewertung werden in Kapitel 2.2.3 ausführlich dargestellt.

Das Yardstick Modell beruht auf drei kritischen Prämissen¹⁶: Verpflichtung, Kollusion und Vergleichbarkeit. *Verpflichtung* funktioniert hier auch so wie im Zusammenhang mit den anderen Methoden: der Regulierer verpflichtet sich bei der Entscheidung zu bleiben, die er getroffen hat, auch wenn er nach der Enthüllung der privaten Information des Unternehmens ein anderes Regime wählen würde. Eine wichtige Begrenzung dieses Modells entsteht, falls die Unternehmen ein geheimes Einverständnis (*Kollusion*) bilden, um den Regulierer zu täuschen. Solche Strategien sind aber oft nicht nachhaltig, besonders wenn sich eine große Menge an Unternehmen daran beteiligen. Außerdem kann dieses Verhalten strafrechtlich verfolgt werden. Die Regulierung ist nur erfolgreich, wenn die Unternehmen die Autorität des Regulierers anerkennen. Im Grunde werden sie nur solche Regeln akzeptieren, die alle Unternehmen gleich behandeln. Das bedeutet, dass der Regulierer die Methode so gestalten muss, dass die unterschiedlichen Strukturmerkmale berücksichtigt werden. Dadurch werden die Unternehmen mit einander *vergleichbar*.

Ein Vorzug dieser Methode ist auch, dass die Vorteile der Kostenminimierung frühzeitig an die Konsumenten weitergegeben werden. Der Kostenminimierungsanreiz beeinflusst die Entscheidungen des Unternehmens andauernd. Somit reduziert das Yardstick Modell die Preise kurz und mittelfristig und es gibt keinen Grund, warum der Regulierer die Regulierungsmethode wechseln sollte.

In diesem Modell hat der Regulierer keine Informationen über die Kostenstruktur oder die Bemühungen des Unternehmens. Die Instrumente, die der Regulierer benutzen kann, um die Summe der Konsumenten- und Produzentenrente zu maximieren, sind Preise und ein pauschaler monetärer Transfer zum Unternehmen. Jedes Unternehmen hat sein eigenes Schattenunternehmen mit einem Kostenniveau, das dem durchschnittlichen Grenzkostenniveau aller Unternehmen entspricht. Da dieses Modell auf den Grenzkosten beruht, verdeckt der monetäre Transfer den Teil der Kosten der Unternehmen, der über den Grenzkosten liegt. Dieses Schattenunternehmen ist der Benchmark, mit welchem das Unternehmen verglichen wird. Die Yardstick Methode ist theoretisch effektiv, weil das Unternehmen den Preis oder den Transfer durch eine ineffiziente Wahl nicht beeinflussen kann. Falls der Regulierer keine Transfers machen kann, sollte die Yardstick Regulierung auf den durchschnittlichen Kosten des Unternehmens beruhen, die auch höhere Preise erlaubt. Dies ist in der Tat auch die geläufigere Praxis, weil das Transfersystem beispielsweise die Verwaltungskosten erhöht. Es ist in diesem Modell sehr wichtig, dass der Regulierer nicht auf die Beschwerde der Unternehmen hört und notfalls sogar den Konkurs der Unternehmen in Kauf nimmt, falls diese ineffiziente Kostenniveaus wählen.

¹⁵ Filippini und Wild (2001, S. 477-488).

¹⁶ Weyman-Jones (1995, S. 430).

2.1.4.3 Andere Methoden zur Anreizregulierung

Die grundsätzliche Idee dieser Methoden besteht in einem geringen Informationsbedürfnis des Regulierers. Die Unternehmen offenbaren ihre private Information durch die im Regulierungsregime eingebauten Anreizmechanismen. Gemäß den theoretischen Überlegungen führen diese Methoden früher oder später zur Grenzkostenpreissetzung. Einer der wichtigsten Gründe, warum diese Methoden in der Praxis nicht angewendet werden, ist, dass sie aufgrund der Grenzkostenorientierung aus den bereits erwähnten Gründen Subventionen erfordern.

*Vogelsang and Finsinger – Methode*¹⁷ (VF-Methode) ist ein Modell für optimale Preissetzung von einem Multiproduktunternehmen, die auf einem minimalen Informationsbedürfnis beruht. Die grundlegende Idee des Modells ist, dass die Information über die Gewinn- und Verlustrechnung für den Regulierer ausreichend ist. Der Regulierer braucht deshalb nur die Gesamtkosten, den Output und den Profit der letzten Periode und die Preise der aktuellen Periode einzubeziehen. Der Regulierer setzt die Nebenbedingung, dass die Einnahmen kleiner oder gleich den Gesamtkosten des Unternehmens sind. Das bedeutet, dass das Unternehmen keine oder sogar negative Profite erwirtschaftet. Das Unternehmen maximiert seinen Profit und in der nächsten Periode setzt der Regulierer die Nebenbedingungen wieder beruhend auf den Informationen aus den früheren Perioden.

Die Wohlfahrt (in diesem Fall die Konsumentenrente) wird durch einen iterativen Prozess maximiert, in welchem die Wohlfahrt mit jedem Schritt um die Menge des Profits aus den früheren Perioden steigt. Der Preis wird eventuell zum Optimum konvergieren, wo die Nachfrage den durchschnittlichen Kosten gleich ist. Diese Methode begrenzt die Möglichkeiten des Unternehmens seine Preise zu beeinflussen, d.h. sie zu hoch zu setzen, aber erlaubt noch einige Freiheit, damit das Unternehmen seinen Profit durch die Preisstruktur maximieren kann.

*Incremental Surplus Sybsidy Scheme ISS*¹⁸ basiert auf einer ähnlichen Idee wie die VF-Methode. Es ist ein Regime, das darauf zielt, einen hohen Anreiz des regulierten Unternehmens zu erzeugen, seine Nachfrage und die wahren Kosten zu offenbaren. Es wird vermutet, dass der Regulierer keine Information über die Kostenstruktur des Unternehmens hat. Das Modell funktioniert im Einproduktfall und mit einer bekannten Nachfrage. Das ISS Regime regt das Unternehmen dazu an, in jeder Periode die Preise gleich den Grenzkosten zu setzen und seine Produktionskosten in jeder Periode zu minimieren. Nach der ersten Periode werden auch alle Monopolrenten des Unternehmens in jeder folgenden Periode minimiert.

Die Grundidee des ISS Systems ist, dem Unternehmen ein Inkrement des Gesamtüberschusses zu garantieren, den es während aller Perioden sammeln würde. Dieses Inkrement ist dem Unternehmen in der ersten Periode erlaubt. Nach dieser Periode erhalten die Konsumenten alle Überschüsse. Diese erste Periode des Teilens wird für ausreichend gehalten, um dem Unternehmen einen Anreiz zu geben, von Anfang an die soziale Wohlfahrt permanent zu maximieren. In diesem Regime haben der Regulierer und das Unternehmen dieselben Informationen über die Nachfragefunktion und die Diskontrate.

Mit einer Verzögerung von einer Periode beobachtet der Regulierer die Preise des Unternehmens und die Gesamtausgaben, welche auch die Extra-Ausgaben beinhalten. Das Unternehmen darf einen willkürlichen Preis setzen und es erhält auch die Einnahmen aus

¹⁷ Vogelsang und Finsinger (1979, S. 157-171).

¹⁸ Sappington und Sibley (1988)



seiner Produktion in jeder Periode. Zusätzlich wird eine Subvention in Periode t vergeben, welche dem Unterschied zwischen der Einnahme des Unternehmens und den Ausgaben der Periode $t-1$ entspricht, abgezogen von dem Inkrement der Konsumentenrente, die durch die Preisveränderung zwischen den Perioden t und $t-1$ generiert worden ist. Die Subvention ist nicht unbedingt positiv.

Das Unternehmen maximiert seine Einnahme in jeder Periode in einer Situation mit unendlich vielen Perioden. Die Einnahme besteht aus dem Profit und der Subvention abzüglich der Kosten und Ausgaben. Das Unternehmen operiert mit minimalen Kosten jeder Periode und erhält positive Profite nur während der ersten Periode und setzt die Preise gleich den Grenzkosten jeder Periode. Das ISS-Modell unterscheidet sich vom VF-Modell in der Hinsicht, dass sie dem Regulierer den sofortigen Wechsel zur Grenzkostenpreissetzung ermöglicht, weil im ISS-Modell angenommen wird, dass der Regulierer dieselben Information wie das Unternehmen hat.

Das *ISS-R scheme*¹⁹ ist auf dem ISS Regime aufgebaut, um beim Setzen der Preisgrenze in der Price-Cap Regulierung zu helfen. Das Prinzip ist, dass ein zweistufiges Entgelt im Price-Cap Modell erlaubt sein sollte. In diesem Modell braucht der Regulierer keine Information über die Technologie des Unternehmens oder gar über die Marktnachfrage, welches eine Verbesserung verglichen mit dem ISS –Modell ist. Es wird angenommen, dass der Regulierer die Profite, die Preise und Outputs beobachten kann. In diesem Regime minimiert das Unternehmen seine Kosten und setzt den Preis gleich den Grenzkosten.

Im ISS-R Modell betrachtet der Regulierer die Profite aus den Verkäufen des Unternehmens fortlaufend und benutzt die Profite und die Preise der letzten Periode um ein zweistufiges Entgelt zu gestalten, welches das Unternehmen dem Kunden mit seinem eigenen Vorschlag zum Preis anbieten muss. Die Preissetzung des Unternehmens beruht auf seiner privaten Information über die Nachfrage. Wenn die Kunden zwischen diesen beiden Tarifen wählen, wird die wahre Nachfrage offen gelegt. Wenn die Nachfrage wahrhaftig offen gelegt wird, wird das Maximierungsproblem des Unternehmens das gleiche sein wie beim ISS-Modell. Der Vorteil dieses Modells, verglichen mit vielen Methoden ist, dass sie keine Verpflichtung von dem Regulierer verlangt, um das Regime auch nach der Offenbarung der privaten Information des Unternehmens zu behalten.

Es gibt trotz allem einige Faktoren, die die Anwendbarkeit der Modelle begrenzen. Es wird angenommen, dass die Konsumenten völlig rational sind, was wahrscheinlich nicht der Fall ist, besonders bei den Privatkunden. Die Analyse berücksichtigt die Informationsasymmetrie zwischen den Konsumenten und dem Unternehmen nicht ausreichend. Weiter funktionieren die Modelle in einer stationären Umgebung und daher sind die Effekte von Veränderungen nicht ausreichend einbezogen.

2.1.5 Die positive Theorie der Regulierung²⁰

Die positive Theorie der Regulierung ist weniger formalisiert als die normativen Theorien. Sie beschreibt das Verhalten des Regulierers, des Unternehmens und anderen Interessengruppen. Die Rolle dieser verschiedenen Interessenparteien ist die Vermittlung von Information, die dem Regulierer sonst vielleicht nicht zur Verfügung stehen würde. Auf der Basis dieser Information kann der Regulierer die Preise pareto-optimal setzen.

¹⁹ Sibley (1989.)

²⁰ Pfaffenberger (1993, p. 233-235.)

Beispielsweise ist ein Modell der positiven Regulierungstheorien die *Capture Theorie*. Da verwandelt sich der Regulierer mit der Zeit „vom Vertreter der Konsumenten zu einem Sachverwalter der regulierten Industrie“. Weitere Beispiele sind die *Bürokratietheorie*, die sich mit dem Anreiz der Behörden, ihren Einfluss zu erweitern, befasst, und die *Krisentheorie*, die erklärt, wie der Regulierer während einer Krisensituation eingeführt wird aber dann über die Krise weiterhin bestehen bleibt. Diese positiven Regulierungstheorien liefern keine abgeschlossenen Modelle, wie man Regulierung in der Praxis durchführen sollte. Sie geben lediglich Hinweise, wo die normativen Regulierungsmethoden in der praktischen Umsetzung möglicherweise die größten Probleme haben.

2.1.6 Fazit

Das grundsätzliche Problem der theoretischen Ansätze zur Regulierung ist die zwischen dem Regulierer und dem Unternehmen herrschende asymmetrische Information. In den normativen Regulierungsmethoden ist der Regulierer immer schlechter über die wahren Kosten informiert, als das Unternehmen. Es ist auch schwierig, die nicht produktspezifischen Kosten den richtigen Kostenträgern zuzuordnen, was ein zusätzliches Informationsproblem der Regulierung ist. Die verschiedenen Regulierungsmethoden können auch danach klassifiziert werden, wie sie mit der Effizienzverbesserung umgehen.

Konzept	Prinzipien	Annahmen	Anwendbarkeit	Problem	Wo
Traditionelle Regulierungstheorien	Wohlfahrtsmaximierung (Produzenten und Konsumenten Rente)	Perfekte Information des Regulierers Der Regulierer maximiert nur die gesellschaftliche Wohlfahrt	Zweistufige Entgelte in der Preissetzung der Unternehmen (nicht in der Regulierungspraxis)	Asymmetrische Information	
Renditeregulierung (Rate-of-Return)	Die Preise werden den Kosten gleich gesetzt (beruhend auf den Kapitalstock). Die Regulierungsperiode beträgt in der Regel 1 Jahr.	Der Regulierer kann die Kosten des Unternehmens beobachten	Schwere Organisation der Regulierungsbehörde Arbeitsaufwendig	Asymmetrische Information zwischen Regulierer und Unternehmen Averch-Johnson-Effekt, Ineffizienz	Norwegen (bis 1997) USA
Price Cap	Die Preise haben eine Obergrenze, die in der ersten Periode nach den Kosten des Unternehmens gesetzt wird. Die Regulierungsperiode beträgt 3-5 Jahre. Erlaubt dem Unternehmen Gewinne während der Regulierungsperiode, um Kostensenkungen zu erreichen	Die Preise werden nach einem allgemeinen Preisindex angepasst	System ist einfacher, da die Regulierungsaufsicht selten erfolgt	Das Unternehmen hat einen Anreiz, seine Kosten kurz vor der Regulierungsaufsicht wieder zu erhöhen Die Preise in der ersten Periode beruhen auf historischen Kosten Asymmetrische Information	Groß-Britannien, USA
Yardstick Competition	Die Kosten des einzelnen Unternehmens werden mit allen anderen Unternehmen auf dem Markt verglichen (Vergleichsmarktprinzip) Anreiz zur Effizienzverbesserung	Das Unternehmen hat keinen Einfluss auf die Regulierungsentscheidung, da der Preis nach den Kosten der anderen Unternehmen gesetzt wird	System ist leichter, da Einzelentscheidungen nicht notwendig sind Die Unternehmen haben keinen Nutzen, wenn sie ihre Kosten falsch bekannt geben	Wenn die Unternehmen auf dem Markt sehr heterogen sind, gibt es keinen richtigen Vergleich Falls die Unternehmen ein geheimes Einverständnis bilden, wird das Resultat der Regulierung geschwächt	Finnland, Niederlande, Schweden
Andere anreizbasierte Methoden	Ein iterativer Prozess führt zum optimalen Preis Anreiz zu Effizienzverbesserung	Der Regulierer braucht keine private Information des Unternehmens	Beruhet auf Staatssubvention	Eine Regulierung beruhend auf Subvention ist in der Praxis keine empfehlenswerte Politik	

Tabelle 2-1: Tabellarische Zusammenfassung der Regulierungsmethoden

Die Preissetzung nach dem Grenzkostenprinzip scheitert, weil in der Elektrizitätsverteilungsindustrie die Fixkosten sehr hoch sind, welche bei dieser Methode nicht mit eingerechnet werden. Das Durchschnittskostenprinzip stößt auf das Aufteilungsproblem. Ramsey-Preise und die Zweistufigen Tarife als Regulierungsmethode sind nicht akzeptabel, weil die Preise diskriminierend wirken. Sie stellen wegen der asymmetrischen Information auch kein zuverlässiges Regulierungsergebnis her. Auf dasselbe Problem stößt auch die Renditeregulierung, welche außerdem keine gesellschaftlich effiziente Lösung anbietet, da der Anreiz zur Effizienzverbesserung fehlt. Mit der Price-Cap Methode versucht der Regulierer das oben genannte Problem durch das Festlegen einer Preisobergrenze nach den Kosten des Unternehmens mit einer längeren Regulierungsperiode zu lösen. Während der Regulierungsperiode darf das Unternehmen den Profit behalten, den es durch die Kostensenkungen erwirtschaften kann. Das Problem ist, dass das Unternehmen möglicherweise seine Kosten zum Zeitpunkt der review wieder steigen lässt, damit der ihm erlaubte Preis nicht sinkt. Die Effizienzverbesserung zwischen den Regulierungsaufsichten kommt also nicht den Kunden zugute.

Yardstick Competition vermeidet das Problem der asymmetrischen Information durch einen Vergleich. Der Regulierer vergleicht alle Unternehmen des Sektors und schließt daraus, wie hoch die Kosten des Unternehmens sein sollten. Auf dieser Grundlage wird beurteilt, ob die Preise angemessen sind. Diese Methode schafft auch Anreize zu Kostensenkungen und Effizienzverbesserungen, weil das Unternehmen profitiert, wenn es die Kosten senkt und die anderen Unternehmen nicht. Es verliert, wenn die anderen Unternehmen die Kosten senken und es selbst nicht. Probleme können entstehen, wenn die Unternehmen sehr unterschiedlich sind, und es deshalb keinen realistischen Vergleich zum regulierten Unternehmen gibt. Die Unternehmen können theoretisch auch eine Kollusion bilden, wodurch das Regulierungsergebnis verfälscht wird.

Andere hier vorgestellte Anreizmethoden beruhen auf staatlichen Subventionen, welche der Staat durch erhöhte Steuereinnahmen finanzieren muss, wodurch Effizienzverluste verursacht werden. Deshalb werden diese Methoden in der Regulierungspraxis nicht verwendet.

In der Praxis ist eine kostenlose und perfekte Korrektur eines Marktversagens grundsätzlich unmöglich. Alle normativen Theorien stoßen auf Begrenzungen in der realen Umsetzung. Es gibt nicht „das“ richtige Modell und deshalb müssen die Modelle modifiziert und den realen Gegebenheiten angepasst werden. Die positiven Theorien der Regulierung nehmen Rücksicht auf die Interessen der verschiedenen Betroffenen und versuchen, das Pareto-Optimum durch praxisnähere Überlegungen zu ermitteln.

2.2 Missbrauchsaufsicht auf der Basis des Vergleichsmarktkonzeptes

Von den Instrumenten des deutschen Kartellgesetzes (GWB) ist die Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen für Transport und Verteilung von Elektrizität relevant. Die Feststellung eines Missbrauchs setzt immer einen Vergleichsmaßstab voraus. Dies Konzept weist daher große Ähnlichkeit mit dem im vorigen Kapitel dargestellten Konzept der yardstick competition auf. Ausgangspunkt sind Preise bzw. nichtpreisliche Zugangsbedingungen. Daher sind die Informationsprobleme bei dem Konzept leichter zu lösen als bei anderen Konzepten. In der Stromwirtschaft bestehen angesichts der Vielzahl von Verteilern geradezu ideale Voraussetzungen zur Anwendung des Vergleichsmarktkonzeptes, da die sonst häufig auftretende Schwierigkeit, einen angemessenen Vergleichsmarkt zu identifizieren, entfällt.



2.2.1 Einleitung

Die Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und des GWB in 1998 liefern seit 1998 bzw. 1999 die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland. Inwieweit die rechtlichen Änderungen auch einen tatsächlichen Wandel auf den Energiemärkten bewirken können, hängt insbesondere von den Bedingungen im Bereich der Stromverteilung ab. Ist die Stromverteilung als ein Bindeglied zwischen Stromerzeugung und Stromhandel nicht für alle Akteure am Strommarkt gleichermaßen zugänglich, kann sich auf den vor- und nachgelagerten Wirtschaftsstufen, Stromerzeugung und –handel, kein funktionierender Wettbewerb entwickeln.

Die Vielzahl der Beschwerden über überhöhte Netznutzungsentgelte oder sonstige Wettbewerbsbehinderung beim Zugang zu den Stromverteilungsnetzen in Deutschland zeigt, dass einem ungehinderten Wettbewerb bei Stromerzeugung und –handel noch Hindernisse entgegen stehen. Daher hat der Arbeitsausschuss „Versorgungswirtschaft der Kartellbehörden des Bundes und der Länder“ auf der Sitzung am 12./13. Oktober 2000 in Mainz eine Arbeitsgruppe eingesetzt, die die Bedingungen des Netzzuganges in Deutschland überprüfen soll.²¹

Im Folgenden wird unter Bezugnahme auf den „Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder“ vom 19. April 2001 die Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen in Deutschland erläutert.

2.2.2 Gesetzliche Regelungen

Grundsätzlich sind im Hinblick auf die Erfassung und Kontrolle von Wettbewerbsbeschränkungen durch marktbeherrschende Unternehmen zwei verschiedene Konzepte möglich²²:

- a) **Regulation approach:** Inkaufnahme nicht-kompetitiver Marktstrukturen und eine ex-post-Missbrauchsaufsicht marktbeherrschender Unternehmen, die die Marktergebnisse nach einem Als-ob-Maßstab korrigieren soll,
- b) **Structure approach:** Aufrechterhaltung einer kompetitiven Marktstruktur durch Fusionskontrolle oder Entflechtung, so dass eine korrektive Missbrauchsaufsicht nicht notwendig ist.

Da der Betrieb von Stromnetzen durch die Kostenstrukturen natürlicher Monopole gekennzeichnet ist, erübrigt sich in diesem Fall der structure approach.

Für den Netzbetrieb gelten seit Streichung des §§ 103 und 103a GWB²³ a. F. in 1998 dieselben Grundsätze wie für andere marktbeherrschende Unternehmen. Das bedeutet, dass im Bereich der Stromübertragung und Stromverteilung im Sinne des „regulation approach“ ein Vergleich der existierenden Entgelte mit einem wettbewerb analogen Preis auf der Grundlage des Vergleichsmarktkonzeptes angewendet werden muss.

Insgesamt sind die folgenden Rechtsgrundlagen für eine Bewertung von Netznutzungsentgelten im Strombereich anzuwenden:²⁴

²¹ Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder (2001, S. 2).

²² Schmidt, Ingo (1996, S. 303).

²³ Die 6. Novelle des GWB wurde im Sommer 1998 verabschiedet und ist am 1.1.1999 in Kraft getreten.

²⁴ Bericht der Arbeitsgruppe (2001, S. 6).

- § 19 Abs. 1 mit Abs. 4 Nr. 2 GWB (Als-ob-Wettbewerb, Vergleichsmarktkonzept),
- § 19 Abs. 1 mit Abs. 4 Nr. 4 GWB (Netzzugang gegen ein angemessenes Entgelt),
- § 19 Abs. 1 mit Abs. 4 Nr. 1 GWB, § 20 Abs. 1 GWB (Behinderungsmisbrauch),
- § 19 Abs. 1 GWB (allgemeines Missbrauchsverbot).

Die Kartellbehörden können missbräuchlich überhöhte Netznutzungsentgelte untersagen (§ 32 GWB) oder als Ordnungswidrigkeit mit einem Bußgeld ahnden (§ 81 Abs. 1 Nr. 1 GWB).

2.2.3 Das Vergleichsmarktkonzept im Bereich der Netznutzung

Das Vergleichsmarktkonzept kann, neben den Bestimmungen des § 6 Abs. 1 EnWG, Maßstäbe für ein angemessenes Netznutzungsentgelt liefern. In § 6 Abs. 1 EnWG wird lediglich geregelt, dass die Netznutzungsentgelte diskriminierungsfrei zu sein haben. Diese Regelung enthält jedoch keine Anhaltspunkte über ein angemessenes Niveau von Netznutzungsentgelten. Ob Netznutzungsentgelte angemessen sind oder ob ein Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung durch die Forderung überhöhter Preise stattfindet, kann durch einen Vergleich der Durchleitungsentgelte verschiedener Netzbetreiber ermittelt werden.

Üblicherweise ist in einem ersten Schritt bei der Beurteilung von Marktmissbrauch die marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens nachzuweisen, was im Fall des Stromnetzbetriebs eine leichte Aufgabe darstellt. Der relevante Markt für den Betrieb von Stromnetzen ist sachlich durch die Elektrizitätsversorgungsanlagen und räumlich durch die geografische Lage der Versorgungsnetze begrenzt. In diesem Versorgungsgebiet verfügen die jeweiligen Netzbetreiber über ein natürliches Monopol und sind daher zweifelsfrei marktbeherrschende Unternehmen i.S.d. § 19 Abs. 2 Nr. 1 GWB.

Bei Preismisbrauchsverfahren gegen marktbeherrschende Unternehmen hat sich in Deutschland das Vergleichsmarktkonzept durchgesetzt. Dabei gibt es

- räumliche Vergleichsmärkte,
- sachliche Vergleichsmärkte,
- zeitliche Vergleichsmärkte.

Im Folgenden werden die genannten Vergleichsmarktkonzepte und ihre Bedeutung für die Beurteilung von Netznutzungsentgelten erläutert.

a) Räumliche Vergleichsmärkte

Hauptsächlich relevant für die Beurteilung von Netznutzungsentgelten ist der räumliche Vergleich, also der Vergleich zwischen verschiedenen Netzbetreibern. Dabei können sowohl Unternehmen in Deutschland, als auch ausländische Unternehmen zum Vergleich herangezogen werden. Strukturelle Unterschiede müssen dabei gegebenenfalls über Korrekturfaktoren berücksichtigt werden. Vielfach kritisiert wird bei dieser Vorgehensweise, dass dabei Monopolisten mit Monopolisten verglichen werden. Da es sich beim Netzbetrieb in der Regel um natürliche Monopole handelt, bietet sich jedoch keine andere Lösung. Dennoch kann eine Art Wettbewerbsdruck unter inländischen Netzbetreibern erzeugt werden, indem alle Netzbetreiber regelmäßig am günstigsten oder effizientesten Netzbetreiber gemessen werden. Auf Grund des im Kartell- und Energierecht geltenden Wettbewerbsprinzips ist es zulässig, den günstigsten Netzbetreiber als Vergleichsmaßstab im Rahmen des § 19 Abs. 4 Nr. 2 heranzuziehen.



Für einen Vergleich mit ausländischen Netzbetreibern könnten z.B. die skandinavischen Länder, die schon auf eine längere Liberalisierungszeit zurückblicken können, oder auch die Niederlande, herangezogen werden. Ein Vergleich mit ausländischen Netzbetreibern würde sich insbesondere dann anbieten, wenn vermutet werden kann, dass die Netznutzungsentgelte in Deutschland insgesamt auf einem zu hohen Niveau liegen. In Kapitel 5 dieses Gutachtens wird der finnische Elektrizitätsmarkt als ein Beispiel dargestellt. Dabei sind allerdings die strukturellen Unterschiede angemessen zu berücksichtigen.²⁵

Neben einem einfachen Preisvergleich können Netzbetreiber auch mit Hilfe von Benchmarking-Methoden bewertet werden. Dabei wird ein Effizienzvergleich der Unternehmen im Hinblick auf ihre Kosten- und Leistungsstruktur unter Berücksichtigung individueller Versorgungsbedingungen vorgenommen. Eine Benchmarking-Methode ist beispielsweise die in Kapitel 0 am Beispiel des finnischen Elektrizitätsmarktes dargestellte Data-Envelope-Analyse.

Für einen räumlichen Vergleich ist Folgendes zu berücksichtigen:

- 1) Die Netznutzungsentgelte werden von den Netzbetreibern auf verschiedene Weise veröffentlicht, daher kann ein Vergleich der Entgelte nur auf der Basis bestimmter Abnahmefälle oder durch den Vergleich der Gesamterlöse nach Spannungsebenen erfolgen.
- 2) Ferner sind laut Bericht der Arbeitsgruppe „Netznutzung Strom“ auch die unterschiedlichen Versorgungsstrukturen bei einem Vergleich der Netzbetreiber zu berücksichtigen. Dabei dürfen allerdings nur objektive, unternehmensunabhängige, durch die Struktur des jeweiligen Marktes kostenbestimmende Faktoren einbezogen werden. Hier können prinzipiell die folgenden Strukturmerkmale angeführt werden:
 - Abnehmerdichte (Abnehmer/ km Leitungslänge),
 - Versorgungsdichte (Abgabe/ km Leitungslänge),
 - Abnahmemenge je Zähler,
 - Einwohnerdichte (Einwohner/ km² Versorgungsgebiet),
 - Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast,
 - Verhältnis Großkunden/Kleinkunden,
 - Geologische, geographische Faktoren.

Hier ist noch anzumerken, dass die leitungsabhängigen Merkmale auch von der Art der Leitungslegung abhängen, also auch eine subjektive Eigenschaft haben, die im Einzelfall zu prüfen ist. Bei unserem Preisvergleich werden mithilfe unseres Kostenstrukturmodells die Strukturmerkmale, soweit dafür Daten verfügbar waren, berücksichtigt und ihre Bedeutung für die Höhe der Netznutzungsentgelte analysiert.²⁶

- 3) Merkmale, die vom Netzbetreiber beeinflussbar sind und daher bei einem Preisvergleich nicht berücksichtigt werden können, zeigt die folgende Aufzählung:
 - Kostenzuordnung bei Spartenbetrieb,
 - Unterschiedliche Abschreibungsmodalitäten,
 - Finanzierung/Zinsen,

²⁵ Ahlemeyer et al (2001)

²⁶ Vergleiche hierzu Kapitel 4 dieses Gutachtens.

- Kapitalstruktur/Gewinnverwendung,
 - Investitionsphase,
 - Personalkosten,
 - Unnötig hohes Maß an Versorgungssicherheit,
 - Überdimensionierung von Netzen,
 - Fehlgeschlagene Investitionen,
 - Beschaffungskosten für Systemdienstleistungen.
- 4) Wird bei einem Netzbetreiber Preismissbrauch festgestellt, so kann er gemäß § 32 GWB aufgefordert werden, die Preise zu senken und auch gemäß § 81 Abs. 1 Nr. 1 GWB mit einem Bußgeld rechnen. Der Netzbetreiber kann dem nur entgehen, wenn er nachweisen kann, dass die Höhe seiner Netzentgelte in irgendeiner Weise, z.B. durch den Einwand der Kostenunterdeckung, gerechtfertigt sind. Kostenunterdeckung würde bedeuten, dass der Netzbetreiber mit den von der Preisaufsichtsbehörde vorgegebenen Preisen seine Selbstkosten nicht decken kann. Allerdings kann ein Netzbetreiber sich nur dann auf den Einwand der Kostenunterdeckung berufen, wenn er nachweisen kann, dass er seine Kosten ordnungsgemäß zugeordnet und etwaige Rationalisierungsreserven ausgeschöpft hat. Dabei dürfen jedoch keine kalkulatorischen Kosten berücksichtigt werden.

b) Zeitliche Vergleichsmärkte

Neben dem räumlichen Vergleich, also dem Vergleich verschiedener Netzbetreiber untereinander, kann Preismissbrauch auch auf der Grundlage des zeitlichen Vergleichs festgestellt werden. Dabei kann in einem ersten Schritt für die Zeit vor der Liberalisierung die folgende Rechnung aufgestellt werden:

$$\begin{array}{r}
 \text{Stromerlöse in 1997 (vor der Liberalisierung)} \\
 - \text{Stromerzeugungs- und/oder Strombezugskosten 1997} \\
 - \text{einer geschätzten Handelsmarge} \\
 \hline
 = \text{Erlöse, die sich für die Netznutzung in 1997 ergeben hätten}
 \end{array}$$

Die Höhe der berechneten Erlöse für die Netznutzung, die sich vor der Liberalisierung ergeben hätten, können sodann in einem weiteren Schritt mit den tatsächlichen Erlösen aus der Netznutzung ab 1999 verglichen werden. Für diese Art des Vergleichs sind insbesondere Energieversorgungsunternehmen ohne Eigenerzeugung geeignet, da hier der Aufwand der Strombeschaffung leicht festzustellen ist. Mit dieser Art des Vergleichs lässt sich jedoch nur feststellen, ob die gesamte Höhe der auf das Netz entfallenden Erlösanteile unangemessen ist. Man kann nicht feststellen, ob die Erlöse auf die einzelnen Netznutzer oder Nutzergruppen missbrauchsfrei verteilt ist.

c) Sachliche Vergleichsmärkte

Nach diesem Konzept werden die Preise eines marktbeherrschenden Unternehmens für gleiche Güter oder Leistungen auf zwei Märkten, die aus den verschiedensten Gründen



sachlich getrennt sind und unterschiedliche Wettbewerbsintensitäten aufweisen, miteinander verglichen (z.B. Netznutzung für Haushaltskundenstrom nach dem Allgemeinen Tarif und Netznutzung für Haushaltskundenstrom nach einem Sondervertrag).

Eine andere Möglichkeit wäre ein Vergleich mit Preisen oder Marktergebnissen von anderen Unternehmen, die gleichartige Güter oder Leistungen unter den Bedingungen wirksamen Wettbewerbs anbieten (z.B. Netznutzung für Haushaltskundenstrom nach dem eigenen Allgemeinen Tarif oder einem eigenen Sondervertrag und Netznutzung für Haushaltskundenstrom nach einem Sondervertrag, den ein ortsfremdes Unternehmen anbietet).

Zur Beurteilung der Netznutzungsentgelte nach dem sachlichen Vergleichsmaßkonzept kann die Subtraktions-/Vergleichsmethode angewendet werden. Hier wird die folgende Überlegung angestellt:

	Bruttostromverkaufspreis für definierte Abnahmefälle
-	gesetzlich vorgegebene Abgaben (Stromsteuer, USt, KA)
-	Netznutzungsentgelt für definierte Abnahmefälle
=	Rest für die Strombeschaffung

Ist der Rest für die Strombeschaffung kleiner als die üblichen Strombeschaffungspreise oder sogar negativ, so liefert das einen Hinweis auf unangemessen hohe Netznutzungsentgelte, der vom Netzbetreiber begründet werden muss.

Der Vorteil bei dieser Methode ist, dass hier, wie beim räumlichen Vergleichsmarktkonzept, weitgehend auf unternehmensinterne Informationen verzichtet werden kann. Liegt der „Rest für die Strombeschaffung“ unter den Marktpreisen für die Strombeschaffung, so ist das ein Hinweis auf unangemessen hohe Netznutzungsentgelte, der vom Netzbetreiber begründet werden muss.

Neben den Vergleichsmarktprinzipien kann die Angemessenheit des Entgelts auch nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten ermittelt werden. Dabei werden die Kosten eines Netzbetreibers plus einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung kalkuliert und die kostendeckenden Netznutzungsentgelte bestimmt. Für eine kostenbasierte Analyse sind jedoch erhebliche unternehmensinterne Informationen notwendig. Daher können wir in unserem Gutachten dem kostenbasierten Ansatz nur in sofern Rechnung tragen, als dass wir anhand eines typisierten Energieversorgungsunternehmens einzelne kostenbestimmende Struktur-Faktoren in ihren Auswirkungen auf die Kosten eines Netzbetreibers analysieren.²⁷

2.2.4 Sonstige Wettbewerbsbehinderungen

Neben der Forderung überhöhter Netznutzungsentgelte zählt die Arbeitsgruppe „Netznutzung Strom“ die folgenden weiteren Diskriminierungsmöglichkeiten auf, die den Marktzutritt ortsfremder Stromanbieter erheblich erschweren können:

- Wechselentgelte,

²⁷ Vergleiche hierzu Kapitel 4 dieses Gutachtens.



- Netznutzungsverträge,
- Regelenergie,
- Lastprofile,
- Netznutzungsentgelte für die Lieferung von Wärmestrom,
- Verrechnung der Konzessionsabgabe,
- Überwälzung der Belastungen aus dem KWK-Gesetz auf die Netznutzungsentgelte.



3. Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland)

In diesem Kapitel wird die Ausgangslage bei den Netzentgelten der Stromverteilung dargestellt. Daran schließt sich eine Analyse der Höhe und Struktur dieser Netzentgelte an, und die vorgefundenen Preisdifferenzen werden untersucht. Dabei zeigt sich, dass die häufig als Ursache für die Preisdifferenzen angeführten Strukturunterschiede der Verteilungsgebiete keineswegs das ihnen zugesprochene Gewicht besitzen.

3.1 Untersuchungsbasis

Die folgende Analyse bezieht sich auf die Netztarife von insgesamt 156 Unternehmen. Die Auswahl wurde so vorgenommen, dass alle wichtigen Gruppen (Verbundunternehmen, Regionalversorger, kleine und große Stadtwerke) hinreichend berücksichtigt wurden. Auch wurde darauf geachtet, dass eine hinreichende Zahl von ostdeutschen Unternehmen vertreten ist. Die Tabelle 3-1 zeigt dazu weitere Einzelheiten.

	D gesamt	Auswahl	
Fläche gesamt km ²	357,3	294,0	82%
besiedelte Fläche km ²	27,5	20,6	75%
Einwohner Mio.	82,1	59,6	73%
Einwohnerdichte (besiedelte Fläche) Einw./km ²	2980	2897	
Unternehmen in der Auswahl		156	
davon in Ostdeutschland		29	19%
Auswahl: Netztarife von 156 Unternehmen, darunter mehrere Verbund EVU, viele große und kleine Stadtwerke und Regionalunternehmen			

Tabelle 3-1: Untersuchungsbasis

Grundsätzlich handelt es sich bei der Produktion von Netzdienstleistungen für verschiedene Abnehmer um eine *verbundene Produktion*. Das bedeutet, dass gleiche Produktionsanlagen und –ressourcen gleichzeitig für verschiedene Nutzer der Netze eingesetzt werden. Dabei besteht das klassische Problem der Zuordnung der eingesetzten Ressourcen auf die einzelnen Nutzer. Welchen Anteil an den Kosten soll der einzelne Nutzer tragen, wenn die Gesamtkosten gerade auch durch den Verbund geprägt sind? In der Stromverteilung besteht dieses Problem in der vertikalen wie in der horizontalen Richtung. Die Abbildung 3-1 zeigt schematisch die verschiedenen Netzebenen und die dazwischen geschalteten Umspannanlagen. Wie das Schema zeigt, ist eine Aufteilung der eingesetzten Ressourcen in der Vertikalen noch relativ gut vorzunehmen, da die verschiedenen Spannungsebenen physisch gegeneinander abgegrenzt sind. Dennoch besteht ein gewisses Zuordnungsproblem, soweit Unternehmen auf mehreren Stufen tätig sind.

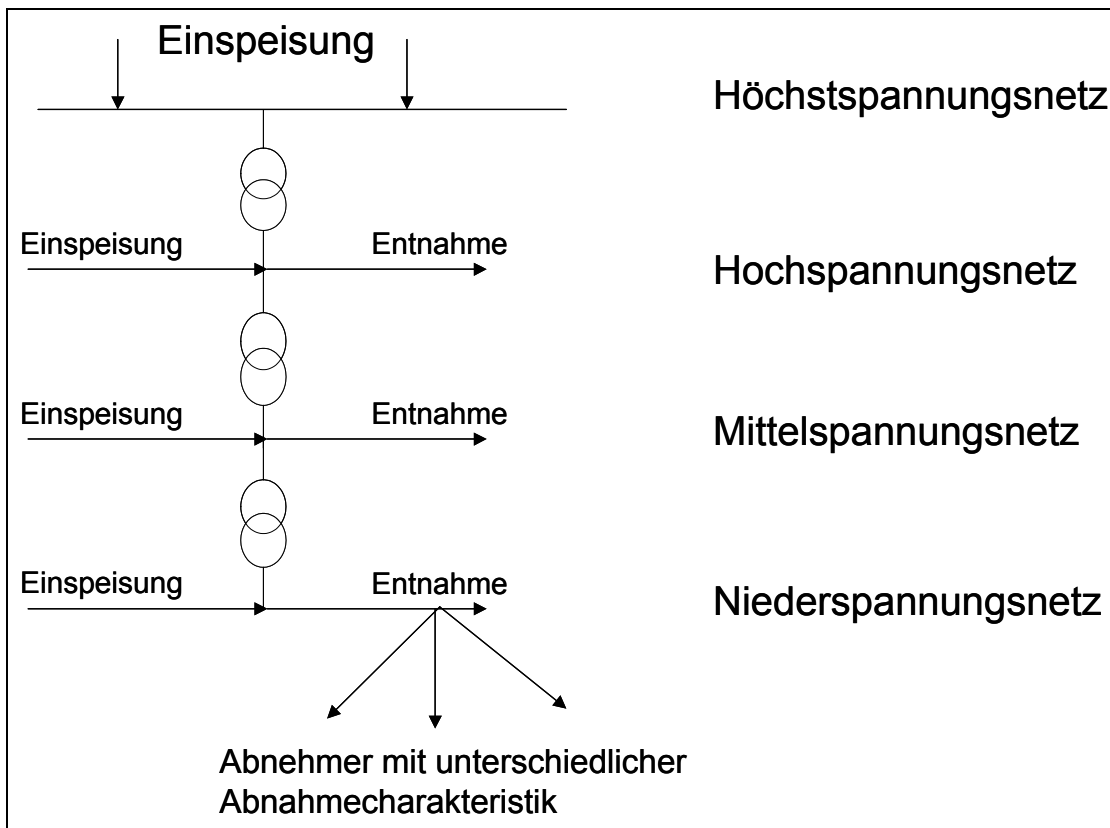


Abbildung 3-1: Schema Netzfluss

In der Horizontalen geht es darum, inwieweit die verschiedenen Kundengruppen mit unterschiedlicher Abnahmekarakteristik zur Deckung der Kosten herangezogen werden. Klassischerweise versucht man bei verbundener Produktion diejenigen Kunden am stärksten zu belasten, bei denen man die geringste Neigung oder Fähigkeit erwartet, dem Preis auszuweichen. Daher kann vermutet werden, dass die Netzpreise für die sogenannten Massenkunden am höchsten angesetzt werden.

In der Stromverteilung muss ferner Folgendes beachtet werden: Die Verteilung ist heute häufig noch Teil von vertikal integrierten Unternehmen, die zumindest Handel und Verteilung von Strom umfassen. Somit beziehen sich strategische Überlegungen hinsichtlich der Gestaltung der Netzentgelte nicht nur auf die Netzentgelte selbst und deren Bestimmung für unterschiedliche Abnehmergruppen, sondern auch auf die Position der Netzentgelte in der gesamten Wertschöpfungskette, die in Abbildung 3-2 dargestellt ist. Es besteht ein starker Anreiz für die Energieversorgungsunternehmen, die Preise im monopolistischen Bereich des Netzbetriebs überhöht anzusetzen. Denn in diesem Bereich können die Kunden im Gegensatz zum Handelsbereich nicht ausweichen.

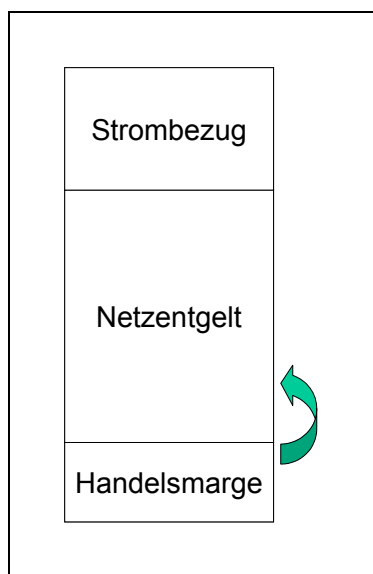


Abbildung 3-2: Wertschöpfungskette

Würde z.B. ein Teil der potentiellen Handelsmarge in das Netzentgelt verlagert, so muss, wenn der Kunde den Händler wechselt, dieser über das Netzentgelt einen Teil seiner Handelsmarge an den Netzbetreiber weitergeben. Dies macht die Belieferung von Kunden im Gebiet dieses Netzbetreibers für den Händler dann unattraktiv.

Strategische Überlegungen dieser Art, die hier beispielhaft skizziert wurden, können also die absolute Höhe der Netzentgelte und ebenso die relative Höhe der Netzentgelte für bestimmte Kundengruppen beeinflussen, je nachdem welche strategische Bedeutung einer Kundengruppe im Wettbewerb zukommt.

In diesem Gutachten beschränken wir uns wesentlich auf die Analyse der beiden horizontalen Ebenen, der unterschiedlichen Kundengruppen und des Verbunds zu anderen Produkten und Leistungen (vgl. Abbildung 3-3). Dabei behandeln wir allerdings vorrangig den Niederspannungsbereich. Dafür sind folgende Gründe maßgeblich:

- hier haben die meisten Verteilungsunternehmen ihren Absatzschwerpunkt,
- die Netzentgelte in diesem Bereich sind wesentlich höher als der Strompreis selbst, damit sind die Unterschiede der Netzentgelte ein wesentlicher Teil der Preisbestimmung des gesamten Strompreises,
- in diesem Bereich liegen bessere veröffentlichte Daten vor als für den Bereich der Mittelspannung.

Im Allgemeinen bestehen die Netzpreise aus mehreren Preiselementen, wobei Preiselemente zeitbezogen oder abnahmebezogen gestaltet werden. Typischerweise wird ein Grundpreis pro Jahr verlangt, dazu kommt ein ebenfalls auf das Jahr bezogener Messpreis und schließlich ein von der Menge der abgenommenen Kilowattstunden abhängiger Preis.

Bei Kunden, bei denen die abgenommene Leistung durch einen besonderen Zähler ermittelt wird, ist der Grundpreis dann nicht zeitbezogen, sondern bezieht sich auf die abgenommene maximale Leistung.

Innerhalb dieser Grundstruktur existiert eine große Bandbreite hinsichtlich der Ausgestaltung der einzelnen Preiselemente. Daher sind Preise nur vergleichbar, wenn sie auf bestimmte Abnahmefälle bezogen werden. Wir haben im Folgenden sieben Abnahmefälle

zugrundegelegt, die bei solchen Preisvergleichen häufig eingesetzt werden. Es handelt sich um drei Abnahmefälle aus dem Bereich der Haushalte, einen Abnahmefall für einen Gewerbebetrieb ohne Leistungsmessung und zwei Abnahmefälle mit registrierender Leistungsmessung (vgl. dazu im Einzelnen die Tabelle 3-2) sowie einen Abnahmefall für das Mittelspannungsnetz.

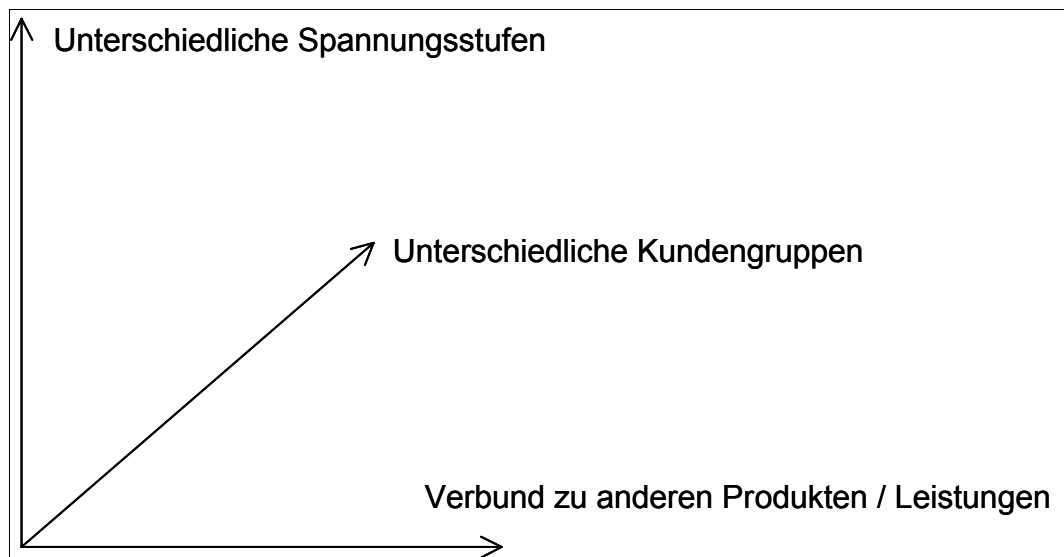


Abbildung 3-3: Drei Dimensionen der verbundenen Produktion von Netzdienstleistungen

Niederspannung (NS)			
<i>ohne Leistungsmessung</i>			
1	Haushalte Tarif 1 (HH1, „Single“)	1700	kWh/a
2	Haushalte Tarif 2 (HH2, „Familie“)	3500	kWh/a
3	Haushalte Tarif 3 (HH3)	7500	kWh/a
4	Gewerbe (GEW)	30000	kWh/a
NS mit Leistungsmessung (NSL)			
5	A Benutzungsdauer	2500	h
	Abnahme	225000	kWh
6	B Benutzungsdauer	4000	h
	Abnahme	360000	kWh
Mittelspannung (MS)			
7	Leistung	2	MW
	Benutzungsdauer	4000	h
	Abnahme	8000	MWh

Tabelle 3-2: Abnahmefälle



3.2 Struktur und Höhe der Netzentgelte

3.2.1 Niederspannung

Wir betrachten zunächst die Struktur der Netzentgelte. Im Allgemeinen bestehen die Entgelte aus einem Mess- oder Verrechnungspreis, einem Grundpreis und einem Arbeitspreis. Auf die Netznutzung im engeren Sinne beziehen sich nur der Grund- und Arbeitspreis. Diese Unterscheidung mag spitzfindig erscheinen, jedoch ist sie für eine Bewertung der Netzentgelte von Bedeutung. Im eigentlichen Sinne liegt eine marktbeherrschende Stellung eines Netzbetreibers nur für diejenigen Leistungen vor, für die er das örtliche oder regionale Monopol besitzt. Dies sind typischerweise die Verteilungsleistungen für Strom einschließlich der dafür notwendigen Netze, Schalt- und Umspannanlagen. Das Messen und Abrechnen selbst dagegen kann in Gänze oder in Teilen vom Verteilungsunternehmen ausgelagert und von anderen Unternehmen erbracht werden. Für eine wettbewerbliche Analyse liegt also ein Vergleichsmarkt nicht nur bei anderen Netzbetreibern in anderen Verteilungsgebieten, sondern für die Bewertung der Messpreise auch bei Anbietern von Dienstleistungen zur Abrechnung vor. Bei gut funktionierendem Wettbewerb würde man daher erwarten, dass die von den Unternehmen angesetzten Messpreise wesentlich homogener sind, als die ansonsten angesetzten Preise, weil die für die Netzentgelte maßgeblichen strukturellen Charakteristika der jeweiligen Versorgungsgebiete den Mess- und Abrechnungsaufwand wesentlich geringer prägen, als die anderen Teile der Netzentgelte.

Tatsächlich ergibt sich jedoch eine große Bandbreite der Mess- und Verrechnungspreise, die aber in keinerlei Zusammenhang zu strukturellen Faktoren des jeweiligen Versorgungsgebietes steht (vgl. hierzu Tabelle 3-3).

Die statistische Analyse in Bezug auf strukturelle Variable (Größe des Versorgungsgebietes, Einwohnerdichte u.ä.) sowie die Lage in West- oder Ostdeutschland ergibt keinerlei Anhaltspunkte für einen Zusammenhang. Das Bestimmtheitsmaß liegt jeweils bei unter 1%. Wir verzichten daher auf die Wiedergabe der Ergebnisse im Einzelnen.

Tabelle 3-3: Analyse der Messpreise

Ein auf eine Abrechnungsperiode bezogener Messpreis wirkt sich genauso aus, wie der ebenfalls auf die Abrechnungsperiode bezogene Grundpreis. Bei der Festlegung dieser Preiselemente spielen offensichtlich subjektive unternehmerische Gesichtspunkte (z.B. auch Gesichtspunkte der historischen Kontinuität mit früheren Tarifen) eine bedeutende Rolle. Unser Fazit der Analyse der Messpreise lautet: Es ist akzeptabel, wenn bei Tarifkunden mit Eintarifzählern der Messpreis als Festpreis für eine Abrechnungsperiode festgesetzt wird. Die vorgefundene Bandbreite dieser Preise (vgl. dazu auch Abbildung 3-4) erscheint jedoch nicht aus dem Mess- und Abrechnungsaufwand heraus begründet. Es gibt eine ganze Reihe von Unternehmen, die einen relativ niedrigen Messpreis und gleichzeitig auch einen niedrigen Grundpreis ansetzen. Daher hielten wir es für begründet, für die weitere Analyse die Messpreise für alle EVU einheitlich festzusetzen. Hierfür wurden 23 €/a angesetzt. Wirtschaftlichkeitsüberlegungen haben uns gezeigt, dass dieser Betrag für Zählermiete und Abrechnung ausreichend ist.

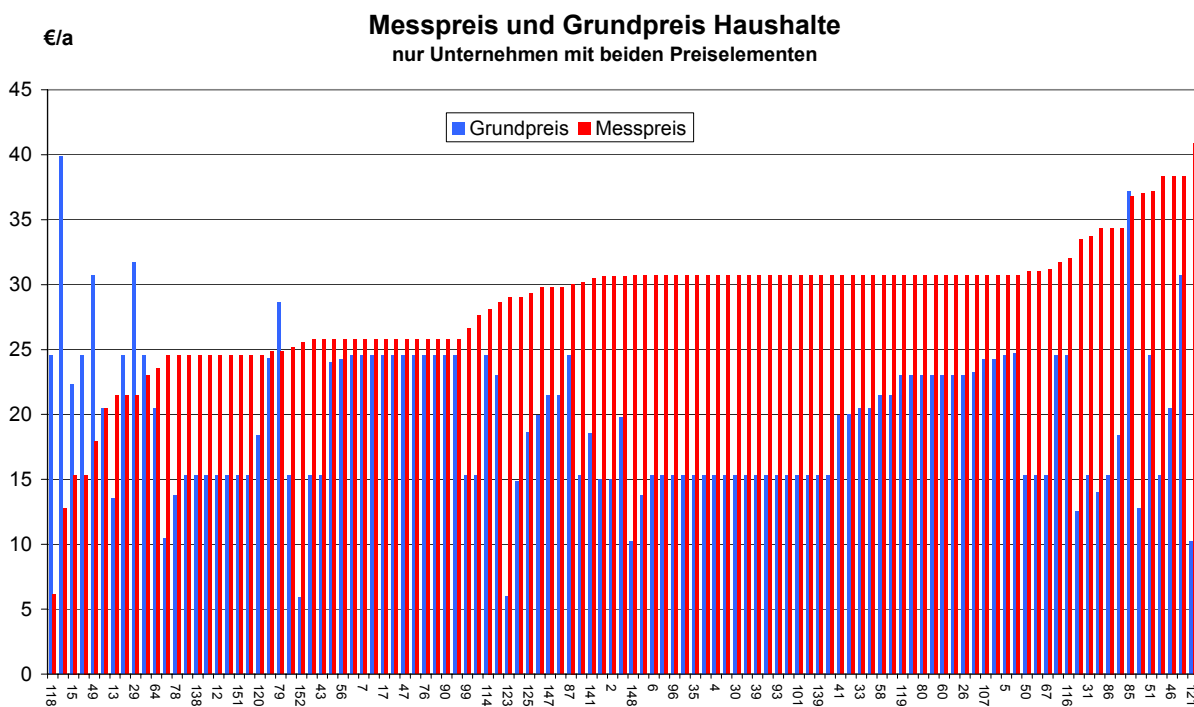


Abbildung 3-4: Messpreis und Grundpreis (nur Unternehmen mit beiden Preiselementen)
28

Nimmt man den gesamten tatsächlich verlangten Jahresfestpreis (Messpreis und Grundpreis zusammen), so zeigen sich auch hier sehr große Unterschiede, die aus Abbildung 3-5 ersichtlich sind. Im Mittel verlangen die untersuchten Unternehmen 43,44 €/a als Festpreis, wobei die Schwankungsbreite in beiden Richtungen über 50% beträgt. Zwischen dem verlangten Festpreis und den das Versorgungsgebiet prägenden Strukturfaktoren besteht kein statistischer Zusammenhang (Bestimmtheitsmaß <1%). Die Festpreisanteile betragen bezogen auf den Abnahmefall 2 (3500 kWh/a) zwischen 0,5 und 5 c/kWh. Offensichtlich ist die Vorgehensweise der Unternehmen bei der Preisfestsetzung sehr verschieden.

Zwei weitere Bestandteile der Netzentgelte sind nicht von den Unternehmen zu beeinflussen: die örtliche Konzessionsabgabe und die KWK-Umlage. Sie werden deshalb vor der Datenanalyse herausgerechnet, um ein möglichst unverzerrtes Ergebnis zu erhalten.

²⁸ Bei dieser und ähnlichen Abbildungen ist auf der x-Achse eine Identifikationsnummer dargestellt. Da die Grundgesamtheit der Abbildungen sich teilweise unterscheidet, kann diese Nummer von Abbildung zu Abbildung verschieden sein.

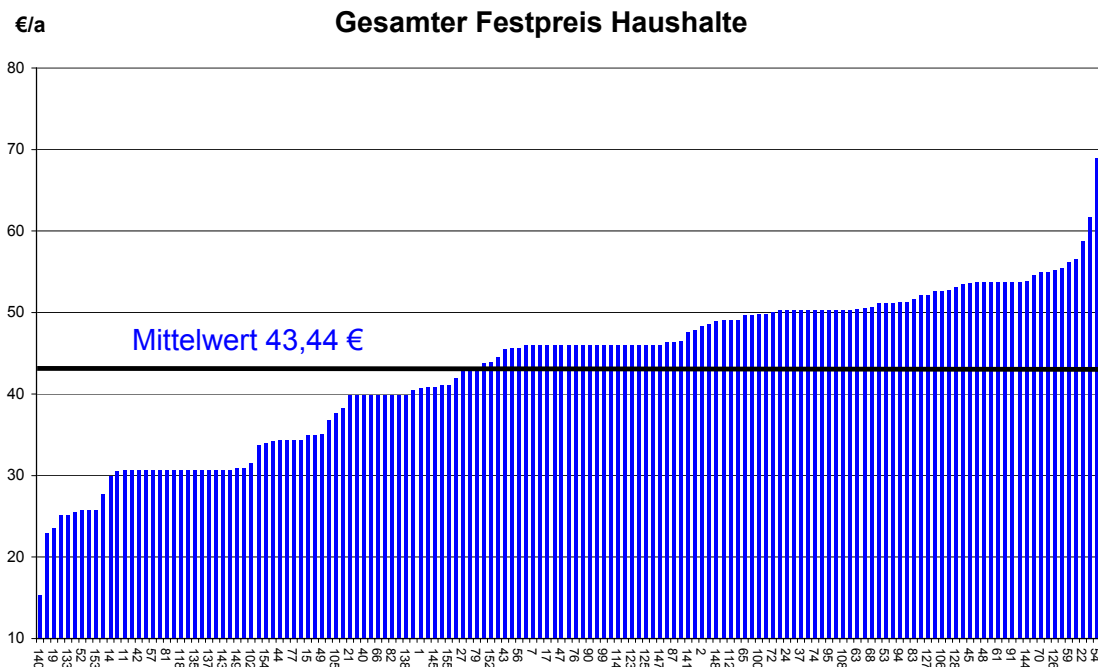


Abbildung 3-5: Gesamtes Festpreiselement

Wir zeigen nun die Höhe der Netzentgelte für verschiedene Abnahmefälle. Abbildung 3-6 zeigt das Netzentgelt im engeren Sinne (d.h. ohne standardisierten Messaufwand) für den mittleren Haushaltsfall mit 3500 kWh /a.

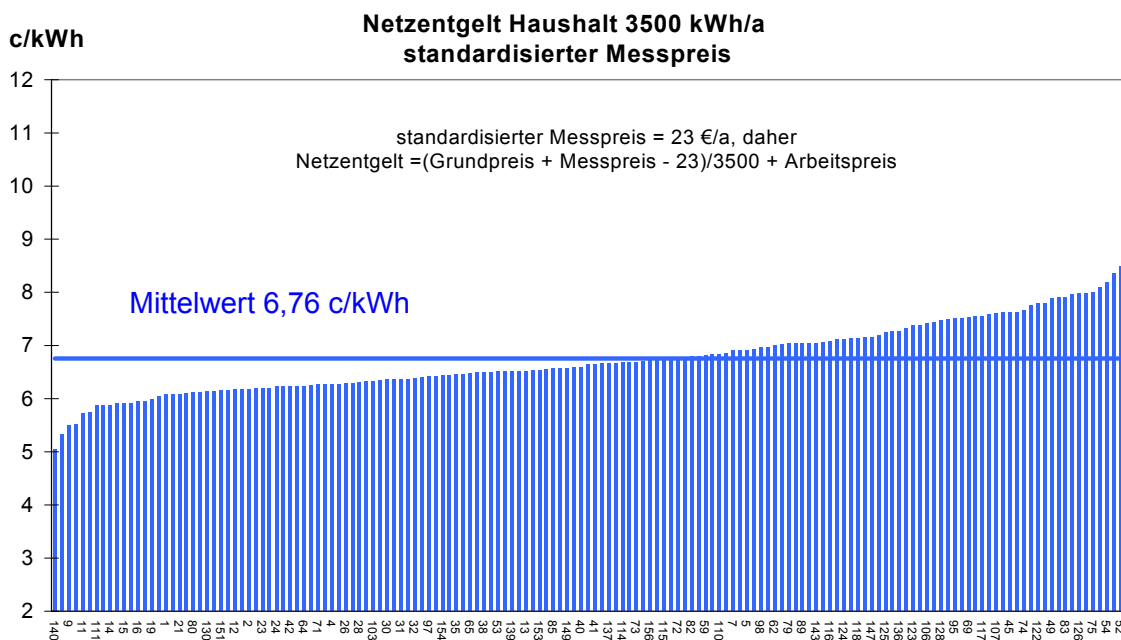


Abbildung 3-6: Netzentgelt Haushalt (3500 kWh/a)

Das mittlere Netzentgelt beträgt so berechnet 6,76 Cent pro kWh ohne Konzessionsabgabe und KWK-Umlage. Die Bandbreite der Netzentgelte ist hoch. Eine große Zahl von

Unternehmen verlangt einen Preis, der um einen halben Cent nach oben oder unten vom Durchschnitt abweicht (54%). Ferner liegen jeweils etwas über 20% der betrachteten Unternehmen mit ihrem Preis entweder weiter darunter oder weiter darüber. Insgesamt reicht die Bandbreite der Preise von 5 bis etwa 9 Cent pro kWh (vgl. Tabelle 3-4).

	Anzahl	%
< 6,26 c/kWh	38	24%
von 6,26 bis unter 6,76 c /kWh	51	33%
von 6,76 bis unter 7,26 c/kWh	32	21%
über 7,26 c/kWh	35	22%
Anzahl gesamt	156	100%

Tabelle 3-4: Verteilung der Unternehmen beim Abnahmefall HH2

Wie Abbildung 3-7 zeigt, liegt das mittlere Netzentgelt bei den ostdeutschen Unternehmen um etwa 0,8 Cent pro kWh über dem westdeutschen Niveau. Andererseits gibt es auch ostdeutsche Unternehmen, die im Bereich der niedrigen Netzentgelte liegen, ebenso wie einige westdeutsche Unternehmen unter denjenigen zu finden sind, die die höchsten Netzentgelte verlangen.

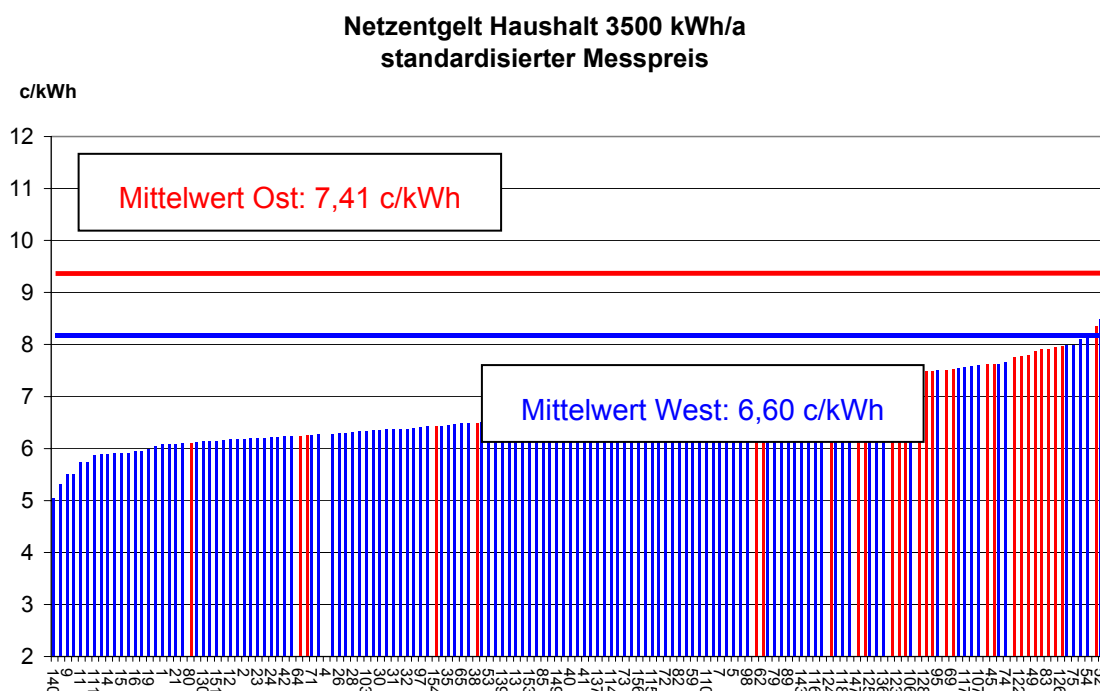


Abbildung 3-7: Netzentgelt Haushalt 2 West / Ost

Beim Gewerbetarif ohne Leistungsmessung zeigen sich ähnliche Strukturen. Die Preisbestandteile sind hier die gleichen wie beim Haushalt, jedoch ergibt sich der Preis hier unter Berücksichtigung eines höheren Jahresverbrauchs.

In der Abbildung 3-8 werden die Netzentgelte für Gewerbekunden ohne Leistungsmessung dargestellt.

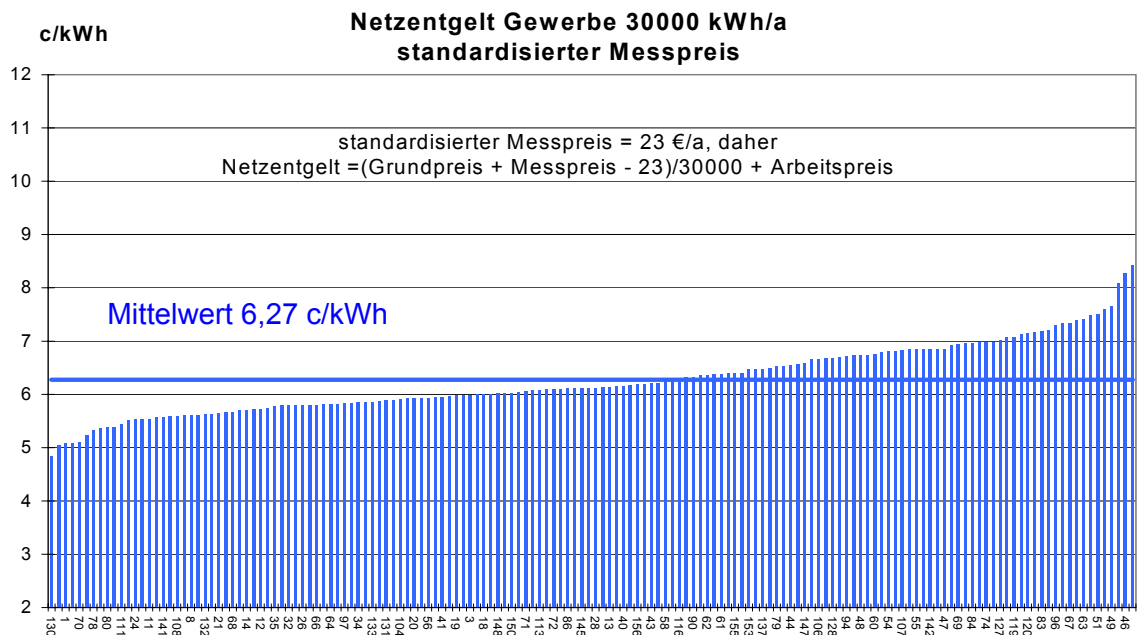


Abbildung 3-8: Netzentgelt Gewerbe

Ganz anders sieht der Befund bei den Gewerbekunden mit registrierender Leistungsmessung aus. Die Abbildung 3-9 zeigt, dass die Bandbreite der Netzentgelte bei diesem Fall erheblich größer ist als im Fall der Haushalte.

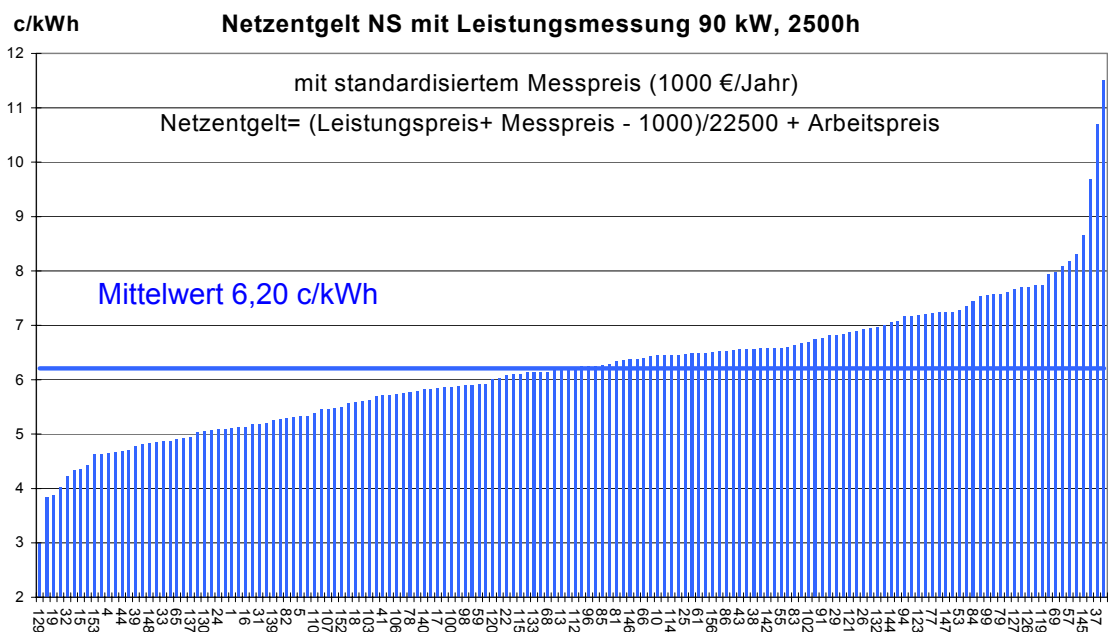


Abbildung 3-9: Netzentgelt NS mit Leistungsmessung 2500h

Wie Tabelle 3-5 zeigt, liegen nur 40% der Unternehmen mit einem Abstand von 0,5 Cent um den Mittelwert gruppiert, während die restlichen 60% entweder um mehr als 0,5 Cent unter dem Mittelwert oder um mehr als 0,5 Cent über dem Mittelwert liegen.

	Anzahl	%
unter 5,7 Cent	49	31,4%
5,7 bis unter 6,2 Cent	28	17,9%
6,2 bis unter 6,7 Cent	35	22,4%
über 6,7 Cent	44	28,2%
Gesamt	156	100,0%

Tabelle 3-5: Verteilung der Unternehmen bei NS mit Leistungsmessung 2500h

Beim Abnahmefall mit gleicher Leistung und 4000h sind die Verhältnisse ähnlich.

Besonders ist darauf hinzuweisen, dass die Verteilung der Unternehmen nach der Höhe der Netzentgelte sich bei dieser Entgeltform erheblich von der bei Haushalt/Gewerbe ohne Leistungsmessung unterscheidet. Geht man von der Hypothese aus, dass die Höhe der Preise von strukturellen Faktoren abhängig ist, so müssten sich diese für alle Abnehmer in ähnlicher Weise auswirken. Tatsächlich gibt es jedoch Unternehmen, die bei Abnehmern mit Leistungsmessung niedrige, dagegen bei Abnehmern ohne Leistungsmessung hohe Preise ansetzen und umgekehrt. Um den Zusammenhang zu testen, haben wir den Rangkorrelationskoeffizienten benutzt. Geht man von der Hypothese aus, dass Strukturunterschiede die Preise prägen, so müsste die Reihenfolge der Unternehmen nach der Höhe der Preise bei beiden Preisformen ähnlich sein. Der billigste Anbieter beim Haushalt wäre dann mit hoher Wahrscheinlichkeit auch ein billiger Anbieter beim Tarif mit Leistungsmessung usw. Man würde also eine hohe Korrelation des Rangs der einzelnen Unternehmen bei den einzelnen Preisen erwarten. Tatsächlich ist diese auch gegeben, wenn man Haushalt und Gewerbe jeweils ohne Leistungsmessung vergleicht (vgl. dazu Tabelle 3-6), jedoch ist der Rangkorrelationskoeffizient beim Vergleich von Haushalt und Gewerbe ohne Leistungsmessung mit dem Tarif mit Leistungsmessung relativ niedrig. Dies spricht dafür, dass viele Unternehmen marktstrategische Überlegungen in die Preisbildung einbeziehen, wie sie bei Kuppelprodukten üblich sind (vgl. oben Seite 21 f.).

Rangkorrelation (Spearman) ²⁹	r_s
HH2 /Gewerbe	0,89
HH2 / NSL	0,49
Gewerbe /NSL	0,44
Basis sind 156 Tarife HH2 = Haushalt mit 3500 kWh/a Gewerbe = 30000 kWh/a NSL = mit Leistungsmessung, 90 kW, 2500h $r_s = 1$ bei gleicher Rangfolge	

Tabelle 3-6: Rangkorrelation der Netzentgelte

²⁹ Zur Methode vgl. Yeomanns (1968).



Berücksichtigung der Übertragungsnetzentgelte

Die Betreiber der Verteilungsnetze müssen, soweit sie Strom aus höheren Spannungsstufen beziehen, für die sie nicht selbst das Netz betreiben, für den von ihnen aus dem übergeordneten Netz bezogenen Strom Netzentgelte an die Übertragungsnetzbetreiber entrichten. Soweit die Übertragungsnetzentgelte unterschiedlich hoch sind, spiegelt sich dies letztlich in den vom Endkunden verlangten Netzentgelt wieder, ohne dass der Betreiber des Verteilungsnetzes dies beeinflussen kann. Wir haben deshalb in einer nächsten Stufe der Analyse für alle einbezogenen Verteilunternehmen den Anteil der Netzentgelte geschätzt, der auf die Übertragungsnetze entfällt, wenn man unterstellt, dass der gesamte von ihnen verteilte Strom aus dem Übertragungsnetz bezogen wird. Weiter wurde unterstellt, dass die Verteiler vom Übertragungsnetz die bezogene Leistung durchschnittlich 5500h/Jahr beziehen. Auf dieser Basis konnte ein Durchschnittsentgelt für die bezogene Kilowattstunde für die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber ermittelt werden.

EON	RWE	EnBW	HEW*	VEAG	BEWAG*
1,00	0,97	0,90	0,88	1,48	1,39

* Entgelt für Umspannung HS/MS geschätzt

Tabelle 3-7: Übertragungsnetzentgelte bei Abnahme ab Umspannung HS/MS in c/kWh

Tabelle 3-7 zeigt, dass die Unterschiede zwischen den westdeutschen Unternehmen gering sind, während VEAG und BEWAG erheblich höhere Entgelte für das Übertragungsnetz verlangen. Ein Teil der Differenz zwischen west- und ostdeutschen Unternehmen erklärt sich damit aus diesem Unterschied. Die folgenden Abbildungen zeigen die Netzentgelte für die verschiedenen Abnahmefälle nach Abzug der zurechenbaren Übertragungsnetzentgelte laut Tabelle 3-7. Es wird deutlich, dass die großen Unterschiede zwischen den Netzentgelten nicht durch die Übertragungsnetzentgelte verursacht sind.

Im folgenden Abschnitt 3.3 über die Analyse der Preisdifferenzen wird daher auf strukturelle Unterschiede der Verteilungsgebiete eingegangen.

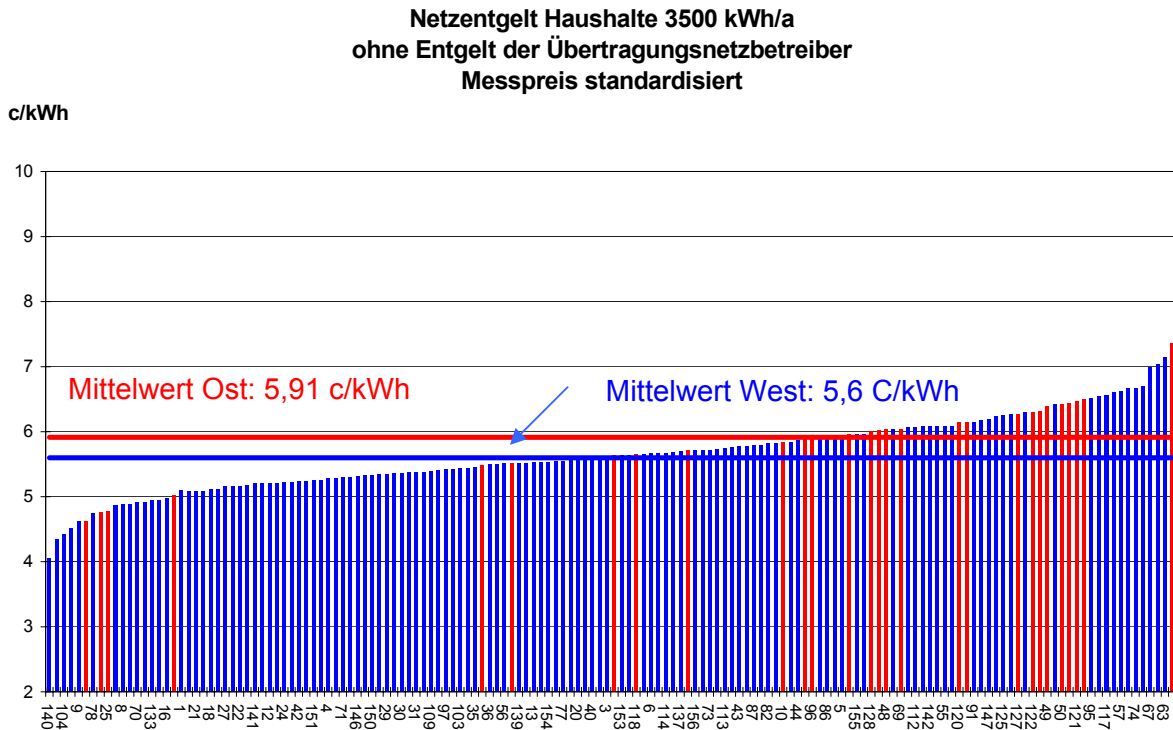


Abbildung 3-10: Netzentgelt Haushalte ohne Entgelt der Übertragungsnetzbetreiber

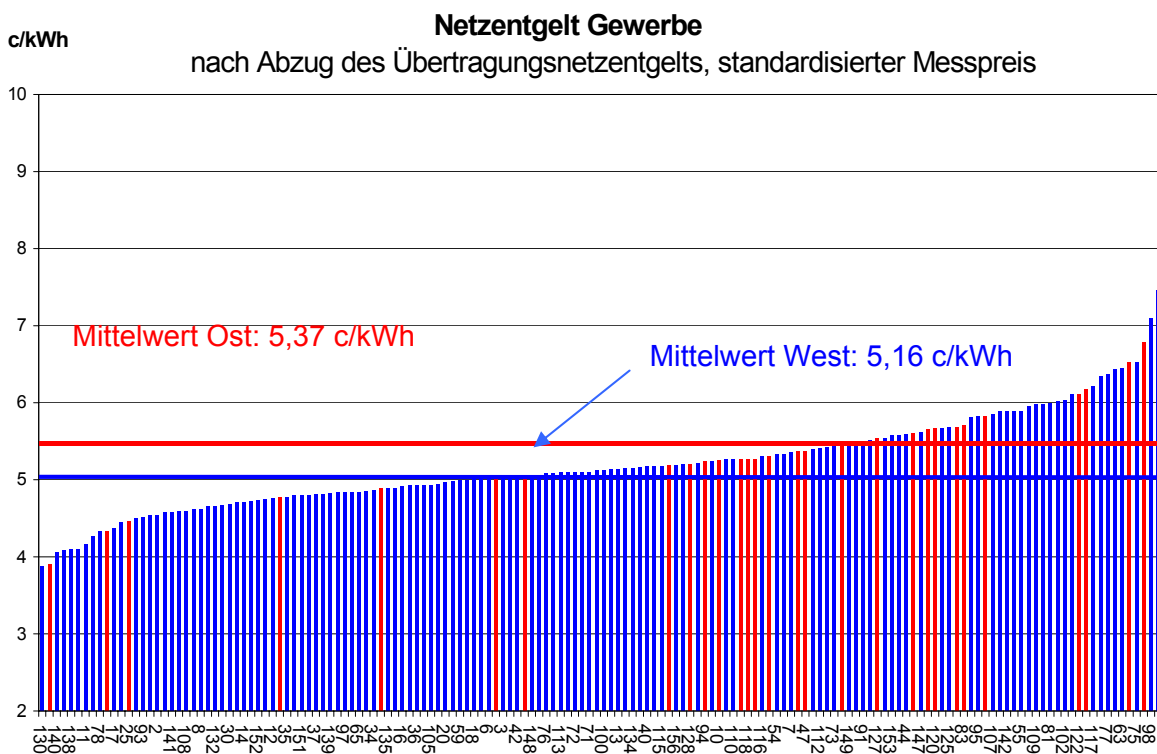




Abbildung 3-11: Netzentgelt Gewerbe ohne Übertragungsnetzentgelt

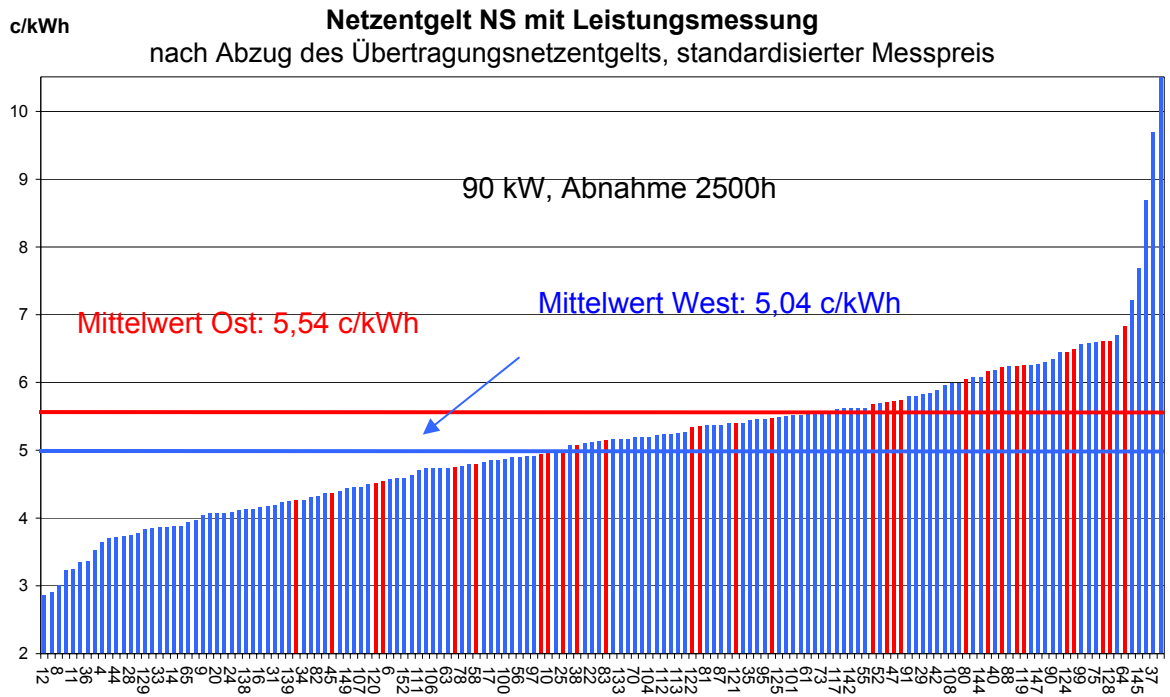


Abbildung 3-12: Netzentgelt NSL ohne Übertragungsnetzentgelt, 2500h

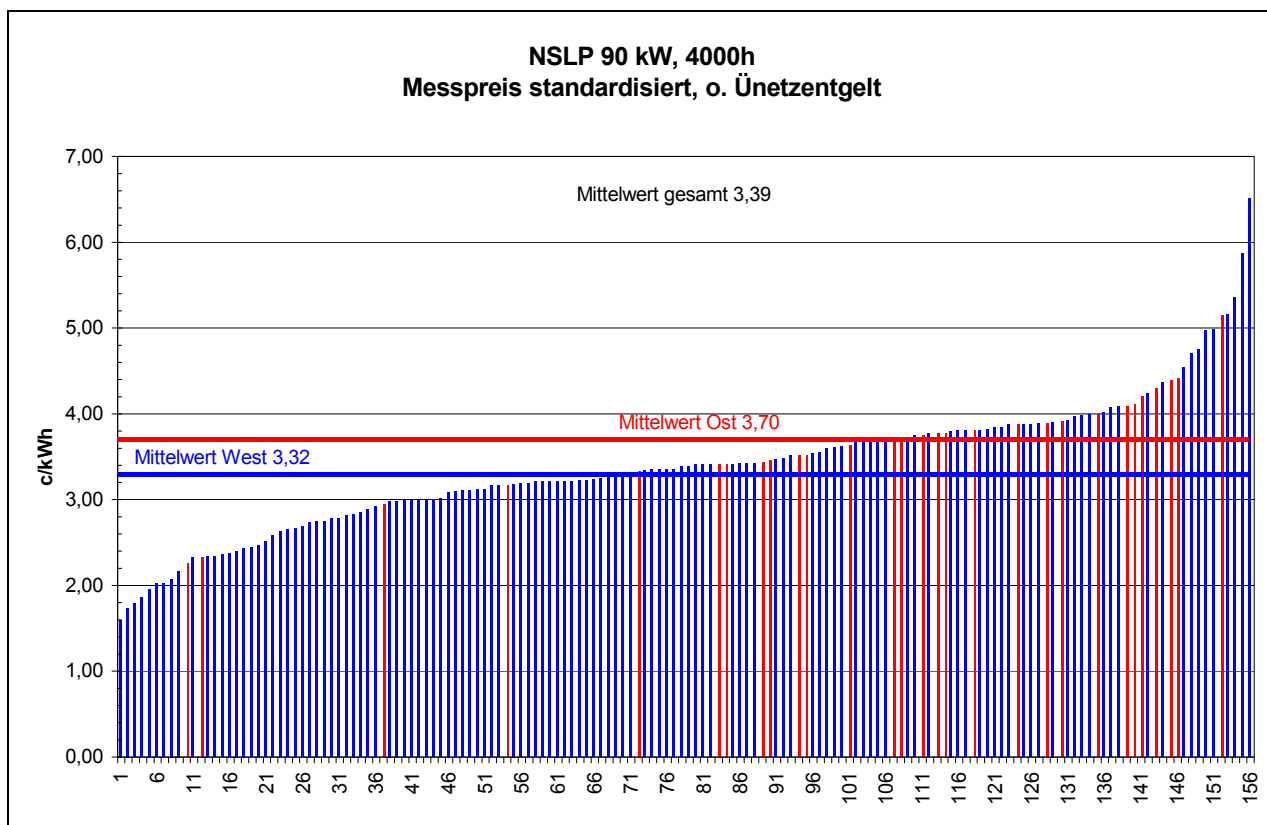


Abbildung 3-13: Netzentgelt NSL ohne Übertragungsnetzentgelt, 4000h

3.2.2 Mittelspannung

Im Mittelspannungsbereich wurde ein Abnahmefall mit 2 MW und 4000 Benutzungsstunden zugrunde gelegt (vgl. auch Tabelle 3-2 auf Seite 24).

Die Struktur der Entgelte für die Nutzung des Mittelspannungsnetzes entspricht den Entgelten für Kunden mit Leistungsmessung in der Niederspannung. Das heißt, sie bestehen aus einem jährlichen Entgelt für die Messung und Abrechnung, einem jährlichen leistungsabhängigen Grundpreis und einem mengenabhängigen Arbeitspreis.

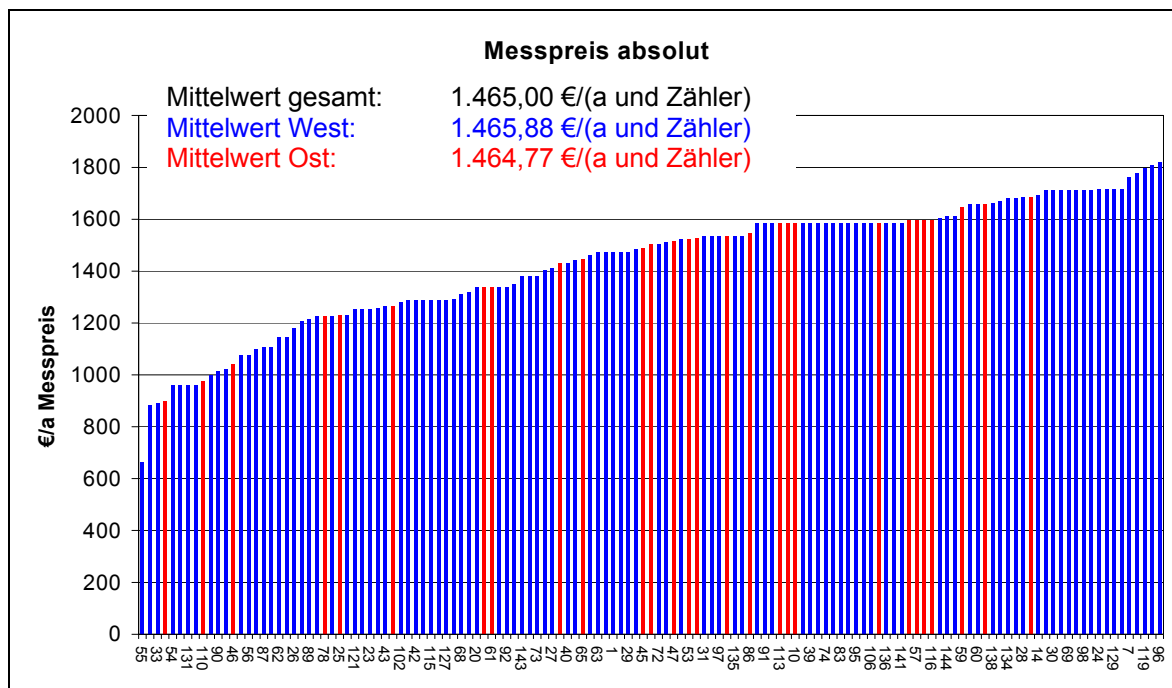


Abbildung 3-14: Messpreise für Mittelspannungskunden

Zunächst zeigt die folgende Abbildung 3-15 die gesamten Netznutzungspreise (ohne Abgaben) für den MS-Abnahmefall.

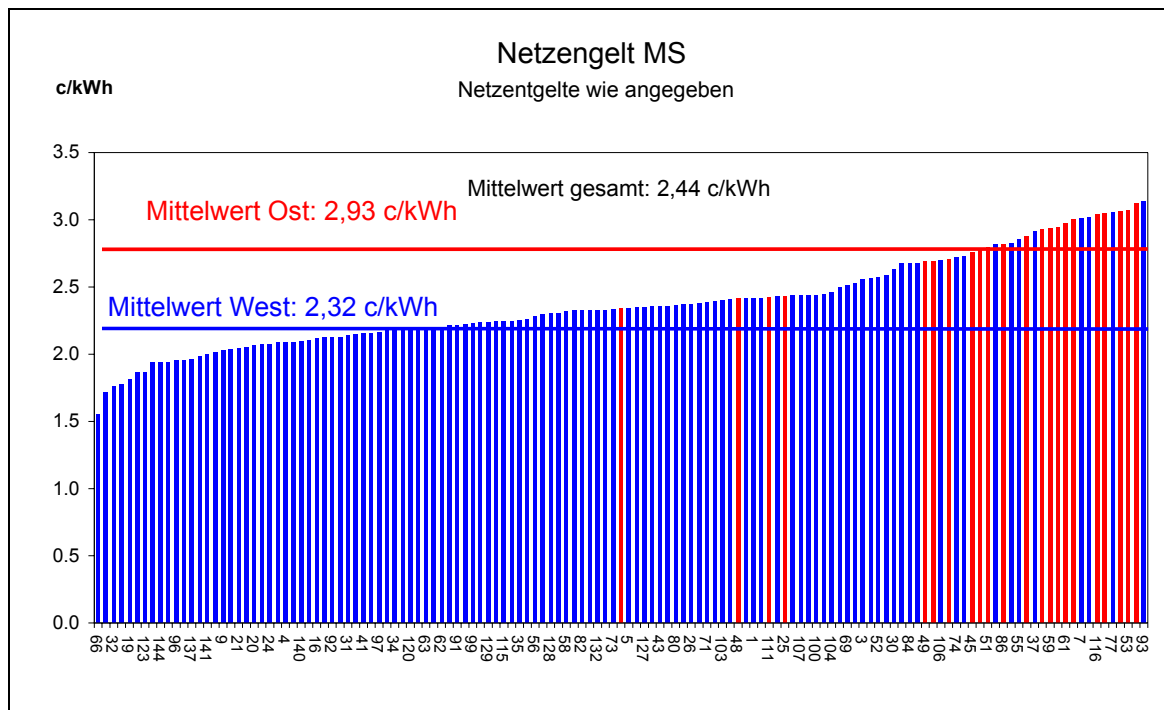


Abbildung 3-15: Netzentgelt Mittelspannung

Die Unterschiede der Netznutzungsentgelte, die die betrachteten EVU für die Nutzung ihrer Mittelspannungsnetze erheben, sind erheblich. Die Bandbreite der Entgelte geht von

1,55 cent/kWh bis zu 3,62 cent/kWh, schwankt also um über 100%. Die Preise der ostdeutschen EVU liegen im Mittel um 0,6 cent/kWh höher als die Preise der westdeutschen EVU.

Aus den bereits in Kapitel 3.2 ausführlich dargelegten Gründen haben wir unseren weiteren Analysen einen standardisierten Messpreis in einer mittleren Höhe von 1.500 €/a zu Grunde gelegt. Die Abbildung 3-16 zeigt die Netznutzungsentgelte im Mittelspannungsbereich mit standardisiertem Messpreis nach Abzug der Übertragungsnetzentgelte. Der Unterschied zwischen Ost- und West-EVU verringert sich im Mittel auf nur 0,1 cent/kWh.

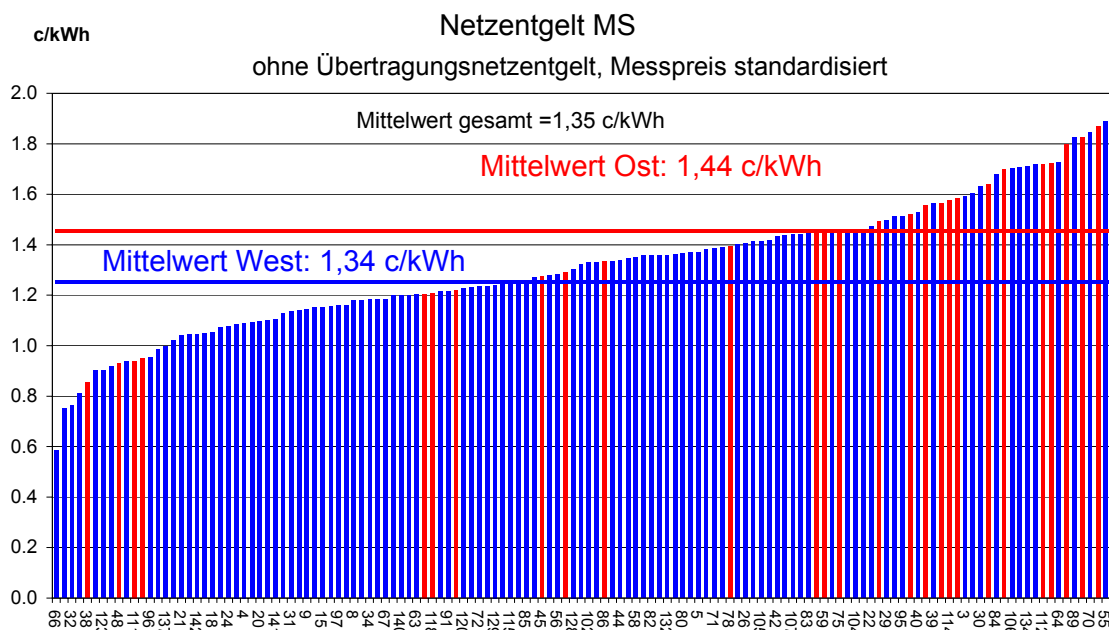


Abbildung 3-16: Netzentgelt Mittelspannung mit standardisiertem Messpreis, ohne Übertragungsnetzanteile

Der Mittelwert der Netzentgelte beträgt ohne den Anteil für die Stromübertragung im Westen 1,34 cent/kWh, im Osten 1,44 cent/kWh und insgesamt 1,35 cent/kWh. Dabei ist der Anteil der Unternehmen, deren Entgelte niedriger als der Mittelwert ist, mit 56% höher als der Anteil der teureren EVU, der 44% beträgt (vgl. Tabelle 3-8). Die Tabelle 3-8 zeigt Anzahl und Anteile der EVU, die mit ihren Preisen in der näheren und weiteren Umgebung des Mittelwertes liegen.



Bereich	Anzahl	%
unter 1,2 cent/kWh	50	35%
von 1,2 bis unter 1,35 cent/kWh	31	21%
von 1,35 bis 1,5 cent/kWh	29	19%
über 1,5 cent kWh	35	25%
	145	100%

Tabelle 3-8: Verteilung der EVU bei MS-Netzentgelten für den MS-Abnahmefall

3.3 Analyse der Preisdifferenzen

Die Verteilungsgebiete unterscheiden sich erheblich im Hinblick auf strukturelle Faktoren, die den Aufwand für die Verteilungsleistungen bestimmen. Letztlich kommt es darauf an, wie die Abnehmer und die zu liefernden Mengen räumlich verteilt sind. Je höher die Abnahmemengen je Abnehmer in einem bestimmten Raum sind, mit um so geringerem spezifischen Aufwand wird sich das Verteilungssystem betreiben lassen.

	Fläche	Leitungslänge
Bevölkerung	Einwohnerdichte [EW/km ²]	Einwohnerleitungsdichte [EW/km]
Abnahme	Abnahmedichte [kWh/km ²]	Abnahmeleitungsdichte [kWh/km]
Verkabelungsgrad [km Kabel/ km Leitungen gesamt] = [%]		

Tabelle 3-9: Maßzahlen für strukturelle Bedingungen

Für die räumliche Verteilung kann man unterschiedliche Maßzahlen heranziehen. Tabelle 3-9 zeigt die üblichen Maße, die auf der Bevölkerung im Verteilungsgebiet, der Abnahme, der Fläche und der Länge der vorhandenen Leitungen basieren. Für die Kosten maßgeblich ist auch der Anteil der Leitungen, die als Kabel verlegt wurden. Bei der Anwendung solcher Maßzahlen muss man sich bewusst sein, dass diese jeweils den Durchschnitt eines Gebiets darstellen. Ein Verteilungsgebiet mit einer homogenen Struktur mag aber (bei gleicher Effizienz) andere Kosten verursachen, als ein inhomogenes Gebiet, bei dem z.B. ein bestimmter Teil mit hoher Bevölkerungsdichte und ein anderer Teil mit sehr niedriger Bevölkerungsdichte existiert. Soweit nicht besiedelte bzw. nicht versorgte Flächen im Verteilungsgebiet berücksichtigt sind, können bestimmte Gebiete als aufwendiger erscheinen, als sie es tatsächlich sind.

Die Abbildung 3-17 zeigt die Einwohnerdichte der von uns betrachteten Unternehmen, soweit Flächen- und Bevölkerungsangaben verfügbar waren. In die Abbildung sind auch die Strukturklassen der neuen Verbändevereinbarung 2 plus (VV2+) eingetragen.

Die Bandbreite der Einwohnerdichte ist sehr groß. Dies zeigt deutlich die unterschiedliche Struktur der Verteilungsgebiete. Betrachtet man demgegenüber die von den Unternehmen angesetzten Netzentgelte für den mittleren Abnahmefall der Haushalte (vgl. hierzu Abbildung 3-18), so zeigt sich kein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Einwohnerdichte und dem Netzentgelt. Insbesondere bei niedriger Einwohnerdichte ist die Spannbreite der Netzentgelte sehr hoch, während bei sehr hoher Einwohnerdichte die Netzentgelte tendenziell etwas niedriger sind. Allerdings ist bei hoher Einwohnerdichte die Zahl der Unternehmen relativ klein.

Zur Analyse des Einflusses der Struktur auf die Preise haben wir eine statistische Untersuchung vorgenommen. Dabei wurden für die Struktur die Größen Einwohnerdichte, Versorgungsdichte (in diesem Fall als Abnahme pro km Leitung definiert) und Einwohnerleistungsdichte sowie die Lage in Ost- oder Westdeutschland und der jeweilige Verbundnetzbetreiber berücksichtigt (vgl. Tabelle 3-10). Die Ergebnisse für das Niederspannungsnetz sind in Tabelle 3-11 und die für das Mittelspannungsnetz in Tabelle 3-12 dargestellt. Beim Niederspannungsnetz wurden Regressionen für den mittleren Haushaltspreis, den Gewerbepreis und den Preis mit Leistungsmessung durchgeführt, zusätzlich wurde auch ein gewichteter Preis benutzt, bei dem die Gewichte nach bundesdeutschen durchschnittlichen Abnahmeverhältnissen bestimmt wurden. Das Verfahren für die Bestimmung der Gewichte, das besonders auch für einzelne Analysen relevant sein kann, wird in einem Exkurs erläutert.

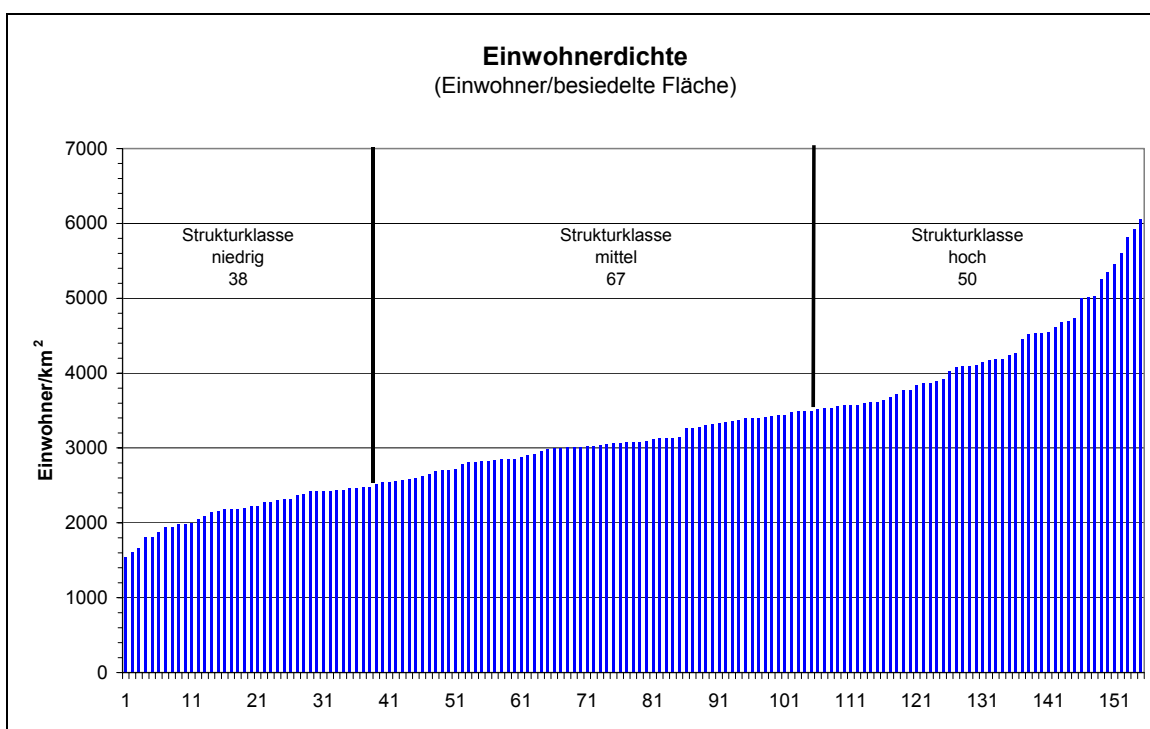


Abbildung 3-17: Einwohnerdichte ³⁰

³⁰ Die Definition der Einwohnerdichte entspricht der der VV2+. Hierzu wurden die Einwohner- und Flächenangaben für besiedelte und unbesiedelte Flächen nach Gemeinden und Postleitzahlgebieten den EVU zugeordnet (Datenquelle: infas).

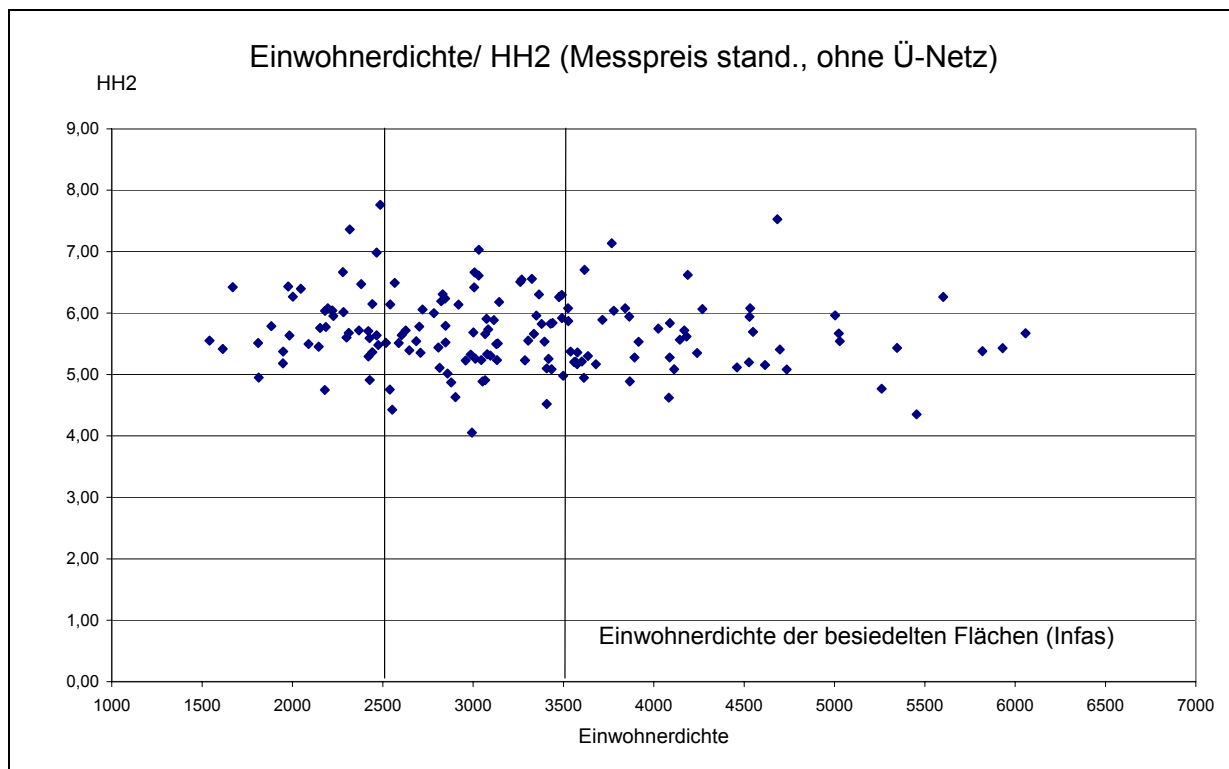


Abbildung 3-18: Einwohnerdichte und Netzentgelt Haushalte 2 (3500 kWh/a)

Einwohnerdichte	Einwohner / Fläche [EW/km ²]
Versorgungsdichte	Abnahme / km Leitung [kWh/km]
Einwohnerleitungsichte	Einwohner / km Leitung [EW/km]
Ost/West	Lage in Ostdeutschland (1), Westdeutschland (0)
Verbundnetz	1 = EON, 2 = RWE, 3 = VEAG, 4 = HEW, 5 = BEWAG, 6 = EnBW Wert für zuständigen Netzbetreiber = 1, sonst = 0
Verkabelungsgrad	Kabel [km] / Leitungen gesamt [km] in %

Tabelle 3-10: Erklärungsgrößen für Strukturunterschiede

Die Analyse wurde für die Angaben nach der VDEW-Statistik (Tabelle 3-11 und 3-12) und für die Angaben nach Infas (besiedelte Fläche, aktualisierte Bevölkerungsangaben) durchgeführt (Tabelle 3-13).

Die Ergebnisse zeigen, dass statistisch signifikante Werte nur für die Lage in Ost- oder Westdeutschland zu erzielen sind. Der mittlere Preisunterschied zwischen Ost- und Westdeutschland liegt je nach betrachtetem Preis und betrachteten sonstigen Struktur Faktoren zwischen 0,7 und 0,9 Cent pro kWh (ohne Abzug der Übertragungsnetzentgelte). Das Bestimmtheitsmaß der Regressionen, die zu signifikanten Parameterschätzungen führen, liegt in der Größenordnung von etwa 26% und ist damit sehr niedrig.

Bei der Untersuchung der Mittelspannungs-Netzentgelte ergaben sich überhaupt keine statistisch signifikanten Zusammenhänge zwischen den strukturellen Einflussfaktoren und der Höhe der Netzentgelte, noch nicht einmal für die Lage in Ost- oder Westdeutschland.

Aus der Analyse kann man schließen, dass die Strukturfaktoren in der Diskussion um die Netzentgelte überschätzt werden, offensichtlich spielen andere unternehmensspezifische historische Gegebenheiten bzw. unternehmensspezifische strategische Überlegungen bei der Preisbildung eine wesentlich größere Rolle.

Im Sinne der Vergleichsmarktanalyse handelt es sich dabei allerdings um subjektive und nicht um objektive Faktoren. Die Regressionsanalyse hat gezeigt, dass nur ein kleiner Teil der Preisunterschiede durch strukturelle Gegebenheiten der Versorgungsgebiete erklärbar ist. Daraus folgt:

1. Die Diskussion um die Höhe der Netznutzungsentgelte findet zu Recht statt.
2. Eine statistische Analyse aufgrund der für uns verfügbaren Daten kann zwar nicht so genau sein wie eine Einzelfallanalyse, die die Besonderheiten jedes einzelnen Standortes detaillierter zugrunde legen kann. Jedoch zeigt die statistische Analyse, dass sich die Netzentgelte der Unternehmen – unabhängig von strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete – so stark unterscheiden, dass der Verdacht auf eine missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung nahe liegt.
3. In der Verbändevereinbarung 2 plus (VV2+) vom Dezember 2001 ist vorgesehen, dass die Netzentgelte künftig nach Strukturklassen ausgewiesen werden. Nach unserem statistischen Befund ist zu erwarten, dass sich die Netzentgelte der jeweils preisgünstigsten Betreiber in den Strukturklassen nicht erheblich unterscheiden werden.

Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland)

Variable	Lfd Nr	Unabhängige Variable EWDichte	VDichte	EWL-Dichte	Verkabelungsgrad	Ost/West	Ünetz						R ²
							1	2	3	4	5	6	
Preis HH2	1	-0,0001	X	X	X	0,874	X	X	X	X	X	X	0,283
Preis HH2	2	-0,0001	X	X	X	-0,001	39,075	39,200	39,920	38,180	38,599	38,929	0,279
Preis HH2	3	X	-0,0003	X	X	0,909	X	X	X	X	X	X	0,259
Preis HH2	4	X	-0,0003	X	X	1,833	78,935	79,099	77,996	78,005	78,237	78,846	0,313
Preis HH2	5	X	X	-0,0009	X	0,885	X	X	X	X	X	X	0,257
Preis HH2	6	X	X	-0,0009	X	1,825	3,556	3,714	-0,951	2,646	2,903	3,439	0,311
Preis Gew	7	-0,0001	X	X	X	0,732	X	X	X	X	X	X	0,217
Preis Gew	8	-0,0001	X	X	X	1,407	-186,569	-186,295	-187,157	-187,006	-186,647	-186,333	0,261
Preis Gew	9	X	-0,0004	X	X	0,709	X	X	X	X	X	X	0,178
Preis Gew	10	X	-0,0005	X	X	1,497	59,185	59,499	58,481	58,715	58,872	59,500	0,242
Preis Gew	11	X	X	-0,0012	X	0,760	X	X	X	X	X	X	0,202
Preis Gew	12	X	X	-0,0015	X	1,484	-38,048	-37,727	-38,668	-38,485	-38,286	-37,728	0,263
Preis LP	13	-0,0003	X	X	X	0,914	X	X	X	X	X	X	0,139
Preis LP	14	-0,0002	X	X	X	1,235	1,079	0,713	0,563	0,118	0,161	0,641	0,168
Preis LP	15	X	-0,0013	X	X	0,946	X	X	X	X	X	X	0,134
Preis LP	16	X	-0,0008	X	X	1,371	1,011	0,587	0,383	-0,035	-0,329	0,708	0,171
Preis LP	17	X	X	-0,0029	X	1,006	X	X	X	X	X	X	0,132
Preis LP	18	X	X	-0,0019	X	1,368	-23,464	-23,916	-24,063	-24,513	-24,756	-23,757	0,168
Preis gesamt gew.	19	-0,0002	X	X	X	0,865	X	X	X	X	X	X	0,309
Preis gesamt gew.	20	-0,0001	X	X	X	1,631	32,242	32,318	31,453	31,392	31,731	32,083	0,341
Preis gesamt gew.	21	X	-0,0004	X	X	0,865	X	X	X	X	X	X	0,272
Preis gesamt gew.	22	X	-0,0003	X	X	1,736	-44,018	-43,946	-44,927	-44,937	-44,792	-44,120	0,319
Preis gesamt gew.	23	X	X	-0,0013	X	0,891	X	X	X	X	X	X	0,288
Preis gesamt gew.	24	X	X	-0,0011	X	1,722	15,634	15,716	14,768	14,750	14,926	15,534	0,332

Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland)

Variable	Lfd Nr	Unabhängige Variable					Ünetz						
EW Dichte	25	X	2,7593	X	X	X	X	X	X	X	X	X	0,297
EW Dichte	26	X	2,7232	X	X	-124,662	X	X	X	X	X	X	0,300
EW Dichte	27	X	X	7,5494	X	X	X	X	X	X	X	X	0,410
EW Dichte	28	X	X	7,6029	X	-287,186	X	X	X	X	X	X	0,427
Preis HH2	29	X	X	X	-0,5974	0,856	X	X	X	X	X	X	0,281
Preis HH2	30	X	X	X	-0,5284	1,670	-52,782	-52,713	-53,636	-53,763	-53,530	-53,000	0,328
Preis NLP	31	X	X	X	-0,1850	0,960	X	X	X	X	X	X	0,102
Preis gesamt gewichtet	32	X	X	X	-0,5890	0,854	X	X	X	X	X	X	0,302
Preis gesamt gewichtet	33		-0,0001	X	X	-0,3695	0,843	X	X	X	X	X	0,319

Liste der Koeffizienten einer linearen Regressionsanalyse / X = Variable wurde nicht berücksichtigt / Schattierte Werte sind statistisch signifikant

Tabelle 3-11: Regressionsergebnisse NS-Netz (Basis VDEW Statistik)

Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland)

lfd Nr.	Abhängige Variable	Einwohnerdichte	Verkabelungsgrad	Einwohner/km Leitung	Ost/West	Bestimmtheitsmaß
1	Nutzungsentgelt MS	-8,53E-05	X	X	X	0,039
2	Nutzungsentgelt MS	-8,13E-05	X	X	0,077	0,046
3	Nutzungsentgelt MS	-5,79E-05	-0,089	X	X	0,030
4	Nutzungsentgelt MS	-5,06E-05	-0,105	X	0,099	0,042
5	Nutzungsentgelt MS	X	X	5,63E-07	X	1,01E-05
6	Nutzungsentgelt MS	X	X	-4,90E-06	0,112	0,015
7	Nutzungsentgelt MS	X	-0,218	3,9E-06	X	0,017
8	Nutzungsentgelt MS	X	-0,215	-7,29E-07	0,113	0,031
9	Nutzungsentgelt MS	X	-0,215	X	X	0,016
10	Nutzungsentgelt MS	X	-0,215	X	0,112	0,031

Liste der Koeffizienten einer linearen Regressionsanalyse / X = Variable wurde nicht berücksichtigt / Schattierte Werte sind statistisch signifikant

Tabelle 3-12: Regressionsergebnisse MS-Netz (Basis VDEW Statistik)



Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland)

lfd Nr.	abhängige Variable	Einwohner- dichte	Verkabelungs- grad	Einwohner/ km Leitung	Ost/West	Bestimmtheitsmaß
1	MS	-0,000040	X	X	X	0,011
2	MS	-0,000027	X	X	0,103	0,024
3	MS	-0,000015	-0,206	X	X	0,019
4	MS	-0,000004	-0,216	X	0,109	0,032
5	MS	X	X	0,000002	X	0,000
6	MS	X	X	-0,000002	0,117	0,017
7	MS	X	-0,251	0,000004	X	0,023
8	MS	X	-0,248	0,000001	0,119	0,041
9	MS	X	-0,220	X	X	0,017
10	MS	X	-0,220	X	0,111	0,032
11	HH2	-0,000078	X	X	X	0,014
12	HH2	-0,000036	X	X	0,343	0,058
13	HH2	-0,000057	-0,809	X	X	0,055
14	HH2	-0,000024	-0,674	X	0,355	0,101
15	HH2	X	X	0,000041	X	0,008
16	HH2	X	X	0,000021	0,411	0,073
17	HH2	X	-0,890	0,000063	X	0,066
18	HH2	X	-0,727	0,000043	0,337	0,107
19	HH2	X	-0,845	X	X	0,047
20	HH2	X	-0,683	X	0,369	0,099

Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland)



lfd Nr.	abhängige Variable	Einwohner- dichte	Verkabelungs- grad	Einwohner/ km Leitung	Ost/West	Bestimmtheitsmaß
21	GEW	0,000009	X	X	X	0,000
22	GEW	0,000040	X	X	0,249	0,023
23	GEW	0,000040	-1,326	X	X	0,114
24	GEW	0,000061	-1,239	X	0,228	0,133
25	GEW	X	X	0,000015	X	0,001
26	GEW	X	X	0,000001	0,290	0,032
27	GEW	X	-1,336	0,000050	X	0,122
28	GEW	X	-1,258	0,000040	0,162	0,132
29	GEW	X	-1,301	X	X	0,111
30	GEW	X	-1,216	X	0,192	0,124
31	NSL	-0,000417	X	X	X	0,118
32	NSL	-0,000388	X	X	0,230	0,124
33	NSL	-0,000382	-0,272	X	X	0,109
34	NSL	-0,000357	-0,173	X	0,261	0,116
35	NSL	X	X	-0,000019	X	0,001
36	NSL	X	X	-0,000045	0,534	0,032
37	NSL	X	-0,518	0,000002	X	0,005
38	NSL	X	-0,279	-0,000028	0,496	0,031
39	NSL	X	-0,517	X	X	0,005
40	NSL	X	-0,307	X	0,476	0,030

Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland)

lfd Nr.	abhängige Variable	Einwohner- dichte	Verkabelungs- grad	Einwohner/ km Leitung	Ost/West	Bestimmtheitsmaß
41	Preis gewichtet	-0,000120	X	X	X	0,036
42	Preis gewichtet	-0,000081	X	X	0,316	0,076
43	Preis gewichtet	-0,000096	-0,780	X	X	0,077
44	Preis gewichtet	-0,000065	-0,655	X	0,328	0,119
45	Preis gewichtet	X	X	0,000029	X	0,005
46	Preis gewichtet	X	X	0,000009	0,417	0,078
47	Preis gewichtet	X	-0,878	0,000053	X	0,066
48	Preis gewichtet	X	-0,713	0,000032	0,344	0,113
49	Preis gewichtet	X	-0,842	X	X	0,052
50	Preis gewichtet	X	-0,680	X	0,367	0,108

Liste der Koeffizienten einer linearen Regressionsanalyse / X = Variable wurde nicht berücksichtigt / Schattierte Werte sind statistisch signifikant

Tabelle 3-13: Regression NS und MS (Basis Infas Daten zu Fläche und Bevölkerung)



3.4 Exkurs: Die Belieferung unterschiedlicher Kundengruppen als Kuppelproduktionsprozess

Da das Stromnetz von verschiedenen Abnehmern/Abnehmergruppen mit einer jeweils unterschiedlichen Lastcharakteristik genutzt wird, ergeben sich daraus Kostenvorteile. Denn das Netz kann aufgrund der Ungleichzeitigkeit der Nutzung kleiner ausgelegt werden, als einer Addition aller Bedarfe entsprechen würde, wenn diese gleichzeitig auftreten würden.

Bei gegebenen Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb eines Netzes stellt sich die Frage nach der "richtigen" Aufteilung der Kosten bzw. Erlöse auf die einzelnen Abnehmergruppen. Generell geht man heute davon aus, dass jede Gruppe von Nutzern diejenigen Kosten tragen soll (bzw. denjenigen Beitrag zum Gesamterlös bringen soll), der durch sie zusätzlich verursacht wird. Bei einer solchen Betrachtung ist allerdings die Reihenfolge der Analyse für das Ergebnis bedeutend. Dies sei an einem Beispiel gezeigt: Ein Netz sei ausschließlich auf die Versorgung der Haushalte in einem bestimmten Gebiet ausgelegt. Es tritt nun ein zusätzlicher Strombedarf dadurch auf, dass eine Gruppe von Haushalten Strom für Speicherheizungen einsetzt. Der Strombedarf passt sich so in das Lastprofil ein, dass dieser zusätzliche Bedarf mit dem vorhandenen Netz ohne zusätzliche Installationen versorgt werden kann. Der zusätzliche Aufwand ist dann sehr niedrig, da lediglich die Netzverluste berücksichtigt werden müssten.

Die Mindestkapazität eines Netzes hängt von der maximalen Last ab, die von den Kunden insgesamt zum Zeitpunkt der Spitzenlast nachgefragt wird. Es liegt daher nahe, den Beitrag, den eine Kundengruppe zur Abdeckung der Netzkosten leisten muss, von ihrem Anteil an der Spitzenlast abhängig zu machen. Um Zufälligkeiten und kleine Differenzen nicht zu stark zu gewichten, empfiehlt sich allerdings eine differenzierte Vorgehensweise.

Für die Lastanalyse bestimmter Kundengruppen haben wir die von der VDEW zusammengestellten Lastprofile für Kundengruppen benutzt. Um diese Analyse anwenden zu können, ist es lediglich notwendig den Stromverbrauch der zu untersuchenden Kundengruppen zu kennen. Mit der Hilfe der Standardlastprofile lässt sich dann aus dem Verbrauch der einzelnen Gruppen das Gesamtlastprofil für das gesamte Jahr in Viertelstundenabständen ermitteln. Aus dem Lastprofil und dem Verbrauch einer Gruppe lässt sich in jeder Viertelstunde die durch diese Gruppe nachgefragte Leistung ermitteln. Die Gesamtlast ergibt sich aus der Summe all dieser, zu den jeweiligen Zeitpunkten nachgefragten Leistungen der Gruppen. Mit Hilfe einer von uns entwickelten, auf den Lastprofilen aufbauenden Software ist es nun möglich, verschiedene Maxima der Last darzustellen und zu analysieren (vgl. Tabelle 3-14). Insgesamt sind 11 verschiedene Gruppen vorgegeben. Von diesen wurden im Beispiel nur 5 verwendet. In Tabelle 3-14 ist nun das Maximum der Gesamtlast und aller einzelnen Gruppen dargestellt (in der vertikalen Richtung). In der horizontalen Richtung kann man sehen, welchen Beitrag die einzelnen Gruppen zu dem jeweilig festgestellten Maximum leisten. Sämtliche Zahlen sind als Absolutzahlen und im zweiten Teil der Tabelle auch als Prozentzahlen dargestellt. Die Pfeile geben an, worauf sich die Prozentwerte beziehen.

In dem Beispiel liegt die maximale Nachfrage am 31.12. um 19:15 Uhr vor und beträgt 29,44 MW. 82% davon (= 24,10 MW) sind durch Gruppe 1 verursacht, weitere 10% (3,0 MW) durch Gruppe 2 usw. Wenn Gruppe 1 ihr Maximum hat, so ist die Gesamtlast nur geringfügig kleiner und der Anteil der anderen an der Spitze ist ebenso wie im Zeitpunkt der höchsten Last. Wenn Gruppe 2 ihr Maximum hat, so ist dies zu einem Zeitpunkt, wenn die Gesamtlast nur 85% der Spitzenlast beträgt, bei Gruppe 3 88%, bei Gruppe 5 87% und bei Gruppe 9 93%. Im Beispiel ist die Spitze also sehr stark durch die Gruppe 1 bestimmt. Das weitere Vorgehen hängt nun davon ab, wie groß die Bandbreite sein soll, die

man als spitzenlastverursachend ansehen will. Nimmt man zum Beispiel 5% an, so wären die Anteile aller Gruppen im Spitzenlastzeitpunkt, der in etwa der Spitze der Gruppe 1 entspricht, anzusetzen. Setzt man die Bandbreite weiter, z.B. bei 10%, so wären auch die Anteile bei Gruppe 9 zu berücksichtigen, z.B. in dem aus beiden ein Mittelwert gebildet wird.

Um die Analyse auf breitere Basis zu stellen, ist es möglich, weitere Maximumpunkte (bis zu 10) für die Gesamtlast und die einzelnen Gruppen zu ermitteln und deren jeweilige relative Anteile zu vergleichen.

Darstellung der Befunde (Netzpreissituation in Deutschland)

Gruppe	Maximum 1			Mit dem jeweiligen Maximum verbundene Last der anderen Verbraucher											
	MW	Datum	Zeit	Summe	Gruppe 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Gesamt	29,44	31.12.2001	19:15	29,44	24,10	3,00	0,18		0,70				1,46		
Gruppe 1	24,12	31.12.2001	19:00	29,41	24,12	2,99	0,18		0,69				1,43		
Gruppe 2	7,45	02.01.2001	11:30	25,12	13,29	7,45	2,46		0,90				1,01		
Gruppe 3	2,59	02.01.2001	09:15	25,88	13,95	7,13	2,59		0,85				1,36		
Gruppe 4															
Gruppe 5	0,90	02.01.2001	12:15	25,54	14,51	6,98	2,23		0,90				0,92		
Gruppe 6															
Gruppe 7															
Gruppe 8															
Gruppe 9	1,55	02.01.2001	19:00	27,52	20,68	4,07	0,35		0,87				1,55		
Gruppe 10															
Gruppe 11															
Gruppe	Maximum 1			Summe	↓	Prozent- anteile		→	5	6	7	8	9	10	11
	Last	Datum	Zeit		Gruppe 1	2	3	4							
Gesamt	100%	31.12.2001	19:15	100%	82%	10%	1%		2%				5%		
Gruppe 1	82%	31.12.2001	19:00	100%	82%	10%	1%		2%				5%		
Gruppe 2	25%	02.01.2001	11:30	85%	53%	30%	10%		4%				4%		
Gruppe 3	9%	02.01.2001	09:15	88%	54%	28%	10%		3%				5%		
Gruppe 4															
Gruppe 5	3%	02.01.2001	12:15	87%	57%	27%	9%		4%				4%		
Gruppe 6															
Gruppe 7															
Gruppe 8															
Gruppe 9	5%	02.01.2001	19:00	93%	75%	15%	1%		3%				6%		
Gruppe 10															
Gruppe 11															

Tabelle 3-14: Beiträge der Gruppe zur Netzbelastung

4. Modell zur Berechnung von Zu- und Abschlägen

Bei der Vergleichsmarktmethode geht man so vor, dass ausgehend von einem Referenzunternehmen die Preise der zu vergleichenden Unternehmen mit dem Referenzunternehmen verglichen werden. Abweichungen zwischen den Preisen, die auf strukturellen („objektiven“) Gegebenheiten der jeweiligen Vergleichsunternehmen beruhen, begründen dann einen Preisunterschied im Verhältnis zum Referenzunternehmen. Die Aufgabe besteht nun darin, die durch strukturelle Gegebenheiten bedingten zulässigen Preisunterschiede zu ermitteln. In diesem Abschnitt beschreiben wir dazu zunächst die Vorgehensweise, gehen dann auf die zugrunde liegenden Parameter ein und zeigen anschließend die Zu- und Abschläge für den Verkabelungsgrad, die Länge des Mittelspannungsnetzes, die durch die unterschiedlichen Besiedlungsstrukturen bedingten Kostenunterschiede im Netzbau und die Länge des Niederspannungsnetzes auf.

4.1 Beschreibung der Vorgehensweise ³¹

Um die Kostenunterschiede zu ermitteln, haben wir in einem Modell die Kostenstruktur eines Referenzunternehmens (EnBW Regional AG) detailliert nachgebildet. Dazu wird das Mengengerüst der Verteilung (Leitungen, Kabel, Transformatoren und Umspannstationen, Schalter) erfasst und die Größen werden mit den aktuellen Marktpreisen bewertet. Aus diesen Werten lassen sich die Jahreskosten für den Kapitaldienst und die Instandhaltung mit Hilfe entsprechender Faktoren ableiten. Daraus ergeben sich die Gesamtkosten des Netzes. Eine wesentliche Frage bei der Ableitung der Kosten ist angesichts der langen Lebensdauer der wesentlichen Netzkomponenten die Bewertung dieser Komponenten einerseits und der Ansatz der Abschreibungszeiten andererseits.

Grundsätzlich wurde bei der Bewertung der VV2+ gefolgt. Diese sieht bei eigenkapitalfinanzierten Anlagen vor, dass eine Bewertung zum Tagesneuwert stattfindet. Wir sind bei der Bewertung von aktuellen Preisen ausgegangen. Ein Bezug auf historische Anschaffungswerte ist bei einer vergleichenden Untersuchung auf der Basis veröffentlichter Daten nicht möglich. Alle im Folgenden diskutierten Differenzkosten sind also als Kosten anzusehen, die bei heutigen Preisen anfallen. Aus der Methodik folgt ein Vorteil für Unternehmen, die über Teile von Anlagen verfügen, die billiger angeschafft wurden und /oder bereits abgeschrieben sind. Erstaunlicherweise kommt dies in den Ergebnissen, wie sich unten zeigen wird, wenig zum Ausdruck. Die Abschreibungsdauer orientiert sich an der erwarteten Lebensdauer. Die getroffenen Annahmen sind im Anhang (vgl. S. 74) dargestellt.

Eine weitere Verzerrung in Richtung hoher Kosten ergibt sich aus den angesetzten Personalkosten. Beim Referenzunternehmen gelten aufgrund anderer tarifvertraglicher Vereinbarungen höhere Personalkostenansätze als bei der Vielzahl der kommunalen Unternehmen. Somit besteht eine bestimmte Sicherheitsmarge bei den gewählten Ansätzen gegenüber den tatsächlichen Kosten.

Auf der Basis der Kosten des Netzes kann die Frage beantwortet werden: Wie ändern sich die Gesamtkosten, wenn ein oder mehrere Elemente der Struktur geändert werden? Wir demonstrieren dies am Beispiel Verkabelungsgrad: Beim Referenzunternehmen sind für die Leitungen in bestimmtem Umfang Kabel und Freileitungen installiert. Wären mehr Kabel installiert, so würde ein Teil der Freileitungen bei gleicher Länge des gesamten Lei-

³¹ In den Tabellen dieses Kapitels sind Zahlen teilweise gerundet dargestellt. Gerechnet wurde immer mit den genauen Zahlen.



tungsnetzes insgesamt ersetzt. Die sich dadurch ergebende Kostenänderung wird nun auf die Änderung des Verkabelungsgrades bezogen. Damit die Angaben vergleichbar sind, werden die Kostenangaben auf den Stromabsatz bezogen. Die Formel (4.1) zeigt die Berechnungsweise. Tatsächlich ist die Berechnung aufwendiger, weil die spezifischen Kosten für Kabel und Leitungen nicht für alle Unternehmen gleich sind. Das Verlegen von Kabeln ist z. B. in dicht besiedelten Gebieten teurer als in dünner besiedelten Gebieten. Soweit solche Unterschiede eine Rolle spielen, wurden sie berücksichtigt und sind bei den einzelnen weiter unten im Text erläuterten Zu- und Abschlägen im Einzelnen dargestellt.

$$(0.1) \frac{\Delta \text{Kabel}[\text{km}] * \text{Kosten}_{\text{Kabel}}[\text{€} / \text{km}] - \Delta \text{Freileitung}[\text{km}] * \text{Kosten}_{\text{Freileitung}}[\text{€} / \text{km}]}{\text{Abgabe}[\text{kWh}]}$$

Die für die Kabel und Freileitungen angesetzten Preise wurden aus der Literatur entnommen und in Expertengesprächen validiert. Bei den Kabeln ist angenommen, dass nach Verlegung die Wiederherstellung der Oberfläche vom Netzbetreiber zu bezahlen ist. Deshalb sind die Kosten auch in dichter besiedelten Gebieten höher. Soweit solche Kosten nicht vom Netzbetreiber zu bezahlen sind (z.B. wenn eine Straße ohnehin erneuert werden muss), werden die tatsächlich vom EVU zu tragenden Kosten in unserer Modellrechnung überschätzt. Die eine oder andere Abweichung mag sich daraus erklären.

4.2 Ermittlung der Strukturklassen

Nach der VV2+ werden Strukturklassen u.a. nach der Einwohnerdichte der besiedelten Flächen nach Infas gebildet. Für die von uns ausgewählten EVU erfolgte eine Einordnung in eine Strukturklasse nach einem gewogenen Mittelwert aus der Strukturklassenzuordnung der einzelnen Postleitzahlzellen des jeweiligen EVU.

Die Zuordnung der Zellen erfolgte nach den Strukturklassen der VV2+:

Einwohnerdichte <2500 Einw./km ²	Strukturklasse 1	Strukturfaktor = 1
Einwohnerdichte >=2500 und <3500 Einw./km ²	Strukturklasse 2	Strukturfaktor = 2
Einwohnerdichte >=3500 Einw./km ²	Strukturklasse 3	Strukturfaktor = 3

Der sich so ergebende Wert wurde mit der Bevölkerung der jeweiligen Zelle multipliziert. Die Einordnung des Gesamtunternehmens i ergibt sich dann aus

$$(0.2) \text{Strukturfaktor}_i = \frac{\sum_j Z_j * B_j}{\sum_j B_j}$$

mit Z_j = Strukturfaktor der Zelle j , B_j = Bevölkerung der Zelle j

Der Vorteil dieser Vorgehensweise besteht darin, dass Unternehmen die in Teilen des Versorgungsgebiets eine recht unterschiedliche Struktur aufweisen, mit ihrer unterschiedlichen Struktur besser Berücksichtigung finden. Der so für die Unternehmen ermittelte Strukturfaktor ist insbesondere für die Bemessung der Leitungs- und Umspannkosten von Bedeutung.

4.3 Parameter

Die Berechnungen erfolgten mit einem Zinssatz von 6,8% (Realzins entsprechend VV2+ zuzüglich Risikozuschlag von 2%). Die weiteren Parameter sind im Anhang dokumentiert.

4.4 Verkabelungsgrad

Berechnung

1. Die spezifischen Kosten für eine Zunahme /Abnahme des Verkabelungsgrads werden mit dem Modell ermittelt. Dabei erfolgt eine Differenzierung nach dem Strukturfaktor (s.o. Formel (0.2)), um den unterschiedlichen Kosten von Kabeln, Leitungen und Umspannstationen je nach Besiedlungsdichte Rechnung zu tragen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4-1 dargestellt.
2. Die Kostendifferenz zum Referenzunternehmen besteht aus zwei Elementen:
 - a. Den unterschiedlichen Preisen für Kabel / Leitungen je nach Struktur des Gebiets und
 - b. dem Unterschied im Verkabelungsgrad selbst.

Aus diesem Grund werden die spezifischen Kostendifferenzen für die Strukturklassen in unserer feinen Aufteilung ermittelt.

Die Kostendifferenz für ein Vergleichsunternehmen wird nun für den Verkabelungsgrad nach folgender Gleichung für Nieder- und Mittelspannungsnetz ermittelt. Das erste Element der Gleichung stellt die Zusatzkosten für den Verkabelungsgrad für das Vergleichsunternehmen dar, das zweite die entsprechenden Kosten des Referenzunternehmens. Durch diese Vorgehensweise ist sichergestellt, dass Kostendifferenzen nach 2.a und 2.b berücksichtigt werden.

$$(0.3) \text{ Zuschlag}_{\text{Vkgrad}} = (\text{Vkgrad}_i * \text{Faktor}_{\text{Sf}(i)}) - (\text{Vkgrad}_{\text{REF}} * \text{Faktor}_{\text{Sf}(\text{REF})})$$

Vkgrad = Verkabelungsgrad in %

Faktor = Kostendifferenz für den Verkabelungsgrad in c/kWh je Prozent Änderung

REF = Referenzunternehmen

i = zu betrachtendes Unternehmen

Sf = Strukturfaktor (Wert zwischen 1 und 3)

Die Tabelle 4-1 zeigt die Kostendifferenzparameter, die mit dem Modell ermittelt wurden. Die Tabelle ist folgendermaßen zu lesen:

Zunächst lässt sich die maximale Kostendifferenz ablesen:

Benutzt ein Unternehmen z.B. nur Freileitungen, so ergeben sich die maximalen Differenzen zu einem Unternehmen, das nur Kabel benutzt, aus der Multiplikation der Werte aus der Tabelle mit 100 (für 100%). Die maximale Kostendifferenz liegt also je nach Strukturfaktor zwischen 1,31 c/kWh und 1,58 c/kWh im NS-Netz und zwischen 0,3 c/kWh und 0,6 c/kWh im MS-Netz.



Ein Beispiel zur Verdeutlichung der Vorgehensweise

Das Referenzunternehmen weist einen Verkabelungsgrad von 66% im NS-Netz und 51% im MS-Netz bei einem Strukturfaktor von 2,39 auf.

Das Vergleichsunternehmen hat einen Verkabelungsgrad von 97% im NS-Netz und 95% im MS-Netz. Der Strukturfaktor beträgt 2,6.

Berechnung NS-Netz: $(97 \cdot 0,01373) - (66 \cdot 0,01406) = 0,40 \text{ c/kWh}$

Berechnung MS-Netz: $(95 \cdot 0,0042) - (51 \cdot 0,0037) = 0,21 \text{ c/kWh}$

Das Vergleichsunternehmen hat also aufgrund seines Verkabelungsgrads im NS-Netz 0,40 c/kWh höhere Kosten, während im MS-Netz um 0,21 c/kWh höhere Kosten anfallen.

Den Kostendifferenzen in der Tabelle liegen jeweils nur die Kosten im betrachteten Netz zugrunde. Ergibt sich eine Kostendifferenz sowohl im MS- wie im NS-Netz, so ist diese für NS-Kunden zu addieren, da das Netzentgelt im NS-Bereich die Entgelte für die vorgelegerten Stufen mit enthält. Im obigen Beispiel dürfte der durchschnittliche NS Preis also um $(0,40 + 0,21) = 0,61 \text{ c/ kWh}$ abweichen.

Strukturfaktor	Kostendifferenz je % Verkabelungsgrad in c/kWh	
	NS	MS
1	0,01153	0,0024
1,1	0,01153	0,0024
1,2	0,01153	0,0024
1,3	0,01153	0,0024
1,4	0,01227	0,0028
1,5	0,01227	0,0028
1,6	0,01275	0,0030
1,7	0,01275	0,0030
1,8	0,01300	0,0031
1,9	0,01300	0,0031
2	0,01324	0,0035
2,1	0,01324	0,0035
2,2	0,01324	0,0035
2,3	0,01324	0,0035
2,4	0,01406	0,0037
2,5	0,01361	0,0037
2,6	0,01373	0,0042
2,7	0,01397	0,0048
2,8	0,01397	0,0051
2,9	0,01397	0,0054
3	0,01397	0,0055

Tabelle 4-1: Kostendifferenz für den Verkabelungsgrad

4.5 Auslegung des Netzes

Die spezifischen Kosten pro Kilowattstunde lassen sich definieren als:

$$\frac{K}{x} = \frac{L}{E} * \frac{K_L}{L} * \frac{K_L + K_T}{K_L} / \frac{x}{E}$$

mit K = Gesamtkosten des Netzes,

(0.4) K_L = Kosten der Leitungen, K_T = Kosten der Umspannung,

L = Leitungslänge, E = Einwohner, x = Stromabgabe

mit $\kappa = \frac{K}{x}$, $\alpha = \frac{L}{E}$, $\beta = \frac{K_L}{L}$, $\tau = \frac{K_L + K_T}{K_L}$ und $\chi = \frac{E}{x}$ lässt sich dies schreiben:

$$(0.5) \kappa = \alpha * \beta * \tau * \chi$$

Die Leitungskosten pro abgegebener Kilowattstunde lassen sich aus der Gleichung ermitteln als abhängig von der Länge der installierten Leitungen pro Einwohner, den spezifischen Kosten der Leitung, dem Aufschlag auf die Leitungskosten für die Umspannung und der Stromabgabe pro Einwohner.

Die spezifischen Kosten der Leitung (β) sind unabhängig vom einzelnen Versorgungsgebiet. Allerdings ist der Parameter β abhängig von dem durch die Einwohnerdichte bestimmten Strukturfaktor des Versorgungsgebiets. Das Versorgungsgebiet wird durch die Größen Stromabgabe/Einwohner ($1/\chi$) und Leitungslänge/Einwohner (α) und den Aufschlag für die Umspannung (τ) beschrieben.

Für die Bestimmung von Zu- und Abschlägen können α (geografischer Faktor zur Beschreibung der Verteilung im Raum) und χ (Absatzintensität) verwendet werden. Unterscheiden sich diese Werte vom Referenzunternehmen, so ergeben sich daraus Kostenunterschiede. Der Parameter β kann mithilfe des Unternehmensmodells ermittelt und für unterschiedliche Einwohnerdichten differenziert werden.

Eine vollständige Analyse der Kostendifferenzen ist allerdings auf der Basis veröffentlichter Daten nicht möglich, da die veröffentlichten Daten bei der Abgabe von Strom nicht nach Spannungsstufen differenziert sind, so dass für die einzelnen Spannungsstufen der Parameter χ nicht ermittelt werden kann. Wir beschränken uns daher auf die Kosten, soweit sie leitungsbedingt sind, indem wir teilweise für χ den Wert des Referenzunternehmens einsetzen.

Liegen jedoch Informationen für ein Vergleichsunternehmen vor, so ist es mit der beschriebenen Methode einfach, die Rechnung im Hinblick auf eine Variation des Absatzes zu verfeinern.

Für das Mittelspannungsnetz berücksichtigen wir keine Kosten der Umspannung ($\tau = 1$). Dies ergibt sich daraus, dass bei der Berechnung der zugrundezulegenden Netzentgelte der Unternehmen die Entgelte für das Übertragungsnetz einschließlich der Umspannung auf das Mittelspannungsnetz abgezogen wurden. Die Abgrenzung zwischen Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz unterscheidet sich örtlich. Es kann also sehr wohl sein, dass ein Mittelspannungsnetzbetreiber auch die Umspannanlagen von HS auf MS betreibt. Die Bilanzgrenze unserer Rechnung beginnt jedoch erst hinter der Umspannanlage.

Falls ein MS-Netzbetreiber für diese Umspanneinrichtungen jedoch höhere Kosten hat als dem Entgelt entspricht, das ein Übertragungsnetzbetreiber für die Umspannung verlangt, betrachten wir das Entgelt des Übertragungsnetzbetreibers als Referenzpreis, so dass



höhere Kosten gegenüber diesem Referenzpreis bei einer Vergleichsmarktanalyse nicht zu den objektiv bedingten Faktoren einer Preisabweichung gezählt werden können.

Für das Referenzunternehmen ergeben sich folgende Werte für das Mittelspannungsnetz:

$$\begin{aligned}
 &\alpha = 4,22 \text{ [m/Einwohner]} \\
 (0.6) \quad &\chi = 0,306 \text{ [Einwohner/MWh]} \text{ entspricht } 3268 \text{ kWh/Einwohner} \\
 &\beta = 8066 \text{ [€/km]} \text{ inkl. Schalteranlagen im MS-Netz} \\
 &\tau = 1 \text{ Aufschlagsfaktor für Umspannung}
 \end{aligned}$$

Dabei ist als Stromabgabe aus dem Mittelspannungsnetz die Abgabe an Kunden im MS-Netz zuzüglich der Kunden im NS-Netz zugrundegelegt.

Die durchschnittlichen Kosten im MS-Netz betragen also

$$\begin{aligned}
 (0.7) \quad &\kappa = \alpha * \beta * \chi * \tau \\
 &\kappa = 4,22 * 8066 * 0,306 / 1000 = 10,42 \text{ [€/MWh]}
 \end{aligned}$$

Für das Niederspannungsnetz ergeben sich folgende Werte:

$$\begin{aligned}
 (0.8) \quad &\alpha = 8,94 \text{ [m/Einwohner]} \\
 &\chi = 0,626 \text{ [Einwohner/MWh]} \text{ entspricht } 1597 \text{ kWh/Einwohner} \\
 &\beta = 5366,3 \text{ [€/km]} \text{ inkl. Schalteranlagen im NS-Netz} \\
 &\tau = 1,057 \text{ Aufschlagfaktor für Umspannung}
 \end{aligned}$$

Die durchschnittlichen Kosten im NS-Netz betragen also

$$\begin{aligned}
 (0.9) \quad &\kappa = \alpha * \beta * \chi * \tau \\
 &\kappa = 8,94 * 5366 * 0,626 * 1,057 / 1000 = 31,78 \text{ [€/MWh]}
 \end{aligned}$$

Die Berechnung der Zu- und Abschläge erfolgt nun für das MS- und das NS-Netz nach folgender Formel:

$$(0.10) \text{ Zuschlag}_{\text{Netz}} = \kappa_i - \kappa_{\text{REF}}$$

Wir gehen davon aus, dass die notwendige Länge eines Netzes sehr stark geografisch bedingt ist und damit zu den objektiven Faktoren bei einer Vergleichsmarktanalyse gehört. Deshalb werden die Leitungslängen in der Gleichung (0.7) durch den Faktor α berücksichtigt. Daneben wirkt sich der Absatz auf die Verwertung der vorzuhaltenden Kapazität aus. Eine gleiche Netzlänge bei höherem (niedrigerem) Absatz erfordert niedrigere (höhere) Preise, um zum gleichen Kostendeckungsgrad zu kommen. Der Absatz ist von den wirtschaftlichen und sozialen Gegebenheiten in einer Region abhängig und hat für den Netzbetreiber ebenfalls objektiven Charakter. Dies gilt in besonderem Maße für Gebiete in den neuen Bundesländern, wo die Netzinfrasturinvestitionen der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklung vorlaufen und daher notwendigerweise bezogen auf die tatsächlich abgesetzte Kilowattstunde teurer sein müssen.

Da keine veröffentlichten Daten über den Absatz im Mittelspannungsnetz vorliegen, können wir bei der Strukturanalyse der Preise den Parameter χ , der den Absatz repräsentiert, nicht unternehmensspezifisch berücksichtigen.

Deshalb berechnen wir simulativ den Einfluss dieses Faktors. Die Bandbreite der simulierten Werte ergibt sich dabei aus dem Absatz im Niederspannungsnetz des zu vergleichenden Unternehmens als Mindestwert einerseits und dem Absatz des Referenzunternehmens

mens als Maximalwert. In dieser Bandbreite besteht eine Unsicherheit hinsichtlich der anzuwendenden Referenzkosten.

Die für den Vergleich verwendeten Parameter zeigt Tabelle 4-2. In der Tabelle zeigt sich der Einfluss der strukturellen Gegebenheiten: Die Kosten pro km Leitung steigen mit der Einwohnerdichte, während der Aufschlag für die Umspannung von MS auf NS zurückgeht, da bei größerer Besiedlungsdichte größere und relativ kostengünstigere Trafos eingesetzt werden können.

Strukturfaktor	Kosten pro km: κ in €/km		Umspannung MS/NS
	MS	NS	Aufschlagfaktor τ
1	7264,41	4961,37	1,08
1,1	7264,41	4961,37	1,08
1,2	7264,41	4961,37	1,08
1,3	7264,41	4961,37	1,08
1,4	7419,89	5056,71	1,07
1,5	7419,89	5056,71	1,07
1,6	7523,54	5120,27	1,07
1,7	7523,54	5120,27	1,07
1,8	7575,36	5152,05	1,07
1,9	7575,36	5152,05	1,07
2	7704,92	5183,83	1,06
2,1	7704,92	5183,83	1,06
2,2	7704,92	5183,83	1,06
2,3	7704,92	5183,83	1,06
2,4	8039,22	5417,63	1,06
2,5	7821,53	5231,50	1,05
2,6	8002,92	5247,39	1,05
2,7	8249,09	5279,17	1,05
2,8	8404,56	5279,17	1,05
2,9	8521,17	5279,17	1,05
3	8560,04	5279,17	1,05

Tabelle 4-2: Kostenparameter für Leitungen und Umspannung für den Vergleich



Ein Beispiel zur Verdeutlichung der Vorgehensweise

Mittespannungsnetz

Für das Referenzunternehmen gilt:

$$\alpha = 4,22 \text{ [m/Einwohner]}$$

$$\chi = 0,306 \text{ [Einwohner/MWh]} \text{ entspricht } 3268 \text{ kWh/Einwohner}$$

$$\beta = 7704,92 \text{ [€/km]} \text{ inkl. Schalteranlagen im MS-Netz}$$

$$\text{Strukturfaktor} = 2,3$$

Für das Vergleichsunternehmen gilt:

$$\alpha = 4,22 \text{ [m/Einwohner]}$$

$$\chi = 0,306 \text{ [Einwohner/MWh]} \text{ entspricht } 3268 \text{ kWh/Einwohner}$$

$$\beta = 7704,92 \text{ [€/km]} \text{ inkl. Schalteranlagen im MS-Netz}$$

$$\text{Strukturfaktor} = 2,38$$

$$\kappa_{\text{REF}} = 4,22 * 0,306 * 7704,92 / 1000 = 9,95 \text{ €/MWh}$$

$$\kappa_i = 3,06 * 0,306 * 8002,92 / 1000 = 7,49 \text{ €/MWh}$$

$$\Delta\kappa = \kappa_i - \kappa_{\text{REF}} = -2,46 \text{ €/MWh}$$

Das Vergleichsunternehmen hat also aufgrund seiner Netzauslegung einen Kostenvorteil von 2,46 €/MWh, wenn der Absatz auf einem mit dem Referenzunternehmen vergleichbaren Niveau liegt.

Niederspannungsnetz

Für den NS Bereich ergibt sich folgende Rechnung:

$$\alpha = 8,94 \text{ [m/Einwohner]}$$

$$\chi = 0,626 \text{ [Einwohner/MWh]} \text{ entspricht } 1597 \text{ kWh/Einwohner}$$

$$\beta = 5183,83 \text{ [€/km]} \text{ inkl. Schalteranlagen im NS-Netz}$$

$$\tau = 1,057 \text{ Aufschlagfaktor für Umspannung}$$

Für das Vergleichsunternehmen gilt:

$$\alpha = 6,68 \text{ [m/Einwohner]}$$

$$\chi = 0,5165 \text{ [Einwohner/MWh]} \text{ entspricht } 1936 \text{ kWh/Einwohner}$$

$$\beta = 5247,39 \text{ [€/km]} \text{ inkl. Schalteranlagen im NS-Netz}$$

$$\tau = 1,052 \text{ Aufschlagfaktor für Umspannung}$$

$$\kappa_{\text{REF}} = 8,94 * 0,626 * 5183,83 * 1,057 / 1000 = 30,66 \text{ €/MWh}$$

$$\kappa_i = 6,68 * 0,5165 * 5247,39 * 1,052 / 1000 = 19,05 \text{ €/MWh}$$

$$\Delta\kappa = \kappa_i - \kappa_{\text{REF}} = -11,61 \text{ €/MWh}$$

4.6 Berücksichtigung der Ausstattung mit Transformatoren.

Diese Parameter gelten bei einer gegebenen Ausstattung mit Umspannanlagen im NS-Netz. Diese Ausstattung gehört jedoch nur teilweise zu den objektiven Faktoren des Vergleichs. Einerseits ist eine Vorhaltung von Trafostationen durch die Besiedelung bestimmt. So können z.B. Überkapazitäten bei Streusiedelungen unvermeidbar sein (objektiv), andererseits ist sie abhängig vom Strombedarf. Der zweite Gesichtspunkt muss daher bei der Bestimmung von Zu- und Abschlägen berücksichtigt werden.

Tabelle 4-3 zeigt einige Indikatoren der Auslegung von Netzen und Transformatoren in Deutschland gesamt, dem Referenzgebiet und dem Durchschnitt der Unternehmensauswahl der Vergleichsanalyse (Unternehmen, deren Preise in Kapitel 3 verglichen wurden). Beim Vergleich der Angaben ist eine gewisse Vorsicht geboten, weil die Daten teilweise aus unterschiedlichen Quellen stammen. Gemessen am deutschen Durchschnitt weist das Referenzunternehmen einerseits eine höhere Ausstattung mit Transformatoren auf, andererseits sind die Leitungslängen pro Kopf der Bevölkerung unterdurchschnittlich, was mit der höheren Besiedlungsdichte gegenüber anderen Teilräumen in Deutschland zu erklären ist.

	D gesamt	Referenz	Auswahl
NS Leitungen pro Kopf [m/Kopf]	11,8	8,9	9,1
NS Verkabelungsgrad	80%	66%	80%
MS Leitungen pro Kopf [m/Kopf]	5,8	4,2	3,5
MS Verkabelungsgrad	64%	51%	61%
NS Trafoleistung [kVA/Kopf]	1,1	1,3	---
Stromabgabe / Trafoleistung [kWh/kVA]	--	1202,3	--

Tabelle 4-3: Indikatoren der Netzauslegung im Vergleich

Bei einer Vergleichsmarktanalyse müssen diese Unterschiede ausgeglichen werden.

Angaben zu Transformatoren sind für Deutschland insgesamt, nicht jedoch für einzelne Unternehmen veröffentlicht. Wir gehen im folgenden davon aus, dass die notwendige Ausstattung abhängig vom Stromabsatz im Gebiet des Stromverteilers ist. Die Ausstattung mit Trafos pro Kopf der Bevölkerung ist beim Referenzunternehmen überdurchschnittlich hoch. Damit ergibt sich auch eine niedrige Auslastung gemessen an der Stromabgabe pro Einheit Trafo (1202 kWh/kVA bzw. 0,832 kVA/MWh). Dieser Wert kann nun benutzt werden, um eine Anpassung der Kosten für die Unternehmen vorzunehmen, bei denen die Stromabgabe niedriger ist als beim Referenzunternehmen.

$$\mu = T / x, \quad T = \text{Trafoleistung}, \quad x = \text{Abgabe}$$

$$\mu = 0,832 \text{ kVA/MWh}$$

$$\lambda = \frac{\text{Trafoleistung}_i}{\text{Trafoleistung}_{\text{REF}}} = \frac{\mu * \chi_i}{\mu * \chi_{\text{REF}}} = \frac{\chi_i}{\chi_{\text{REF}}}$$

Mithilfe des Faktors λ werden die Kosten der Umspannung nach unten angepasst, wenn

$$\chi_i > \chi_{\text{REF}}$$

Für den umgekehrten Fall ist keine Anpassung notwendig, da der zugrundegelegte Wert von μ bereits eine große Kapazitätsreserve enthält.



Aufgrund dieser Überlegungen kann Gleichung (0.5) umformuliert werden:

$$(0.11) \kappa = \alpha * \beta * \chi * \{1 + (\tau - 1) * \lambda\}$$

Insgesamt ergibt sich daraus folgende Berechnung der Zu- und Abschläge:

$$\text{Zuschlag}_i = \Delta \text{Verkabelungsgrad} + \Delta \text{Netzauslegung (inkl. Trafoaustattung)}$$

Ein Beispiel zur Verdeutlichung der Vorgehensweise		
MS-Netz		
Δ Verkabelungsgrad MS-Netz (siehe oben):	0,24	c/kWh
Δ Netzauslegung MS-Netz (siehe oben)	-0,26	c/kWh
Zuschlag MS-Netz:	-0,02	c/kWh
Dieser Zuschlag kann im Durchschnitt auf alle Preise im MS-Netz bezogen werden.		
NS-Netz		
Δ Verkabelungsgrad NS-Netz (siehe oben):	0,49	c/kWh
Δ Netzauslegung NS-Netz	-0,12	c/kWh
+ Zuschlag MS-Netz	-0,02	c/kWh
Zuschlag NS-Netz	0,35	c/kWh
Dieser Zuschlag kann im Durchschnitt auf alle Preise im NS-Netz bezogen werden.		

4.7 Berücksichtigung von Unsicherheiten

Bei der Ableitung der Kostendifferenzen für strukturelle Unterschiede konnten geologische Unterschiede, die zu unterschiedlichen Verlegekosten für Kabel bzw. Leitungen führen können, nicht berücksichtigt werden. Bei einer genaueren Einzelfallprüfung müssen solche Faktoren in Ansatz gebracht werden.

Generell ist es bei der Vergleichsmarktanalyse üblich, einen gewissen Unsicherheitszuschlag vorzusehen. Wir haben deshalb im Folgenden nur solche Preise analysiert, die um mehr als die angenommene Unsicherheitsmarge von 10% von dem Referenzpreis abweichen.

Eine weitere Unsicherheit in der Analyse besteht darin, dass die abgeleiteten Strukturfaktoren auf der Basis echter Kosten eines tatsächlichen Unternehmens abgeleitet wurden. Dieses Unternehmen hat einen relativ günstigen Preis. Eine andere Frage ist allerdings die Kosteneffizienz dieses Referenzunternehmens. Bei niedrigem Preis ist eine hohe Kosteneffizienz sehr wahrscheinlich. Es ist aber dennoch denkbar, dass Unternehmen mit einer ungünstigeren Struktur keine höhere Preise aufweisen, weil sie ihre Kostenstruktur entsprechend optimiert haben.

Die von uns durchgeführte Analyse ist daher nur geeignet, Preisabweichungen nach oben zu analysieren. Das genannte Problem ist eines der Strukturprobleme einer Vergleichs-

marktanalyse. Sichergestellt ist jedoch, dass die von uns errechneten Kostenunterschiede für Strukturfaktoren auf der Basis eines Unternehmens abgeleitet wurden, das in der Lage ist, günstige Preise anzubieten.

4.8 Ergebnisse

Diese Analyse fußt ausschließlich auf veröffentlichten Daten. Hinsichtlich der Preise sind dies von den Unternehmen selbst veröffentlichten Angaben, die insofern als zuverlässig erscheinen. Die Strukturdaten der Unternehmen stammen aus der VDEW-Statistik von 1998. Diese enthält u. a. Angaben zu den Netzlängen und auch Zahlen zum Stromabsatz. Insbesondere hinsichtlich der Absatzzahlen ist die VDEW-Statistik nur eingeschränkt zuverlässig, da der Absatz in verschiedenen Definitionen abgefragt wurde und nicht sicher ist, dass die Unternehmen diese Konvention genau eingehalten haben.

Der Stromabsatz ist aber eine der wesentlichen strukturprägenden Größen für die Netzentgelte. Eine besondere Schwierigkeit für unsere Analyse liegt darin, dass es keine veröffentlichten statistischen Informationen zum Absatz von Strom nach Spannungsstufen gibt. Die Unterscheidung des Absatzes erfolgt lediglich nach institutionellen Gesichtspunkten (Sonderkunden, Industriekunden, Tarifabnehmer). Von Netzgebiet zu Netzgebiet können sich hier die Strukturen sehr stark unterscheiden. Die Unterschiede der von den Unternehmen ausgewiesenen Angaben zum Stromabsatz, bezogen auf die Bevölkerung, sind recht erheblich und stimmen mit dem, was über die Verbrauchsstrukturen allgemein bekannt ist, oft nicht überein.

Deshalb wurde die Analyse auch mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch des Referenzunternehmens gemacht, um den Einfluss falscher Angaben bei den einzelnen Unternehmen auszugleichen und vergleichbare Werte zu bekommen. Insoweit werden also von den Strukturfaktoren nur die Leitungslänge und der Verkabelungsgrad in den Zahlen sichtbar.

Bei der Festlegung von Netzentgelten geht es um zwei Probleme:

1. Festlegung des Niveaus der Netzentgelte eines Netzsegments im Verhältnis zu den Kosten (Preisniveau) und
2. Festlegung der Preise für einzelne Kundengruppen in einem Netzsegment (Preisstruktur). Unternehmen haben einen Spielraum zur Allokation der Kosten eines Netzsegments auf die Verbrauchergruppen in diesem Netzsegment. Theoretisch soll die Allokation der Kosten auf die Verbrauchergruppen auf dem Beitrag der Verbrauchergruppen zur Spitzenlast (Nachfrageverhalten) aufbauen.

Es kann also zwei Arten von Missbrauch geben:

- Abweichen von wettbewerblichen Netznutzungsentgelten, d.h. die Forderung höherer Netznutzungsentgelte als sie sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden und
- Preisstrukturmissbrauch (ungerechtfertigte Preisspaltung), d.h. eine Differenzierung der Preise, die aus der Kostenstruktur nicht gerechtfertigt ist.

In diesem Gutachten konnte ein Preisstrukturmissbrauch nicht behandelt werden. Allerdings zeigt das Gutachten auf, mit welcher Methodik ein Preisstrukturmissbrauch bei Vorliegen entsprechender Daten (Absatz nach Kundengruppen und Lastcharakteristik der



Kundengruppen) analysiert werden kann. Hierzu wurden Simulationsrechnungen mit den VDEW Lastprofilen durchgeführt.

Das Gutachten behandelt detailliert die Abweichung von einem wettbewerbsanalogem Preis. Für jedes in die Untersuchung einbezogene Unternehmen wurden aufgrund seiner Strukturmerkmale Kostendifferenziale zum Referenzunternehmen berechnet. Weiter wurde eine Preisdifferenz zum vom Referenzunternehmen verlangten Preis gebildet. Beide zusammen bilden den Abstand zum Referenzpreis ab (Delta in der Formel).

$$\text{Delta} = (\text{Preis}_i - \text{Preis}_{\text{REF}}) - \text{Kostenunterschied}_i$$

i = Vergleichsunternehmen, REF=Referenzunternehmen

Hat ein Unternehmen z.B. einen höheren Preis und aufgrund eines höheren Verkabelungsgrades ebenso höhere Kosten, so ist Delta =0.

Für alle Abnahmefälle wurden Unternehmen in eine Liste aufgenommen, bei denen das gefundene Delta positiv und größer war als 10% des Referenzpreises (Unsicherheitsbereich).

Insgesamt konnten 133 Unternehmen in diese Untersuchung einbezogen werden: Dabei entfielen 23 auf die neuen Bundesländer (vgl. auch Tabelle 4-4).

	Unternehmen		Bevölkerung	
	Anzahl	Anteil	Mio. Einw.	Anteil
Gesamtzahl Unternehmen	133		58,1	
davon alte Bundesländer (ABL)	110	82,7%	47,2	81,1%
davon neue Bundesländer (NBL)	23	17,3%	11,0	18,9%

Tabelle 4-4: Untersuchte Unternehmen

Tabelle 4-5 zeigt die Ergebnisse für die Abweichung zwischen Referenzpreis und gefordertem Preis sowie dem strukturellen Kostenunterschied (siehe obige Formel). Alle Unternehmen mit einem Delta, das größer als 10% des Referenzpreises ist, sind in der Tabelle gezählt worden. Dazu ist die Bevölkerung in den entsprechenden Versorgungsgebieten angegeben. Die Tabelle 4-6 zeigt das Absatzvolumen der in Tabelle 4-5 dargestellten Unternehmen sowie die absolute Höhe des Delta (Preisdifferenz minus Kostendifferenz multipliziert mit Abgabe) und die Bandbreite der gefundenen Wert für das Delta.

Im Mittelspannungsbereich weicht der Preis bei mehr als 60% der Unternehmen um mehr als 10% von dem strukturell begründbaren Preis ab. Allerdings sind dies eher die kleineren Unternehmen, so dass nur ca. 30% der Bevölkerung betroffen sind. Da keine Statistik über den Absatz im Mittelspannungsnetz vorliegt, erfolgte die Bewertung mit dem Absatz/Kopf des Referenzunternehmens. Bei einer Einzelfallanalyse kann sich daher die relative Position eines Unternehmens anders darstellen.

Im Niederspannungsbereich ergeben sich Unterschiede je nach betrachtetem Tarif. Dies ist eine Folge der großen Unterschiede bei der Höhe des Festpreiselementes im Verhältnis zum variablen Preiselement. Haushalt und Gewerbe sind nach dem gleichen Tarif berechnet. Jedoch ist die Abnahme bei dem von uns betrachteten Fall beim Gewerbe mehr als acht Mal so hoch. Bei dieser höheren Abnahme ist die Zahl der Unternehmen außerhalb des strukturell zulässigen Preisbandes erheblich kleiner als bei der niedrigeren Abnahme.

Beim leistungsgemessenen Preis dagegen ist die Zahl der Unternehmen, die über dem strukturell zulässigen Preis liegen besonders hoch und zwar unabhängig von der Abnahme.

Wie schon gesagt wurde, besteht für die Unternehmen ein Spielraum für die Gestaltung der Preise in den einzelnen Segmenten. Deshalb wurden noch zwei Mischfälle dargestellt (NS Mix1 und NS Mix2). Der erste ist stark haushaltsorientiert, der zweite stärker an gewerblichen Kunden orientiert. In beiden Fällen liegt die Zahl der Unternehmen mit Preisen über dem zulässigen Bereich bei über 50%. Knapp die Hälfte der Bevölkerung ist beim Haushaltstarif betroffen, in den neuen Bundesländer knapp drei Viertel der Bevölkerung.

	Unternehmen		Bevölkerung	
	Anzahl	Anteil	Mio. Einw.	Anteil
Mittelspannung				
Gesamt	83	62,4%	18,3	31,4%
davon ABL	64	58,2%	15,0	31,8%
davon NBL	19	82,6%	3,3	29,9%
Niederspannung				
Haushalt 2	71	53,4%	26,4	45,4%
davon ABL	55	50,0%	18,3	38,8%
davon NBL	16	70%	8,1	73,9%
Gewerbe	48	36,1%	6,7	11,5%
davon ABL	34	30,9%	3,7	7,8%
davon NBL	14	61%	3,0	27,1%
NSLA mit Leistungsmessung 2500h	109	82,0%	39,0	67,2%
davon ABL	87	79,1%	28,1	59,6%
davon NBL	22	96%	10,9	99,8%
NSLB mit Leistungsmessung 4000h	114	85,7%	39,7	68,3%
davon ABL	91	82,7%	28,8	61,0%
davon NBL	23	100%	11,0	100,0%
NS Mix (85%HH2,10% Gew.,5% NSLA)	74	55,6%	26,8	46,1%
davon ABL	57	51,8%	18,6	39,5%
davon NBL	17	74%	8,2	74,6%
NS Mix (50%HH2,25% Gew.,25% NSLA)	83	62,4%	30,7	52,8%
davon ABL	66	60,0%	22,5	47,7%
davon NBL	17	74%	8,2	74,6%

Tabelle 4-5: Delta nach Spannungsstufe und Tarif

Erläuterung zur Tabelle 4-5:

Anzahl = Anzahl der Unternehmen mit einem Delta >10% des Referenzpreises der jeweiligen Kategorie

Bevölkerung = Bevölkerung im Versorgungsgebiet dieser Unternehmen

Bei allen untersuchten Fällen ist die relative Anzahl von Unternehmen aus den neuen Bundesländern mit einer Abweichung größer als in den alten Bundesländern. Eine Erklärung dafür kann in der Altersstruktur der Netze, eine andere in einem anderen Strom-



verbrauchsniveau liegen, schließlich kann auch die Kosteneffizienz niedriger sein. Klären lässt sich dies nur im Rahmen einer Einzelfallanalyse.

Die Tabelle 4-6 zeigt die Abgabe der Unternehmen, die in die Liste aufgenommen wurden, die absolute Höhe der Preis-/Kostendifferenz, die mittlere Preis-/Kostendifferenz und den niedrigsten und höchsten Wert. Aus der Tabelle lässt sich ersehen, dass etwa eine halbe Milliarde €/Jahr beim NS Mix mehr verlangt wird als sich aus dem Referenzpreis und der Kostenstruktur ergibt. Auch dies ist ein deutlicher Hinweis auf die Notwendigkeit einer Überprüfung der Preise.

	Abgabe	Delta	Mittelwert	Min	Max
	TWh	Mio €/Jahr	c/kWh		
Mittelspannung					
Gesamt	67,4	282,9	0,42	0,1	1,7
davon ABL	55,3	233,1	0,42		
davon NBL	12,1	49,9	0,41		
Niederspannung					
Haushalt 2	50,1	554,2	1,11	0,5	5,1
davon ABL	34,7	344,2	0,99		
davon NBL	15,4	210,0	1,37		
Gewerbe	12,6	140,5	1,11	0,5	4,5
davon ABL	7,0	74,7	1,07		
davon NBL	5,6	65,8	1,17		
NS mit Leistungsmessung 2500h	74,0	959,6	1,30	0,3	6,7
davon ABL	53,3	621,6	1,17		
davon NBL	20,8	337,9	1,63		
NS mit Leistungsmessung 4000h	75,3	958,7	1,27	0,2	6,6
davon ABL	54,5	720,7	1,32		
davon NBL	20,8	238,0	1,14		
NS Mix 1 (85%HH2,10% Gew.,5% NSLA)	50,8	535,7	1,05	0,5	5,4
davon ABL	35,3	332,9	0,94		
davon NBL	15,5	202,8	1,31		
NS Mix 2 (50%HH2,25% Gew.,25% NSLA)	58,2	559,3	0,96	0,5	5,3
davon ABL	42,7	360,2	0,84		
davon NBL	15,5	199,1	1,28		

Tabelle 4-6: Absatzvolumen und Kostendifferenz der Unternehmen mit einem Delta von über 10% des Referenzpreises

Erläuterung zu Tabelle 4-6:

Abgabe = Abgabe der Unternehmen mit einem Delta >10% des Referenzpreises, teilweise geschätzt (vgl. dazu Text unten .zu den Grenzen der Analyse).

Δ = Delta multipliziert mit der Abgabe

Mittelwert= Summe Δ / Summe Abgabe

Min/ Max:= kleinstes oder größtes Delta

5. Darstellung der Regulierung in anderen Ländern: Beispiel Finnland

5.1 Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes

Mit der Liberalisierung des finnischen Elektrizitätssektors wurde 1995 begonnen. Während der ersten Phase konnten Kunden mit einer Leistungsabnahme über 500 kW den Stromanbieter frei wählen und seit der zweiten Phase im Januar 1997 gilt das für alle Konsumenten. Die Elektrizität wird sowohl durch den NordPool (*Nordic Power Exchange*) als auch direkt von Erzeugern verkauft. Darüber hinaus gibt es wie in den meisten Ländern der europäischen Union einen regulierten Netzzugang zu den Elektrizitätsnetzen.

5.2 Übertragung und Verteilung der Elektrizität

Finnland hat eine geringe Bevölkerungsdichte, aber da die stromintensive Industrie relativ nah an der Erzeugung angesiedelt ist, ist das Land gut mit Deutschland vergleichbar.³² In Finnland ist das Elektrizitätsnetz in drei Teile geteilt: das nationale Stromnetz, regionale Netze und lokale Netze. Das nationale Netz besteht aus 110 kV bis 400 kV Leitungen. Es wird von einem separaten Unternehmen, Fingrid AG, unterhalten, welches die Verantwortung für die Übertragung der Elektrizität trägt. Das Unternehmen befindet sich anteilig im Besitz des Staates, Produzenten und anderen institutionellen Investoren, von denen keiner eine dominante Position im Unternehmen hat. Sehr große Kraftwerke sind direkt an das nationale Netz angeschlossen und haben das Recht, das Netz zur Übertragung des Stroms zu benutzen.³³ Fingrid AG trägt die Systemverantwortung und besitzt die Leitungen zum Ausland.

Die regionalen Netze operieren gewöhnlich mit 6-70 kV Spannung. Die regionalen und lokalen Netze sind im Besitz von regionalen und lokalen Netzbetreibern. Anfang 2001 gab es in Finnland³⁴ 100 lokale und 10 regionale Verteilungsunternehmen. Das Lastmanagement im Netz wird von Fingrid AG zusammen mit 20 anderen Unternehmen wahrgenommen.³⁵

5.3 Struktur der Netzentgelte

Die Netzentgelte in Finnland beruhen auf den Prinzipien der Kostendeckung und der Gleichbehandlung. Erstens sollen die Entgelte die Kosten der Stromverteilung decken und zweitens sollen vergleichbare Kunden gleich behandelt werden. Dies bedeutet beispielsweise, dass die Kosten eines neuen Kunden diesem in Form einer Anschlussgebühr angelastet werden.³⁶

Die Netzpreise im Niederspannungsnetz sind üblicherweise dreigeteilt in ein Fix-, ein Arbeits- und ein Leistungsentgelt. Mindestens wird ein arbeitsbezogenes Entgelt verlangt. Der fixe Teil des Preises kann ein Mess-, zeitabhängiger oder ein monatlicher Preis sein.

³² Perner und Riechmann (1999, S. 210.)

³³ IEA (2001, S.55 Energy Market Authority (EMA) (2001a, S. 28)).

³⁴ EMA (2001a, S. 28).

³⁵ SNEA (2000, S. 28).

³⁶ Lemström and Pirilä (1998, S. 2).



Fast alle Verteiler haben einen monatlichen Fixpreis als Teil ihrer Entgelte. Dieser fixe Preis besteht dann meistens aus einem Grundpreis sowie einem Blindleistungs- und Wirkleistungsentgelt. Der Grundpreis kann auch von der Größe der Hauptsicherung abhängig sein. Der Anteil des fixen Entgeltes am Gesamtentgelt ist sehr unterschiedlich und variiert zwischen den Unternehmen von 0 bis 80 %.³⁷

Gegenwärtig gibt es noch große Unterschiede bei der Preisgestaltung zwischen den Netzbetreibern. Es gibt Unterschiede innerhalb des Tages, der Woche und der Saison, was den Vergleich der Preise für die Kunden schwierig macht. Die finnische Aufsichtsbehörde EMA (Energy Market Authority) empfiehlt die landesweite zeitliche Standardisierung zumindest der einfachen Entgelte und der zugehörigen Mess- und Abrechnungsdienstleistungen. Die Preise sollen dabei als nationales Ein-Zeit-Zonen-Entgelt, tageszeitbezogenes Entgelt und jahreszeitliches Entgelt gestaltet werden. Der teuerste Preis liegt typischerweise in der Zeit von Montag bis Sonntag von 7 bis 22 Uhr ohne saisonale Preiserhöhungen und macht etwa 30 % aller von den Unternehmen angebotenen Preisformen aus.³⁸

Laut EMA soll es den Firmen erlaubt sein, die Struktur des Entgeltes frei zu wählen, damit die Kosten der Stromverteilung am effizientesten gedeckt und die Preise an die lokalen Verhältnisse angepasst werden können. Trotzdem sollen Messen und Abrechnen getrennt betrachtet werden.³⁹ Allgemein gilt, dass ein Entgelt, welches nur aus dem Arbeitspreis besteht nicht den Kosten entspricht und solche Kunden diskriminiert, die viel Strom nachfragen. Ein hoher Fixpreis diskriminiert hingegen Kleinverbraucher. Ein Merkmal des finnischen Systems ist, dass die EVU zwischen Neu- und Altkunden differenzieren. Die Preise für Altkunden können niedriger sein als die angebotenen aktuellen Preise. Da den Kunden der alte Preis nach einem Wechsel der Stromproduzenten nicht mehr angeboten wird, verhindert dies den Wettbewerb. Solche Preise sollen nach einer Übergangsperiode auslaufen.⁴⁰

Im Mittelspannungsnetz (6-70 kV) gibt es nur wenige selbstständige Produzenten, die direkt ans Netz angeschlossen sind und auch nur wenige Konsumenten, die direkt aus dem Netz beziehen. Sowohl Produzenten als auch Konsumenten müssen für den Zugang zu den Netzen bezahlen, obwohl die Produzenten manchmal eine Vergütung bekommen, wenn sie ins Netz einspeisen. Der eingespeiste und bezogene Strom wird stundenweise gemessen. Auch im Mittelspannungsnetz sind die Netzentgelte dreigeteilt in einen Fix-, einen Arbeits- und einen Leistungspreis. Die Preise sind innerhalb des Verteilungsgebiets einheitlich.⁴¹

³⁷ Kärkkäinen and Farin (2000, S. 19-23).

³⁸ EMA (2000, S. 14); Kärkkäinen and Farin (2000, SS. 56-57).

³⁹ Entsprechend diesem Gedanken wurden in unserer Analyse der deutschen Preise die Messpreise standardisiert (vgl. oben Kapitel 3).

⁴⁰ Vgl. auch EMA (2000, S. 14).

⁴¹ Teijonsalo and Antila (1998, SS.4-6).

5.4 Institutioneller Hintergrund

5.4.1 Elektrizitätsmarktgesetz⁴²

Rechtliche Grundlage des Elektrizitätssektors ist das Elektrizitätsmarktgesetz 386/1995, welches 1995 in Kraft getreten ist. Zielsetzung des Gesetzes ist die Schaffung von Rahmenbedingungen für einen effizient funktionierenden Markt, der ein ausreichendes Angebot von Strom bei hohem Versorgungsstandard zu einem angemessenen Preis sichern soll. Die primären Mittel sind ein guter Ordnungsrahmen, gut funktionierender Wettbewerb in Produktion und Verkauf und die Sicherung angemessener und fairer Prinzipien in der Bereitstellung von Netzdienstleistungen.

Die EVU unterliegen drei Verpflichtungen. Erstens muss der Netzbetreiber das Stromnetz unterhalten und ausbauen. Zweitens ist er zum Anschluss von Kraftwerken ans Netz verpflichtet, wenn sie die technischen Voraussetzungen erfüllen. Drittens muss der Netzbetreiber die Nutzung für ein angemessenes Entgelt innerhalb seiner Netzkapazität ermöglichen. Zusätzlich müssen sowohl die allgemeinen Bedingungen des Anschlusses und des Verkaufs als auch die Preise der Netzdienstleistungen und die zugrunde liegenden Kriterien der Preissetzung veröffentlicht werden.

Die Verkaufspreise und die Bedingungen des Netzzugangs und die zugrunde liegenden Kriterien müssen den Prinzipien der Gleichberechtigung und Nicht-Diskriminierung entsprechen. Die Preise der Netzleistungen müssen angemessen sein. Der Preis dieser Leistungen darf nicht abhängig vom Standort des Kunden innerhalb des Verantwortungsgebiets des Netzbetreibers sein. Der Netzbetreiber muss den Netzbetrieb, Elektrizitätsverkauf, die Produktion und die anderen Geschäftsbereiche voneinander trennen, d.h. es müssen für alle getrennten Bereiche getrennte Erfolgsrechnungen und Bilanzen für diese Tätigkeiten erstellt und offen gelegt werden. Sie müssen der EMA mit dem Firmenabschluss geliefert werden.

5.4.2 Institutionen zur Regulierung der Stromnetze

Drei Institutionen sind für den Stromsektor verantwortlich. Das *Ministerium für Handel und Industrie* entwickelt die neue Gesetzgebung weiter und stellt Lizenzen für den Bau von Hochspannungsleitungen aus. Die Energiemarktbehörde (Energy Market Authority (EMA)) ist die Institution, welche hauptsächlich für die Aufsicht und die Kontrolle der Netzaktivitäten verantwortlich ist. *The Finnish Competition Authority* und die EMA haben parallele Zuständigkeiten basierend auf dem Gesetz der Wettbewerbsbeschränkungen (*Act on Competition Restrictions*). Diese zwei Institutionen arbeiten eng zusammen.

Die EMA reguliert das Elektrizitäts- und Gasgeschäft. Die elementaren Kontrollaktivitäten beinhalten:

- Überwachung der allgemeinen Verpflichtungen und Preissetzungsprinzipien der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber,
- Verpflichtung der Stromhändler, dem Regulierer Elektrizitäts- und die Einzelhandelspreise zu liefern.

Die EMA stellt Lizenzen für die Netzaktivitäten und für den Bau der nationalen Hochspannungsleitungen von 110 kV oder höher aus. Sie ist der Berater der anderen Behörden, Unternehmen und Konsumenten und ein Vermittler in Konflikten.⁴³

⁴² Electricity Market Act (386/1995, § 1, §§ 9-15, § 32).

⁴³ IEA (2001, SS. 56-57.)



5.5 Überprüfung der Preissetzung im Stromnetz

5.5.1 Prinzipien⁴⁴

Das finnische Regulierungssystem kann als Mischung aus Renditeregulierung und Vergleichsmarktkonzept charakterisiert werden. Einerseits werden - wie in der Renditeregulierung - die angemessenen Kosten (und damit die Preise) aus den historischen Kosten des Unternehmens abgeleitet. Damit kann beurteilt werden, ob die Kosten angemessen sind. Dabei beträgt die Regulierungsperiode ein Jahr.

Andererseits hat das System Merkmale des Vergleichsmarktkonzepts. Um einen Anreiz zur Effizienzverbesserung und Kostenreduktion zu schaffen, werden die Firmen mit allen anderen Stromverteilungsunternehmen verglichen (Benchmark). Im Unterschied zur Renditeregulierung setzt die EMA den Preis nicht, sondern sie beurteilt nur, ob die Preissetzung im gesetzlichen Rahmen liegt. Die EMA kann aber von den Unternehmen verlangen, ihre Preissetzung zu verbessern, wenn sie diese unangemessen findet. Die Überprüfung der Preissetzung findet sowohl aufgrund von Beschwerden als auch aufgrund von selbstständigen Untersuchungen der EMA statt.

Die in Finnland benutzte Regulierungsmethode beruht auf der Annahme, dass die Verteilungs- und Übertragungsfirmen prinzipiell gesetzestreu agieren. Deshalb ist eine ex ante Preisregulierung in der Stromverteilung nicht nötig. Das finnische System beruht auf der ex post Überwachung, wie auch das deutsche System. Die Behörde kann den überwachten Unternehmen keine Servicepreise, Preissetzungsprinzipien, Formen der Dienstleistung oder irgendwelche andere ähnliche Angelegenheiten vorschreiben. Jede Entscheidung wird individuell getroffen. Darin unterscheidet sich das finnische System von anderen Regulierungssystemen.

Die Überwachung der Netzentgelte beruht auf dem Prinzip der Betriebskostendeckung. Das aktuelle Kostenniveau des Unternehmens wird mit den Kosten verglichen, welche das Unternehmen zu erreichen fähig wäre. Dadurch kann die Behörde die Effizienz der Unternehmen beurteilen. Die Preissetzung stellt eine ausreichende Einnahme sicher, damit es dem Unternehmen weiter möglich ist, im Markt zu bleiben. Die Einnahme soll die angemessenen Kosten der Wartung, des Betriebs und des Erhalts des Netzes decken und eine angemessene Verzinsung des investierten Kapitals gewährleisten. Bei der Definition einer angemessenen Kapitalrendite werden der niedrige Risikogehalt des Bereichs, die Finanzierungskosten der Investitionen und die lange Lebenszeit der Einrichtungen berücksichtigt. Der Wert des Kapitalstocks soll aufgrund des aktuellen Wertes des Verteilungsnetzes bewertet werden.

Einer der Hauptvorteile des Systems ist, dass nur solche Firmen untersucht werden, die der Unrechtmäßigkeit verdächtigt werden. So bleibt der Regulierungsaufwand der EMA gering, wodurch Flexibilität ins System gebracht wird und die Regulierungsorganisation klein und überschaubar bleibt. Aufgrund der Anzahl der Unternehmen würde eine ex ante Genehmigungsmethode die Behörde überlasten. Die individuellen Unternehmen sind sich der Grundlage des Überwachungssystems bewusst und wählen deshalb in der Regel selbstständig die richtigen und angemessenen Kostenniveaus.

Die ex post Überwachung verlangt trotzdem eine hohe Transparenz in der Preissetzung. Die Informationen müssen von allen bilanztechnisch selbstständigen Geschäftsbereichen geliefert werden. Diese Vorgehensweise ist relativ aufwendig, was als ein Mangel des Systems gewertet werden kann. Weil die Entscheidung der EMA während eines Beru-

⁴⁴ EMA (2001a, p. 25-28.)

fungsverfahrens nicht verbindlich ist, kann dies die Zeitspanne verlängern, in der das Unternehmen seine unangemessene Preissetzung beibehalten kann. Ein anderes Problem ist, dass die Entscheidung nur für ein einzelnes Unternehmen gilt und nicht verallgemeinert werden kann. Wenn die anderen Unternehmen aus einer Einzelentscheidung nicht lernen, bedeutet dies eine hohe Belastung für die Aufsichtsbehörde, weil keine selbstgesteuerten Lerneffekte stattfinden. Die bisherige Entwicklung deutet aber daraufhin, dass die Unternehmen auf Regulierungsentscheidungen reagieren (vgl. dazu unten Seite 71).

5.5.2 Bemessung der Kosteneffizienz mit der DEA Methode⁴⁵

Die EMA hat mit der Helsinki School of Economics and Business Administration eine für die finnische Situation angemessene Methode entwickelt, um die Kosteneffizienz der EVU bewerten zu können. Diese Methode wurde entwickelt um die Angemessenheit der Netzentgelte im Hinblick auf die Effizienz der Unternehmen beurteilen zu können. Mit der angewandten Methode (DEA, *Data Envelopment Analysis*) soll ein Vergleich der EVU mit Berücksichtigung struktureller Unterschiede durchgeführt werden. Diese Methode wird für die Entscheidungen in Bezug auf die Angemessenheit der Preissetzung für 2002 angewandt, d.h. die ersten Entscheidungen werden frühestens im Jahr 2003 getroffen.

Die gewählte Vorgehensweise ist ein inputorientiertes Modell, welches auf der Annahme variabler Skalenerträge beruht. Die Betriebskosten, so weit wie sie vom Unternehmen kontrollierbar sind, stellen die Inputvariable dar, während die Menge und die Qualität der verteilten Elektrizität als Outputvariable benutzt werden. Die Strommenge ist mit den durchschnittlichen nationalen auf der Spannungsstufe beruhenden Netztarifen gewichtet. Der gleitende Durchschnitt der Gesamtunterbrechungszeit der Kunden wird als Qualitätsindikator gewählt. Die geographische Verteilung der Kunden wird als Indikator der Umgebung gewählt. Sie wird mit der Summe der Leitungslängen auf verschiedenen Spannungsstufen geschätzt. Die Kundenmenge charakterisiert auch das Geschäftsfeld als Faktor der Umgebung.

Die Investitionen ins Netz beruhen auf dem dreijährigen (aktuelles Jahr und zwei vorherige Jahre) Durchschnitt der Netzinvestitionen, korrigiert mit dem Verbraucherpreisindex des zugehörigen Jahres. Für übermäßige Investitionen ist keine Abschreibung erlaubt. Übermäßige Investitionen sind Investitionen, die die notwendigen Ersatzinvestitionen und die begründbaren Erweiterungsinvestitionen überschreiten.⁴⁶

Das Grundmodell, das die Faktorproduktivität misst, kann analytisch dargestellt werden als Gleichung:

$$5.1 \quad \text{Min } h_0 = \frac{\sum_{j=1}^n u_j y_{j0}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{i0}}$$

unter den Nebenbedingungen:

⁴⁵ Korhonen (et al. 2000); Lavaste (2001, S.50-52.)

⁴⁶ EMA (1999, S. 53-59.)



$$5.2 \quad \frac{\sum_{j=1}^n u_j y_{jk}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ik}} \leq 1 \quad ; k = 1, \dots, K$$

$$5.3 \quad u_j, v_i \geq 0 \quad ; i = 1, \dots, m; j = 1, \dots, n.$$

h_0 = die Effizienzrate,

x_{ik} = Input i benutzt von Unternehmen k ,

y_{jk} = Output j produziert durch Unternehmen k ,

u_i = Gewicht der Inputs,

v_i = Gewicht der Outputs,

n = Menge der Outputs, m = Menge der Inputs, K = Menge der Unternehmen.

Die EMA misst die Angemessenheit der Netzentgelte anhand von:

$$5.4 \quad AK = (ER + 0,1) * BtK,$$

wobei AK = angemessenes Kostenniveau,

ER = unternehmensspezifische Effizienzraten berechnet mit der DEA-Analyse,

BtK = die vom Unternehmen kontrollierbaren Betriebskosten.

Wegen möglicher Messfehler führen statistische Methoden immer zu Unsicherheit. Deshalb nutzt die EMA eine Fehlertoleranz von 10% um unrealistische Effizienzvorgaben zu vermeiden. Wenn die Effizienzrate der Firma über 90 % ist, sind die realen Kosten der Firma niedriger als die angemessenen Kosten und der Firma wird ein Anreizbonus zugestanden, d.h. die Firma kann entsprechend dem Bonus über das angemessene Niveau hinaus davon profitieren. Wenn die Effizienzrate genau 90 % beträgt, gleichen die angemessenen Kosten den realen Kosten und keine weiteren Maßnahmen werden getroffen. Wenn die Effizienzrate kleiner als 90% ist, dann sind die angemessenen Betriebskosten der Firma kleiner als die realen Betriebskosten, d.h. die Firma arbeitet mit zu hohen Kosten, und die EMA kann verlangen, dass die Firma ihre Effizienz verbessert. Eine Effizienzrate von 70% bedeutet, dass die Firma ihren Verbrauch der Inputs um mindestens 20 % reduzieren soll, um als effizient zu gelten.

5.5.3 Wert des investierten Kapitals

Entscheidend bei der Bewertung der Preise ist die Messung des Wertes des investierten Kapitals. Die EMA benutzt eine Methode, bei der der Bilanzwert des fixen, ins Netz investierten Vermögens übereinstimmend mit einer getrennten Bewertung des Netzes d.h. dem aktuellen Wert eingestellt wird. Eine angemessene Rendite des investierten Kapitals wird mit dem WACC-Modell (Weighted Average Cost of Capital) festgelegt. Als Definition für eine zulässige Eigenkapitalrendite wird der Zins von 5-jährigen Staatsanleihen plus einer Risikoprämie von 1,5 % angesetzt. Die angemessene Fremdkapitalrendite wird mit dem aktuellen durchschnittlichen Kreditzins der Gesamtverschuldung der finnischen Unternehmen festgelegt. Der akzeptable Ertrag ist daher der Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalrendite, gewichtet mit den entsprechenden Anteilen der Eigen- und Fremdfinanzierung. Die Abschreibung des fixen Vermögens soll auf der realen Investition der Unternehmen beruhen.⁴⁷

Da ein Monopol als risikofreier betrachtet wird als viele andere Geschäftsformen, sollen die Erträge entsprechend klein bleiben. Die Risikoprämie von 1,5 % besteht aus zwei Tei-

⁴⁷ EMA (2001a, S. 26); EMA (2000, S. 31-30.)

len: aus dem Betakoeffizienten und der Marktprämie. Der Betakoeffizient (0,3) beschreibt die Risikorate des Unternehmens verglichen mit der durchschnittlichen Risikorate der Gesamtinvestitionen in der Wirtschaft. Die Marktprämie (5 %) beschreibt die Rendite, die Aktien durchschnittlich zusätzlich zur risikofreien Rate produzieren. Deshalb ist die Risiko­prämie $0,3 \cdot 5 \% = 1,5 \%$. Der durchschnittliche Kreditzins lag zwischen 5,97 % in 2000 and 4,51 % in 1999.⁴⁸

Vom Jahr 2002 an wird die EMA vor allem darüber entscheiden, ob die Kosten und die Kapitalrendite angemessen sind. Die Entscheidung kann entsprechend dem Bedarf der Veränderung in vier Gruppen eingeteilt werden.

1. Falls Kosten und Kapitalrendite angemessen sind, gibt es keinen Grund für weitere Maßnahmen.
2. Falls nur die Kapitalrendite zu hoch ist, darf die Firma den Teil des zusätzlichen Ertrages behalten, der der Höhe des Anreizbonus­ses entspricht, muss aber ihre Preissetzung in der Höhe der restlichen überschüssigen Rendite korrigieren.
3. Wenn die Kosten nicht, aber die Kapitalrendite angemessen sind, gibt es zwei Möglichkeiten: Es kann verlangt werden, dass die Firma ihre Kostenstruktur verbessert, aber sie darf trotzdem den angemessenen Profit ihrer Aktivitäten behalten. Die andere Möglichkeit ist, dass die überschüssigen Kosten mit der niedrigeren Eigenrendite kompensiert werden. Die Firma müsste erst dann korrigierende Maßnahmen ergreifen, falls die Kosten die erlaubte Kapitalrendite überschreiten.
4. Wenn Kapitalrendite und Kosten unangemessen sind, kann von der Firma verlangt werden, dass sie die Preissetzung korrigiert. Die korrigierenden Maßnahmen sollen innerhalb von drei Monaten ergriffen werden.⁴⁹

Der Rahmen des finnischen Regulierungssystems:

- keine laufende Preisregulierung,
- die Firmen setzen die Entgelte alle individuell fest,
- case-by-case ex post Preisaufsicht fest,
- die Untersuchung der Preise kann durch eine Beschwerde eines Kunden oder auf Initiative der EMA erfolgen.

5.5.4 Der Fall Megavoima

Die Kriterien der Preisbewertung wurden Anfang 1999 bekannt gegeben. Das oberste Verwaltungsgericht bestätigte die Kriterien im September 2000. Die EMA hat 1999 über die Preissetzung von drei Unternehmen entschieden: Megavoima AG, Hämeenlinnan Energia AG und die Stadtwerke von Tornio. Das oberste Verwaltungsgericht wurde von Megavoima AG eingeschaltet und fällte 2000 seine Entscheidung, wobei es feststellte, dass das Urteil von EMA rechtmäßig gewesen ist und dass Megavoima AG 1996 und 1997 die Preise der Elektrizitätsverteilung zu hoch gesetzt hat. Damit hat das Gericht entschieden, dass die Methode der EMA für die Bewertung des angemessenen Preisniveaus für die Verteilungsservices in Einklang mit dem Elektrizitätsmarktgesetz ist.⁵⁰

⁴⁸ EMA (1999, S. 29-35.)

⁴⁹ Lavaste (2001, S. 53.)

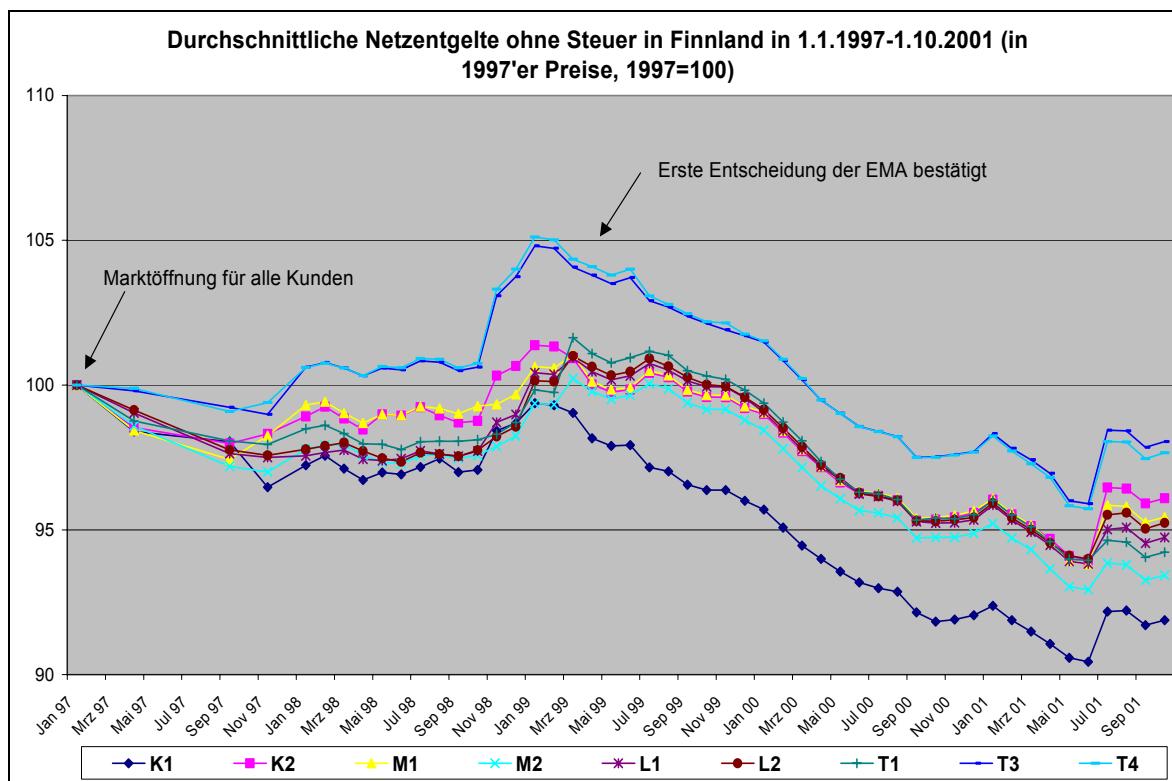
⁵⁰ EMA (2001a, S. 26.)



Aber das oberste Verwaltungsgericht erklärte gleichzeitig, dass die EMA ihre Autorität überschritten habe, weil sie spezifiziert hatte, auf welchen Methoden die Entgelte basieren sollten. Daraus lässt sich ableiten, dass die EMA zwar die Vollmacht hat, die Unternehmen zu verpflichten, die Preissetzung zu korrigieren und sicherzustellen, dass die Maßnahmen ausreichend sind. Sie hat aber keine Vollmacht zu sagen, wie die Preise gesetzt werden sollten.⁵¹

5.6 Ergebnisse

Abbildung 5-1 stellt die Entwicklung der Netzentgelte (mit 1997 als Basisjahr) nach der Liberalisierung dar. Vor 1997 gibt es keine Information über die Netzpreise, sondern nur über den Gesamtpreis des Stroms. Deutlich erkennbar ist die Preissenkung direkt nach Inkrafttreten der zweiten Liberalisierungsstufe Anfang 1997. Nach der Liberalisierung der Strommärkte sind die Netznutzungsentgelte seit 1997 um 8,1 % bei den Haushalten und um 2,0 % bei der Großindustrie gesunken. Durchschnittlich sind die Preise um 4,8 % gesunken.



Quelle: EMA, 2001b, Tilastokeskus (2001).

Abbildung 5-1: Durchschnittspreise aller Unternehmen der Stromverteilung ohne Steuer in Finnland 1.1.1997-1.10.2001.

⁵¹ EMA (2001a, S. 27.)

Beschreibung der typischen Verbraucherklassen	Konsumierte Energie kWh/Jahr	Hauptsicherung / Leistung	Verbraucherklasse
Wohnung, ohne Sauna	2000	1 x 25 A	K1
Kleinhaus, mit Sauna, keine Stromheizung	5000	3 x 25 A	K2
Bauernhof mit Ackerbau	10000	3 x 35 A	M1
Bauernhof mit Tierzucht	35000	3 x 35 A	M2
Kleinhaus mit Stromheizung pro Zimmer	18000	3 x 25 A	L1
Kleinhaus mit Stromspeicherheizung	20000	3 x 25 A	L2
Kleinindustrie	150000	75 kW	T1
Mittelgroße Industrie, Leistungsbedarf 500 kW	2000000	500 kW	T2
Mittelgroße Industrie, Leistungsbedarf 2500 kW	10000000	2500 kW	T4

Quelle: EMA (2001b).

Tabelle 5-1: Darstellung der typischen Stromverbraucherklassen in Finnland

Die Preissetzung im nationalen Netz wurde 1998 verändert und so stiegen die Konsumentenpreise der Stromverteilung 1998. Die Netzentgelte hatten also einen leicht steigenden Trend bis zur Entscheidung über die Preissetzung der Megavoima AG in Februar 1999. Vom 1.3.1999 bis 1.7.2001 sind die durchschnittlichen realen Netzentgelte bei Kleinverbrauchern (K1) um 8,7 % und bei der mittelgroßen Industrie (T4) um 8,26 % gesunken (zu den Verbraucherklassen vgl. Tabelle 5-1). 2000 und 2001 hat der nationale Netzbetreiber Fingrid AG die Übertragungspreise um 7 % gesenkt⁵², was den sinkenden Trend weiterhin gefördert hat. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Firmen sofort nach der ersten Entscheidung des Gerichtes ihre Preissetzung korrigiert haben. Wie Abbildung 5-1 zeigt, fand im Juli 2001 eine sprunghafte Steigerung der Netzentgelte statt, welche durch eine Preiserhöhung von Fortum Sähkönjakelu AG (Fortum Distribution) Anfang Juli 2001 hervorgerufen wurde. Da das Unternehmen eines der größten Firmen im Sektor ist, ist diese Veränderung auch an den Durchschnittspreisen erkennbar⁵³.

5.7 Fazit

Die Regulierungsmethode in Finnland haben wir in diesem Gutachten einbezogen, weil sie für Deutschland eine Reihe interessanter Hinweise liefert.

- In Finnland wie in Deutschland haben die Unternehmen die Freiheit, ihre Netzpreise selbst zu gestalten. Die Regulierung findet ex post auf der Basis der von den Unternehmen praktizierten Preispolitik statt.
- Das finnische Konzept kommt dem Vergleichsmarktkonzept sehr nahe, d.h. es basiert auf einer nachträglichen Überprüfung der Preise und setzt darauf, dass die auf einzelne Unternehmen bezogenen Regulierungsentscheidungen die gesamte Preislandschaft beeinflussen, da auch nicht betroffene Unternehmen sich daran orientieren. Offensichtlich bietet sich ein solches Konzept bei einer Struktur an, bei der viele private Netzbetreiber vorhanden sind. Insofern ist Finnland relevanter für uns als andere oft genannte skandinavische Länder (Norwegen und Schweden, bei denen überdies das Übertragungsnetz gänzlich in staatlicher Hand ist).

⁵² Fingrid AGj (2000).

⁵³ EMA (2001c).



- Allerdings werden die Preise in Finnland mit Hilfe einer individuellen Effizienzzahl beurteilt und nicht anhand der Preise eines Referenzunternehmens. Das Modell berechnet die angemessenen Kosten der Unternehmen auf der Basis ihrer Effizienz. Gegenüber der in diesem Gutachten entwickelten Methode könnte dies ein weiterführender Schritt sein.

6. Parameter des Rechenmodells

Die Parameter wurden auf der Basis der Informationen, die in den folgenden Tabellen dargestellt sind (Stand : 1995), mit Hilfe von Expertengesprächen auf die heutigen Werte angepasst. Für die Leitungen und Kabel wurden drei geografische Klassen gebildet (Land, Mittel und Stadt), denen jeweils unterschiedlich hohe Kosten von Leitungen, Kabeln und Transformatoren zugeordnet wurden. Da diese Größen mit der Kostenstruktur des Auftraggebers abgeglichen wurden, können diese Daten hier im Einzelnen nicht dargestellt werden.

	Unterer	Oberer Wert	Lebensdauer	Betrieb und Instandhaltung
	€/km		Jahre	%/Jahr
NS Kabel	35790	56242	30 - 40	6 - 8%
NS Freileitung	15339	25565	30 - 40	6 - 8%
MS Kabel	66468	92033	40 - 50	3 - 5%
MS Freileitung	40903	51129	40 - 50	4 - 6%

Quelle: Haubrich, H.-J. u.a.: Verteilung und Speicherung elektrischer Energie, Ikarus Bericht 4-13, Jülich 1995

Tabelle 6-1: Preise für Kabel und Leitungen

	Unterer	Oberer Wert	Lebensdauer	Betrieb und Instandhaltung
	€/km		Jahre	%/Jahr
Ortsnetztrafo ohne Gebäude				
100 kVA	2556	3068	30 - 40	6 - 8%
160 kVA	3579	4602	30 - 40	6 - 8%
250 kVA	5113	6136	30 - 40	6 - 8%
630 kVA	7158	8181	30 - 40	6 - 8%
800 kVA	9203	10226	30 - 40	6 - 8%
1000 kVA	10737	11760	30 - 40	6 - 8%

Quelle: Haubrich, H.-J. u.a.: Verteilung und Speicherung elektrischer Energie, Ikarus Bericht 4-13, Jülich 1995

Tabelle 6-2: Preise für Transformatoren und Umspannstationen

	Unterer	Oberer Wert	Lebensdauer	Betrieb und Instandhaltung
	€/km		Jahre	%/Jahr
Schalter NS	1534	3068	20 - 40	6 - 8%
MS Lasttrennschalter	1534	2812	20 - 40	2 - 4%
MS Leistungsschalter	30678	46016	20 - 40	2 - 4%

Quelle: Haubrich, H.-J. u.a.: Verteilung und Speicherung elektrischer Energie, Ikarus Bericht 4-13, Jülich 1995

Tabelle 6-3: Preise für Schaltanlagen



7. Literaturverzeichnis

Arbeitsgruppe Netznutzung (2001): Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder

Acton, Jan Paul & Vogelsang, Ingo (1989): Introduction. RAND Journal of Economics, Vol. 20(3). S. 369-372.

Ahlmeyer, Wolfgang, Nissen, Joachim, Birnbaum, Leonard, Gabriel, Clemens, Röthel, Thomas (2001): Preisvergleiche im Netz Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 7/2001 S.231-241.

Baumol, William J. & Sidak, Gregory J. (1995): Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry. The AEI PRESS. Washington. 170 Seiten.

Berg, Sanford V. & Tschirhart, John (1988): Natural Monopoly Regulation. Principles and Practice.- (Cambridge Surveys of Economic Literature). Cambridge University Press, Cambridge. 564 Seiten.

Braeutigam, Ronald R. & Panzar, John C. (1989): Diversification incentives under "price-based" and "cost-based" regulation. RAND Journal of Economics, Vol. 20(3). 373-391 Seiten.

Burns, Philip, Davies, John & Riechmann, Christoph (1999): Benchmarking von Netzkosten – Data Envelopment Analyse (DEA) am Beispiel der Stromverteiler in Großbritannien. Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/99. S.285-301.

EMA (2000): Vuosikertomus 1999 (Annual Review 1999). 38 Seiten.

EMA (2001a): Vuosikertomus 2000 (Annual Review 2000). 35 Seiten.

EMA (2001b): Sähkönn hinnan kehitys.

<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/keskihinnat.html> 1.1./2001.

EMA (2001c): Email von Hr Antti Paananen, Head of Units (tariffs). 4.12.2001.

EMA (Energy Market Authority) (1999): Lausunto Megavoima Oy:n sähkömarkkinakeskuksen päätöstä 9.2.1999 dnro 182/42/95 koskevaan valitukseen. 30.4.1999 dnro 75/05/99. 67 Seiten.

Filippini, Massimo & Wild, Jörg (2001): Regional differences in electricity distribution costs and their consequences for yardstick regulation of access prices. Energy Economics, 23. S. 477-488.

Finergy (1998): Sähkömarkkinat 2010. Sähkön käytön ja hankinnan kehitysnäkymiä. Energia-alan Keskusliitto ry Finergy Tutkimusraportti nro 3.

Fingrid Oyj (2000): Tiedote 12.10.2000.

http://www.fingrid.fi/fin/fs/tiedotteet_vaakajako.html. 4.12.2001.

Haubrich, H.-J., Schmitt, O., Hoffmann, J., Moser, A., Tischbein, T. (1995): Verteilung und Speicherung elektrischer Energie. IKARUS - Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien. Teilprojekt 4-13 "Umwandlungssektor". Forschungszentrum Jülich. 126 Seiten.

IEA (2000): Electricity Information 2000. OECD/IEA 2000. Paris. 700 Seiten.

- IEA (2001):** Regulatory Institutions in Liberalised Electricity Markets. OECD/IEA 2001. Paris. 105 Seiten.
- Kärkkäinen, Seppo & Farin, Juha (2000):** Jakeluverkon siirtotariffien rakenteet. VTT Energia. Sähkömarkkinakeskuksen julkaisuja 1/2000. 62 Seiten.
- Korhonen, Pekka, Syrjänen, Mikko & Tötterström, Mikael (2000):** Sähkönjakeluverkko-liiketoiminnan kustannustehokkuuden mittaaminen DEA-menetelmällä. Energiamarkkinavi-raston julkaisuja 1/2000. Helsinki. 135 Seiten.
- Laffont, Jean-Jacques & Tirole, Jean (1993):** A Theory of Incentives in Procurement and Regulation., MIT Press, Cambridge, Massachusetts. 705 Seiten.
- Lavaste, Kari (2001):** Tehokkuuden huomioiminen siirtohinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnissa. Energiamarkkinavirasto 29.3.2001. Muistio. Dnro 325/421/2000. Helsinki. 65 Seiten.
- Lemström, Bettina & Pirilä, Pekka (1998):** Selvitys tuotannon siirtomaksujen määrittelyperusteista. Tutkimusselostus ENE6/15/98. VTT Energia. 7 Seiten.
- Lewington, Ilka & Weisheimer, Martin (1995):** Zur Regulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft – Eine Analyse anhand neuer ökonomischer Ansätze und praktischer Erfahrungen. Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/95. S. 277-285.
- Perner, Jens & Riechmann, Christoph (1999):** Netzzugangsregimes im nationalen Strommarkt – Lehren aus dem europäischen Ausland? Zeitschrift für Energiewirtschaft 3/99. S. 209-233.
- Pfaffenberger, Wolfgang (1993):** Elektrizitätswirtschaft. R.Oldenbourg Verlag. München. 285 Seiten.
- Riechmann, Christoph (1995):** Price-Cap Regulierung. Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/95. S.157-167.
- Sappington, David E.M. & Sibley, David S. (1988):** Regulation without Cost Information: the Incremental Surplus Subsidy Scheme. International Economic Review, Vol. 29(2). S. 297-306.
- Schleifer, Andrei (1985):** A theory of yardstick competition. Rand Journal of Economics, Vol. 16(3). S. 319-327.
- Schmidt, Ingo (1999):** Wettbewerbspolitik und Kartellrecht, 6. Auflage, Stuttgart 1999
- Sibley, David (1989):** Asymmetric information, incentives and price-cap regulation. RAND Journal of Economics, Vol. 20(3). S. 392-404.
- SNEA (Swedish National Energy Administration) (2000):** Electricity Market 2000. 40 Seiten.
- Teijonsalo, Jussi & Antila, Heli (1998):** Selvitys tuotannon siirtomaksujen määrätymisperusteista. Raportti. Energia-Ekono, Jaakko Pöyry Group. 24 Seiten.
- Tilastokeskus (2001):** Information about the Price Indices. <http://statfin.stat.fi/statweb/>. 4.12.2001.
- Tirole, Jean (1988):** The Theory of Industrial Organization. The MIT Press. Cambridge. 479 Seiten.
- Vogelsang, Ingo & Finsinger, Jörg (1979):** A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms. Bell Journal of Economics. S. 157-171.



Weyman-Jones, Thomas (1995): Problems of Yardstick Regulation in Electricity Distribution. S. 423-443. In **Bishop, Matthew, Kay, John & Mayer, Colin (1995):** The Regulatory Challenge. Oxford University Press. Oxford. 455 Seiten.

Wild, Jörg (2001): Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz. Vdf, Hochsch. – Verl. An der ETH (Wirtschaft, Energie, Umwelt), Zürich. 236 Seiten.

Yeomans, K.A. (1968): Applied statistics, Statistics for the social scientist, Vol. 2, Penguin Books, Harmondsworth.



