

Dr. Dieter Fuchs

**Zur Tarif- und Preisgestaltung in der Elektrizitätswirtschaft  
und deren Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit von  
Unternehmen in den neuen Ländern**



Diese Publikation beruht auf Forschungsergebnissen, die der Autor als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Wirtschaftsforschung Halle im Jahre 1994 erarbeitet hat. Die Veröffentlichung erfolgt mit Zustimmung der Abteilung Strukturwandel des Institutes für Wirtschaftsforschung Halle.

Herausgegeben von der Leipziger Ökonomischen Societät e.V.  
Redaktion: Dr. H. Heinrich  
© 1995

**Postanschrift**

Leipziger Ökonomische Societät e.V. Leipzig  
(Universität Leipzig, Studienprogramm Handelshochschule  
Marschnerstr. 31 Haus 2  
04109 Leipzig

Druck:

Redaktionsschluß:  
Nachdruck, auch auszugsweise Veröffentlichung nur mit schriftlicher Zustimmung der  
Leipziger Ökonomischen Societät

Inhaltsverzeichnis

0. Einführende Bemerkungen	4
1. Vergleich der Erlöse je kWh zwischen den Energieversorgungsunternehmen der alten und neuen Länder	6
2. Einfluß der Elektrizitätsintensität der Produktion und der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in den neuen Ländern	9
3. Grenzen und Möglichkeiten der Bildung kostenorientierter Stromtarife	14
3.1. Versuch eines Vergleiches kalkulationsfähiger Kosten zur Stromgewinnung zwischen ost- und westdeutschen Energieversorgungsunternehmen	14
3.2. Methoden, Möglichkeiten und Grenzen der Einflußnahme der Preisaufsichtsbehörden auf die Bestätigung kostenorientierter Stromtarife	17
4. Ursachen und Folgen von Quersubventionierungen	19
5. Elektrizitätspreise in Deutschland im internationalen Vergleich	24
6. Resümee	26

Verzeichnis der Abbildungen:

Abbildung 1: Durchschnittserlöse bei Sondervertragskunden	7
Abbildung 2: Durchschnittserlöse bei Tarifkunden	8
Abbildung 3: Elektrizitätsverbrauch ausgewählter Wirtschaftszweige des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes	11
Abbildung 4: Primärenergieträgereinsatz bei der Elektrizitätsgewinnung	15
Abbildung 5: Brennstoffpreise wichtiger Primärenergieträger	16
Abbildung 6: Strompreise je MWh im Vergleich für "private Haushalte" und "Gewerbe und Sonstige"	23
Abbildung 7: EU-Industriestrompreisvergleich	27

Verzeichnis der Anlagen:

Anlage 1: Struktur der Energieversorgungsunternehmen (EVU) in den neuen Ländern	31
Anlage 2: Kostenstruktur ausgewählter Wirtschaftsbereiche und -zweige des Produzierenden Gewerbes in den neuen Ländern	32
Anlage 3: Energieverbrauch ausgewählter Wirtschaftsbereiche und -zweige des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes	33
Anlage 4: Absoluter und relativer Elektrizitätsverbrauch der Wirtschaftszweige des Verarbeitenden Gewerbes	34
Anlage 5: Tarife für „Gewerbe und Sonstige“ ausgewählter EVU	35
Anlage 6: Tarife für „private Haushalte“ ausgewählter EVU	36
Anlage 7: Durchschnittspreise für Elektrizität einzelner Abnahmefälle gegenüber Sondervertragskunden ausgewählter EVU	37
Anlage 8: Durchschnittliche Erlöse aus dem Elektrizitätsabsatz deutscher EVU	38

Verzeichnis der Tabellen:

Tabelle 1: Stromverbrauch und -kosten in ausgewählten Wirtschaftsbereichen und -zweigen - Stand Jahr 1993	12
Tabelle 2: Geschätzte Kostenstrukturen der VEAG Berlin (1993)	16

## 0. Einführende Bemerkungen

Anliegen dieser Studie, die vom Autor als Mitarbeiter des Instituts für Wirtschaftsforschung Halle im Jahre 1994 erarbeitet wurde, war:

1. Die Gewinnung aussagefähiger Daten zum Vergleich des Strompreisniveaus zwischen den alten und neuen Ländern.
2. Erarbeitung von Aussagen zur Entwicklung der Kosten und Preise in der Elektrizitätswirtschaft in den neuen Ländern.
3. Eine Einschätzung der Wirkung der Strompreise auf Kosten und Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen am Wirtschaftsstandort „neue Länder“ unter den spezifischen Bedingungen des sich vollziehenden Transformationsprozesses.
4. Die Bestimmung der Folgen von „Quersubventionierungen“ zwischen den Sparten<sup>1</sup> und Kostenträgern<sup>2</sup> auf die Höhe der Strompreis und -tarife.

In der Elektrizitätswirtschaft Deutschlands ist der Wettbewerb durch das natürliche Monopol der Energieversorgungsunternehmen (EVU) stark eingeschränkt. Die EVU besitzen das alleinige Recht zur Versorgung der in ihrer Region befindlichen Verbraucher. Die „öffentliche Elektrizitätsversorgung“ in Deutschland, bestehend aus Verbundunternehmen und einer Vielzahl regionaler EVU und Stadtwerke, ist stufenweise aufgebaut. Angefangen bei acht Verbundunternehmen<sup>3</sup>, für die die Versorgungsgebiete in Deutschland monopolistisch aufgeteilt sind, gibt es Regionalverteiler<sup>4</sup> sowie eine große Anzahl von Stadtwerken. Neben der „öffentlichen Elektrizitätsversorgung“ existieren noch eine Reihe von Industriekraftwerken sowie Kleinerzeuger von Strom aus alternativen Energie-

---

<sup>1</sup> Unter Sparten werden in der Energiewirtschaft die Güter Elektrizität, Fernwärme und Stadt- bzw. Erdgas verstanden.

<sup>2</sup> Als Kostenträger werden die unterschiedlichen Abnehmerbereiche und -gruppen bezeichnet

<sup>3</sup> RWE Essen, VEW Düsseldorf, Bayernwerk München, EVS Stuttgart, PreussenElektra [Hannover](#), BEWAG ~~Berlin(West)~~, HEW Hamburg und Badenwerk [Karlsruhe und für die neuen Länder](#). Die VEAG~~B~~ Berlin (Ost). [Letztere](#) wurde 1994 von RWE, PreussenElektra, ~~und~~ Bayernwerke [sowie einer Holding von 5 westdeutschen Regionalverteilern](#) übernommen.

<sup>4</sup> Die Struktur der [ostdeutschen](#) Energieversorgungsunternehmen ist in der [Anlage 1](#) aufgeführt.

quellen<sup>5</sup>, die ihre Elektrizität für den Eigenverbrauch herstellen und überschüssig produzierten Strom an das öffentliche Netz abgeben können.

Zur Entwicklung und Höhe der Strompreise und deren Einfluß auf die Wettbewerbsfähigkeit der angesiedelten bzw. ansiedlungswilligen Unternehmen in den neuen Ländern gibt es differenzierte Einschätzungen.

*Vertreter ostdeutscher Unternehmensverbände* gehen davon aus, daß das Strompreisniveau in den neuen Ländern höher als in den alten Ländern ist.

*Vertreter der Elektrizitätswirtschaft* verweisen andererseits auf gleichhohe bzw. für einige Abnehmergruppen auf vergleichsweise niedrigere Strompreise der EVU in den neuen Ländern. Für die Annahme vergleichsweise niedrigerer Strompreise sprechen die erwartungsgemäß geringeren Kosten bei der Stromerzeugung in den neuen Ländern, da:

- a) Der hohe Anteil kostengünstiger Rohbraunkohle bei der Verstromung in den Kraftwerken der neuen Ländern zu vergleichsweise niedrigeren Kosten bei der Elektrizitätserzeugung führen müßte.
- b) Trotz einer noch höheren Personalintensität und einer eventuell geringeren Produktivität die Personalkosten je erzeugter und verkaufter kWh niedriger sein müßten.<sup>6</sup>
- c) Die in Ostdeutschland zum Teil vergleichsweise physisch stark verbrauchten sowie abgeschriebenen Anlagen und Netze wurden zum 01. Juli 1990 mit der DM-Eröffnungsbilanz relativ niedrig bewertet. Dies müßte auch zu vergleichsweise geringeren kalkulatorischen Abschreibungen je erzeugte kWh Strom führen<sup>7</sup>. Künftiger Aufwand für die Modernisierung bzw. Erneuerung dürfte nach dem geltenden Recht<sup>8</sup> kein Bestandteil der zu bestätigenden Tarife sein<sup>9</sup>.

---

<sup>5</sup> [Ca. 15 vH des gesamten Stromaufkommens werden in Deutschland durch Industriekraftwerke produziert.](#)

<sup>6</sup> Die Personalkosten je Beschäftigten betragen in ostdeutschen EVU durchschnittlich 55 TDM, in westdeutschen EVU schwanken diese zwischen 68 und 149 TDM. Je Mwh fallen in westdeutschen EVU 40 bis 50 DM Personalkosten an, in ostdeutschen EVU dagegen 16 bis 33 DM. Quelle für diese Daten: Geschäftsberichte ausgewählter EVU

<sup>7</sup> [Der physische Verschleiß der Sachanlagen wird durch die bilanziellen Abschreibungen nicht reflektiert. Der Grad der bilanziellen Abschreibungen \(gemessen durch den Quotienten Nettowert zu Bruttowert der Sachanlagen\) beträgt in den EVU der neuen Länder zwischen 50 und 75 vH; in den EVU der alten Länder lediglich zwischen 20 und 48 vH. Der Grund für den geringeren Grad der bilanziellen Abschreibungen in den EVU der](#)

d) Die Strompreise und -tarife der westdeutschen EVU beinhalten gegenwärtig noch die verfassungswidrige Ausgleichsabgabe (besser als Kohlepfennig bekannt) in Höhe von 8,5 vH. Diese Abgabe ist in den Preisen und Tarifen ostdeutscher EVU *nicht* enthalten und die Strompreise müßten schon aus diesem Grund, *ceteris paribus*, niedriger sein als in den westdeutschen EVU.

Da nach dem geltenden Recht die Stromtarife kostenorientiert gebildet werden sollen, liegt bei Annahme der aufgeführten Kostensituation die Vermutung vergleichsweise niedrigerer Kosten für die Stromerzeugung und damit niedrigere Strompreise und -tarife ostdeutscher EVU nahe.

## 1. Vergleich der Erlöse je kWh zwischen den EVU der alten und neuen Länder

Eine Klärung der unterschiedlichen Aussagen zum Preisniveau in Ostdeutschland ist schwer möglich, weil vergleichbare Preise je kWh oder MWh nicht ohne weiteres zu ermitteln sind. Preise je kWh oder MWh liegen jeweils nur für genau definierte Abnahmefälle<sup>10</sup> vor. Die durchschnittlichen Strompreise und -tarife je kWh werden bei der Mehrheit der EVU durch die Summe *verbrauchsabhängiger Arbeitspreise* und *verbrauchsunabhängiger Leistungs- und Verrechnungspreise* bestimmt<sup>11</sup>. Die festen, vom Verbrauch unabhängigen,

---

neuen Länder dürfte in der Methodik der Bewertung der Sachanlagen mit der DM-Eröffnungsbilanz zum 1. Juli 1990 liegen. Der Bruttowert der Sachanlagen je DM Umsatz schwankt bei den EVU (EVU) der neuen Länder/Bundesländer zwischen 0,6 und 1,2, in den EVU der alten Länder/Bundesländer zwischen 2,1 und 4,2. Der geringere Kapitaleinsatz je DM Umsatz dürfte auch der Bewertungsmethodik der DM-Eröffnungsbilanz geschuldet sein.

<sup>8</sup> 1. Bundestarifordnung Elektrizität (vBTOEle) vom 18. Dezember 1989, Bundesgesetzblatt Teil I, Seiten 2255 ff.

2. Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) vom 13. Dezember 1935, in der Fassung vom 19. Dezember 1977, BGBl. I, Seite 2750 ff und

3. Verordnung Nr. Pr. 30/53 vom 21. November 1953 - Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten der Selbstkostender Basis.

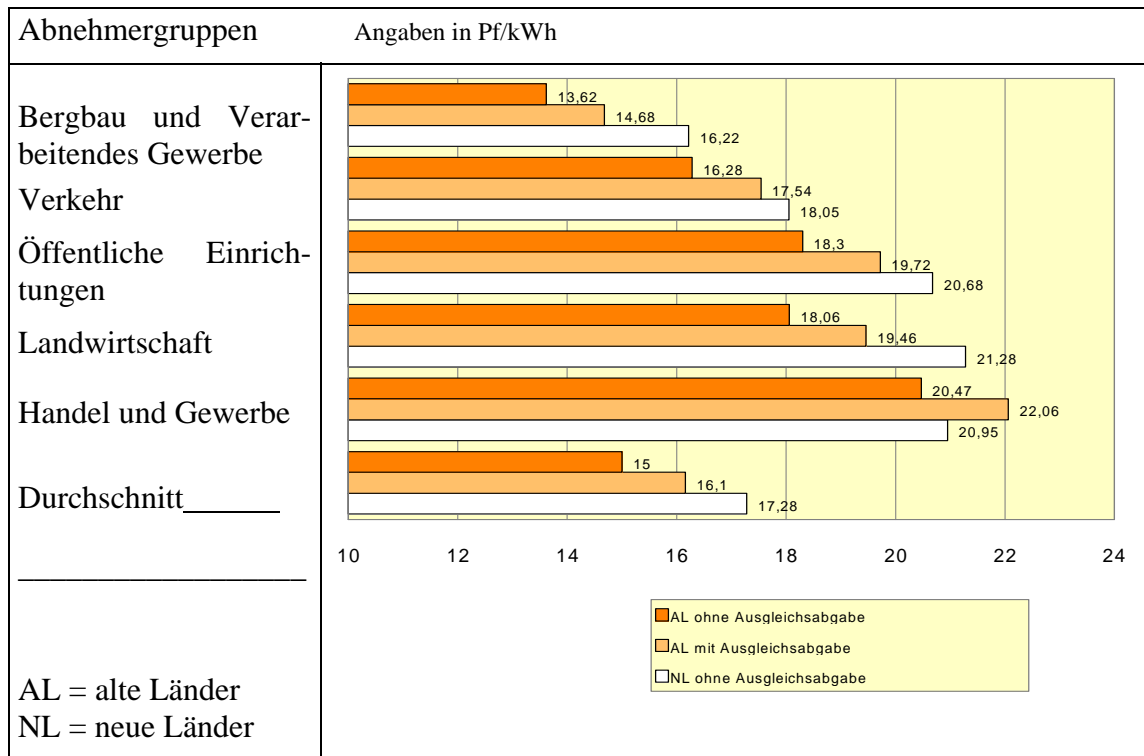
<sup>9</sup> Die EVU in den neuen Ländern begründen Strompreisveränderungen und -erhöhungen mit künftigen höheren Aufwendungen.

<sup>10</sup> –Inanspruchnahme von Leistung (kW) innerhalb bestimmter Zeiten, Jahresverbrauch elektrischer Arbeit (kWh), Elektrizitätsverbrauch am Tag oder in der Nacht usw.–

<sup>11</sup> In der gesamten Bundesrepublik gibt es nur sehr wenige EVU, die für bestimmte Abnehmergruppen lineare Tarife anbieten, d.h. keine verbrauchsunabhängige Arbeits- und Leistungspreise berechnen. In den neuen Ländern bietet das EVU EMO Neubrandenburg gegenüber gewerblichen Tarifabnehmern lineare Tarife an, vgl. Anlagen 5 und 6.

Leistungs- und Verrechnungsanteile in den Tarifen bzw. Sonderverträgen bewirken, daß ein steigender Verbrauch zu sinkenden Preisen je physikalischer Einheit führt. Vergleiche des Preisniveaus zwischen Regionen, sowie zwischen Abnehmerbereichen und -gruppen, sind auf der Basis von Tarifen und Preisen je kWh nicht möglich. Als praktikabel für die Bestimmung des Preisniveaus bietet sich die Ermittlung der durchschnittlichen Erlöse je kWh an. Entsprechende Informationen dafür sind vorhanden.

Abbildung 1: Durchschnittserlöse<sup>12</sup> bei Sondervertragskunden<sup>13</sup>  
- Stand Jahr 1992



Erlöse ohne Mehrwertsteuer und ohne Ausgleichsabgabe. Quelle: „Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1992“, Statistischer Jahresbericht des Referates Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft, 44. Bericht, Seite 56 sowie eigene Berechnungen.

Durch die Erfassung der Erlöse aus dem Elektrizitätsverkauf nach Abnehmerbereichen<sup>14</sup> und -gruppen sind Vergleiche des Strompreisniveaus, zwar mit Einschränkungen<sup>15</sup>, bedingt realisierbar.

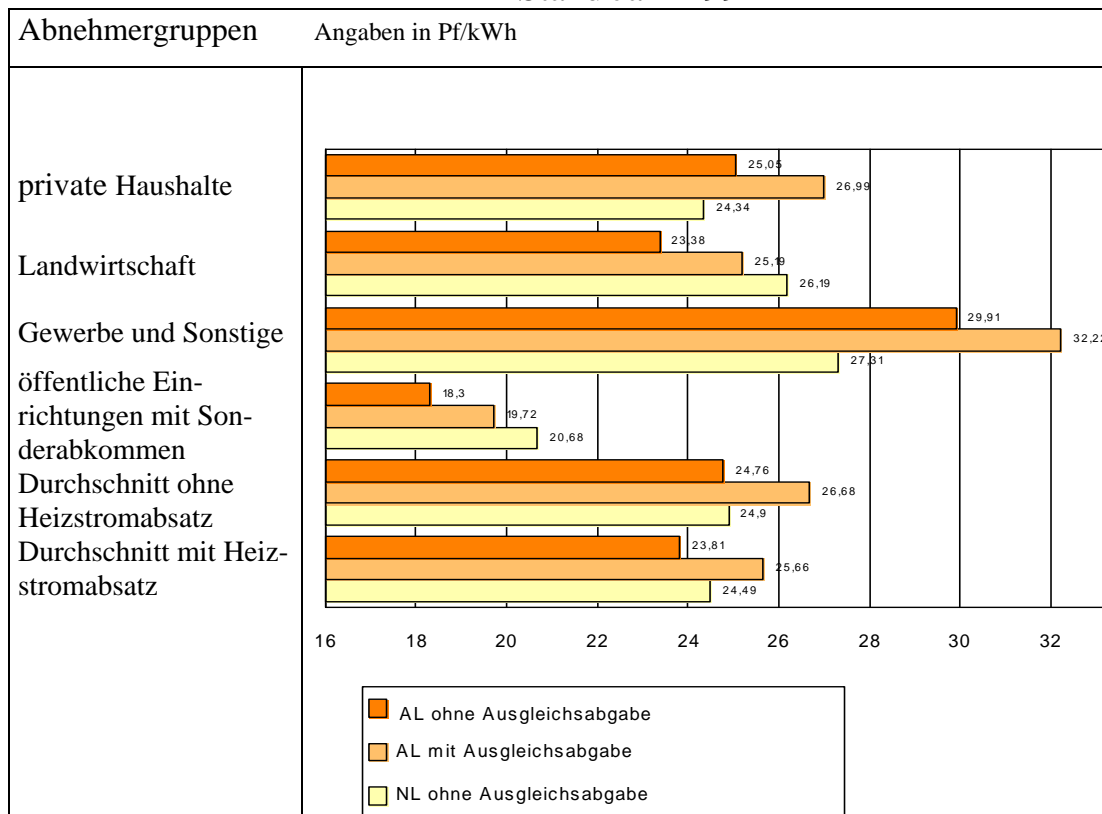
<sup>12</sup>Vgl. auch Anlage 8

<sup>13</sup>Sondervertragskunden sind Unternehmen und Einrichtungen, die große Mengen an Strom zu mit Hilfe von Sonderverträgen vereinbarten Strompreisen beziehen. Abnehmer im Bereich der Sondervertragskunden sind Unternehmen des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes, des Verkehrs, Öffentliche Einrichtungen, große landwirtschaftliche Unternehmen und große Handels- und Gewerbeunternehmen.

<sup>14</sup>Sondervertragskunden und Tarifabnehmer.

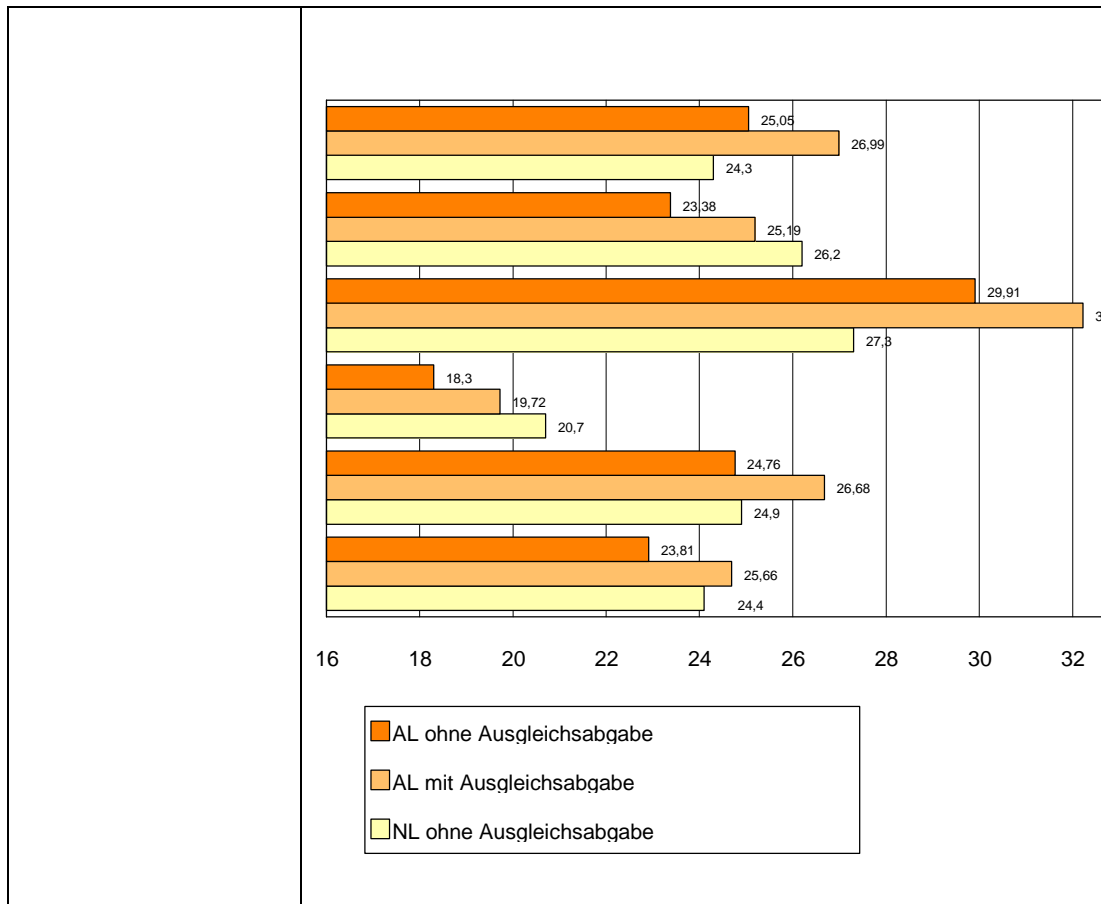
In Abbildung 1 ist ersichtlich, daß die durchschnittlichen Erlöse je kWh bei den *Sondervertragskunden* in den neuen Ländern mit 17,28 Pf/kWh im Durchschnitt um 2,28 Pf/kWh = 15,2 vH **höher** liegen als in den alten Ländern. Auch bei Einbeziehung der Ausgleichsabgabe in die Strompreise und -tarife gegenüber Sondervertragskunden der EVU der alten Länder sind die Erlöse je kWh in den neuen Ländern im Durchschnitt immer noch höher als in den alten Ländern. Einzige Ausnahme sind die Strompreise gegenüber der Abnehmergruppe Handel und Gewerbe.

Abbildung 2: Durchschnittserlöse bei Tarifkunden<sup>16</sup>  
- Stand Jahr 1992



<sup>15</sup>Z.B. führen steigende Abnahmemengen durch die degressive Gestaltung der Stromtarife zu sinkenden Preisen je kWh. So betragen für die Abnehmergruppe der „Privaten Haushalte“ die Durchschnittsverbräuche pro Jahr in den alten Ländern ca. 3600 kWh, in den neuen Ländern dagegen nur durchschnittlich 2400 kWh. Die durchschnittlichen Erlöse je kWh müßten durch die überwiegende Existenz nichtlinearer Tarife, ceteris paribus, durch einen durchschnittlich höheren Jahresverbrauch in den Haushalten der alten Länder niedriger als in den neuen Ländern sein.

<sup>16</sup>Abnehmergruppen im Bereich der Tarifabnehmer sind: „Private Haushalte“, „Gewerbe und Sonstige“, „Landwirtschaft“ und „Öffentliche Einrichtungen“ die ihren Strom aus dem Nieder- und Mittelspannungsnetz beziehen.



Quelle: „Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1992“, Statistischer Jahresbericht des Referates Elektrizitätswirtschaft im BMWi, 44. Bericht, Seite 56 und eigene Berechnungen.

Die durchschnittlichen Erlöse, *ohne Einbeziehung der Ausgleichsabgabe*, betragen im Durchschnitt aller Tarifabnehmer in den neuen Ländern 24,90 Pf/kWh. Sie sind um 0,14 Pf/kWh höher als in den alten Ländern. Wird der billigere Heizstrom<sup>17</sup> in die Betrachtung einbezogen, sind die durchschnittlichen Erlöse je kWh in den neuen Ländern um 0,68 Pf/kWh höher als in den alten Ländern.

Wird die nur in den alten Ländern wirksame *Ausgleichsabgabe* in die Betrachtung einbezogen, kehrt sich die Aussage um. Ohne Einbeziehung des Heizstromabsatzes sind die durchschnittlichen Erlöse in den alten Ländern mit 26,68 Pf/kWh um 1,78 Pf/kWh höher als in den neuen Ländern. Bei Einbeziehung des Heizstromabsatzes sinkt die Differenz auf 1,17 Pf/kWh<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Der Heizstromanteil mit ca. 6 vH ist in den neuen LänderBundesländern um die Hälfte geringer als in den alten LänderBundesländern (ca. ca 13 vH). Heizstrom kann bei einigen EVU zu ca. der Hälfte des Normaltarifes bezogen werden. Um die Erlöse vergleichbar zu machen, wurden die durchschnittlichen Erlöse der Tarifkunden sowohl mit als auch ohne Heizstromabsatz dargestellt.

<sup>18</sup> Weitere Angaben sind in Anlage 8 zu entnehmen.

## **2. Einfluß der Elektrizitätsintensität der Produktion und der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in den neuen Ländern**

Die Kosten für Elektrizität haben entsprechend der Intensität des Verbrauchs für die Unternehmen in den einzelnen Wirtschaftszweigen unterschiedliche Wirkungen. Bei Unternehmen mit einer geringen Elektrizitätsintensität werden in der Regel die Stromkosten die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen nicht entscheidend beeinflussen. Die Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Unternehmen ändert sich, wenn die Unternehmen an der Grenze der Rentabilität<sup>19</sup> angelangt sind. Um die wirtschaftliche Situation der ostdeutschen Unternehmen übersichtlich zu skizzieren, werden in Anlage 2 die Kostenstrukturen ausgewählter Wirtschaftsbereiche und -zweige des Produzierenden Gewerbes für das Jahr 1992 dargestellt. In dieser Anlage wird für *Rentabilitätsbetrachtungen* durch eine grobe Schätzung die Differenz zwischen dem Bruttoproduktionswert (Spalte 3 der Anlage 2) und den Kosten (Summe der Spalten 4 bis 6 sowie 8 und 9) in Spalte 10 der Anlage 2 als „Gewinn“ definiert. Ist diese Differenz negativ, wird sie als „Verlust“ interpretiert.

Von 5 ausgewählten Wirtschaftsbereichen und 36 Wirtschaftszweigen des Produzierenden Bereiches der neuen Länder konnte lediglich für die Unternehmen des Wirtschaftsbereiches „Ausbaugewerbe“ und des Wirtschaftszweiges „Druckerei, Vervielfältigung“ die Möglichkeit einer durchschnittlichen Gewinnrealisierung festgestellt werden. In den übrigen 4 Bereichen und 35 Zweigen wurden im Durchschnitt 1992 „Verluste“ erzielt. Diese Rentabilitätssituation charakterisiert die ökonomische Situation der Unternehmen in den Wirtschaftsbereichen und -zweigen des Produzierenden Gewerbes der neuen Länder im Untersuchungszeitraum. Trotz Rationalisierung und Wirtschaftswachstum in den neuen Ländern hat sich diese Situation bis zur Gegenwart nicht grundlegend geändert. Die Strukturen der Wirtschaftsbereiche- und zweige des „Produzierenden Gewerbes“ sind zwischen Ost- und Westdeutschland sehr unterschiedlich. Die Un-

---

<sup>19</sup> Dieser Umstand gilt für eine Vielzahl von Unternehmen in Ostdeutschland, vgl. auch Anlage 2.

ternehmen der Strom-, Gas-, Fernwärme- und Wasserversorgung allein haben in den neuen Ländern einen bedeutenden Anteil am Bruttoproduktionswert in Höhe von 23,6 vH<sup>20</sup>. Je nach Höhe des spezifischen Elektrizitätsverbrauchs führen die Strompreise zu mehr oder weniger spürbaren Einfluß auf die Kosten der Produkte des Produzierenden Gewerbes. Unternehmen mit stromintensiver Produktion sind stärker als andere Unternehmen auf wettbewerbsfähige Elektrizitätspreise angewiesen.

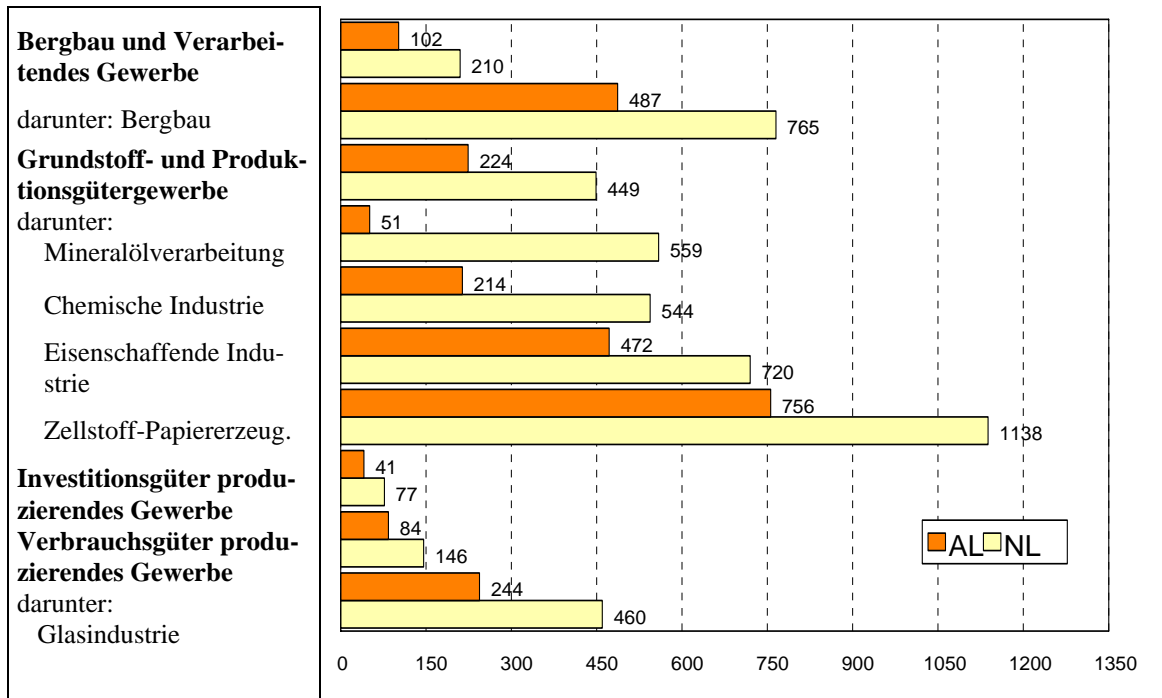
Ursachen für die in Abbildung 3 deutlich höheren spezifischen Elektrizitätsverbräuche in den Unternehmen der neuen Länder sind sowohl der noch *geringeren Produktivität* als auch der *mangelnden Auslastung* der Sachanlagen der Unternehmen geschuldet. Weiterhin haben die zum großen Teil noch ungenügenden Marktpositionen als auch die Struktur der Produktion ostdeutscher Unternehmen Einfluß auf den spezifischen Elektrizitätsverbrauch. Manche Güter werden zwar produziert, sind aber teilweise nur zeitverzögert und/oder nur zu vergleichsweise niedrigeren Marktpreisen absetzbar. Da ein unterschiedlich hoher Anteil der Stromkosten in den Unternehmen fixe Kosten darstellen, die unabhängig von der Höhe der Produktion entstehen, führt ein sinkendes Produktionsvolumen zwangsläufig zu einem steigenden spezifischen Elektrizitätsverbrauch. Bei einigen Unternehmen in Ostdeutschland sind ganze Bereiche temporär ganz oder teilweise stillgelegt. Zur Substanzerhaltung der Sachanlagen wird weiterhin Energie benötigt, denen keine Erlöse gegenüberstehen.

Abbildung 3: Elektrizitätsverbrauch ausgewählter Wirtschaftszweige des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes - Stand Jahr 1993

Angaben in kWh je 1000 DM Umsatz
----------------------------------

---

<sup>20</sup>Der Anteil dieses Wirtschaftsbereiches beträgt in den alten Ländern dagegen nur 8,3 vH.



Quelle: Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland 1994, Statistisches Bundesamt Wiesbaden 1994, Seiten 215 und 221 sowie eigene Berechnungen. Vgl. auch Anlage 3 und 4

Die quantitativen Wirkungen unterschiedlicher Strompreise<sup>21</sup> und Stromintensitäten auf die Kosten der Unternehmen der Wirtschaftsbereiche und -zweige in den alten und neuen Ländern werden in Tabelle 1 dargestellt. Alle Angaben in Tabelle 1 sind Durchschnittswerte. Im konkreten Fall werden die Mehraufwendungen für Elektrizität mehr oder weniger stark von diesen Durchschnittswerten abweichen und somit unterschiedliche Wirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen ausüben.

<sup>21</sup> Die durchschnittlichen „Strompreise“ (Elektrizitätspreise) wurden aus den Elektrizitätserlösen je kWh ermittelt.

Tabelle 1: Stromverbrauch und -kosten in ausgewählten Wirtschaftsbereichen und -zweigen - Stand Jahr 1993

Angaben in DM je 1000 DM Umsatz

Wirtschaftsbereiche und -zweige	Elektrizitätsverbrauch in kWh je TDM Umsatz		Elektrizitätskosten in DM je TDM Umsatz zu Durchschnittspreisen des Jahres 1992 der <sup>a</sup>			Wirkung unterschiedlicher Preise je TDM Umsatz	Wirkung unterschiedlicher Intensität je TDM Umsatz	Differenz AL zu NL geteilt durch Stromkosten der AL in Spalte 4 in vH	
			alten Länder		neuen Länder				
			einschließlich Ausgleichsabgabe	ohne Ausgleichsabgabe					
	in den AL	in den NL	in den AL	in den NL	in den NL				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	102	210	14,97	30,82	34,06	3,24	15,85	128	
darunter: Bergbau	487	765	71,47	112,27	124,08	11,81	40,80	74	
Grundstoff- u. Produktionsgütergewerbe	224	449	32,87	65,89	72,83	6,94	33,02	122	
darunter:									
Mineralölverarbeitung	51	559	7,48	82,04	90,67	8,63	74,56	1111	
Chemische Industrie	214	544	31,41	79,83	88,24	8,41	48,42	181	
Eisenschaff. Industrie	472	720	69,27	105,66	116,78	11,12	36,39	69	
Zellstoff-/Papiererz.	756	1138	110,95	167,01	184,58	17,57	56,06	66	
Investitionsgüter produzierendes Gewerbe	41	77	6,02	11,30	12,49	1,19	5,28	108	
darunter:									
Feinmechanik, Optik	32	127	4,70	18,64	20,60	1,96	13,94	339	
EBM	52	110	7,63	16,14	17,84	1,70	8,51	134	
Verbrauchsgüter produzierendes Gewerbe	84	146	12,33	21,43	23,68	2,25	9,10	92	
darunter:									
Textilgewerbe	117	251	17,17	36,84	40,71	3,87	19,67	137	
Glas	244	460	35,81	67,51	74,61	7,10	31,70	108	
Feinkeramik	119	226	17,46	33,17	36,66	3,49	15,71	110	

a) Die Durchschnittspreise ergeben sich aus den Durchschnittserlösen für die Sondervertragskunden des Bereiches „Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe“ aus dem Jahre 1992.

Quellen: 1. VDEW-Statistik 1992, Herausgeber: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke,

2. Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1992, Statistischer Jahresbericht des Referates Elektrizitätswirtschaft im BMWi,

3. Statistisches Jahrbuch 1994 für die Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt, 1994, Seiten 215 und 221 ff. sowie eigene Berechnungen.

#### Erläuterungen zum Inhalt der Spalten der Tabelle 1:

In den **Spalten 4 und 5** wurden die spezifischen Elektrizitätskosten der ausgewählten Bereiche und Zweige zu durchschnittlichen Elektrizitätserlösen des Wirtschaftsbereiches „Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe“ in Höhe von 14,68 Pf/kWh der alten Länder, **einschließlich** Ausgleichsabgabe (7,75 vH - wirksam 1992) -vgl. Anlage 8, Spalte 5 -berechnet. Die Angaben für die neuen Länder gemäß Spalte 5 sind fiktiv mit Hilfe der durchschnittlichen Erlöse in Höhe von 14,68 Pf/kWh der alten Länder berechnet.

In der **Spalte 6** wurden die spezifischen Elektrizitätskosten der ausgewählten Bereiche und Zweige zu durchschnittlichen Elektrizitätserlösen des Wirtschaftsbereiches „Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe“ in Höhe von 16,22 Pf/kWh der neuen Länder, **ohne** Ausgleichsabgabe berechnet - vgl. Anlage 8, Spalte 8.

**Die Differenz zwischen Spalte 5 und 6 (dargestellt in Spalte 7) gibt Auskunft über die Auswirkungen unterschiedlicher Strompreise auf die Höhe der Kosten der Bereiche und Zweige in den alten und neuen Ländern.** Die Differenz zwischen Spalte 4 und 5 (dargestellt in **Spalte 8**) gibt Auskunft über die Auswirkungen **unterschiedlicher Elektrizitätsintensität** auf die Höhe der Kosten der Bereiche und Zweige in den alten und neuen Ländern.

In **Spalte 9** wird der höhere Aufwand für Elektrizität in den Bereichen und Zweigen der neuen Länder, bezogen auf die Elektrizitätskosten der Bereiche und Zweige der alten Länder, ausgewiesen.

Extrem groß ist die Wirkung der Strompreise in der *Chlorchemie* (Elektrolyse). Hier haben die Kosten für die Elektrizität einen Anteil von ca. 43 vH<sup>22</sup> an den Gesamtkosten. Geringfügige Elektrizitätspreisunterschiede oder -veränderungen können unternehmerische Entscheidungen ausschlaggebend beeinflussen. Derartige Entscheidungen können zur Eigenerzeugung von Elektrizität führen, zum Wechsel des Lieferanten beitragen (soweit es die Gebietsmonopole und die Netze zulassen) und gegebenenfalls die Wahl des Standortes<sup>23</sup> betreffen.

Die Elektrizitätskosten z.B. des Wirtschaftsbereiches „*Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe*“ betragen 1993 in den alten Ländern durchschnittlich 14,97 DM (siehe Spalte 4 der Tabelle 1). In den neuen Ländern waren die Stromkosten im selben Wirtschaftszweig mit 34,06 DM je 1000 DM Umsatz um 19,09 DM höher als in den alten Ländern. Diese Differenz setzt sich aus 3,24 DM (Spalte 7 - Wirkung unterschiedlicher Strompreise) und 15,85 DM (Spalte 8 - Wirkung unterschiedlicher Stromintensität) zusammen.

Bei stromintensiven Wirtschaftszweigen, wie z.B. in der *Zellstoff-Papier-Pappen-Industrie*, sind 1,8 vH der Gesamtkosten (vgl. Spalte 7 der Tabelle 1) durch vergleichsweise *höhere Strompreise* verursacht. Die *höhere Elektrizitätsintensität* führt in diesem Zweig zu 5,6 vH (vgl. Spalte 8) höheren Gesamtkosten. 7,4 vH höhere Kosten, allein durch höhere Stromkosten in den Unternehmen dieses Wirtschaftszweiges können die Wahl des Wirtschaftsstandortes beeinflussen.

---

<sup>22</sup> Die Angaben stammen aus dem Lagebericht und Jahresabschluß zum 31. Dezember 1992 der Buna AG Schkopau.

<sup>23</sup> Der Standort steht insbesondere dann zur Disposition, wenn starke Überkapazitäten bestehen.

### 3. Grenzen und Möglichkeiten der Bildung kostenorientierter Stromtarife

#### 3.1. Versuch eines Vergleiches kalkulationsfähiger Kosten zur Stromgewinnung zwischen ost- und westdeutschen EVU

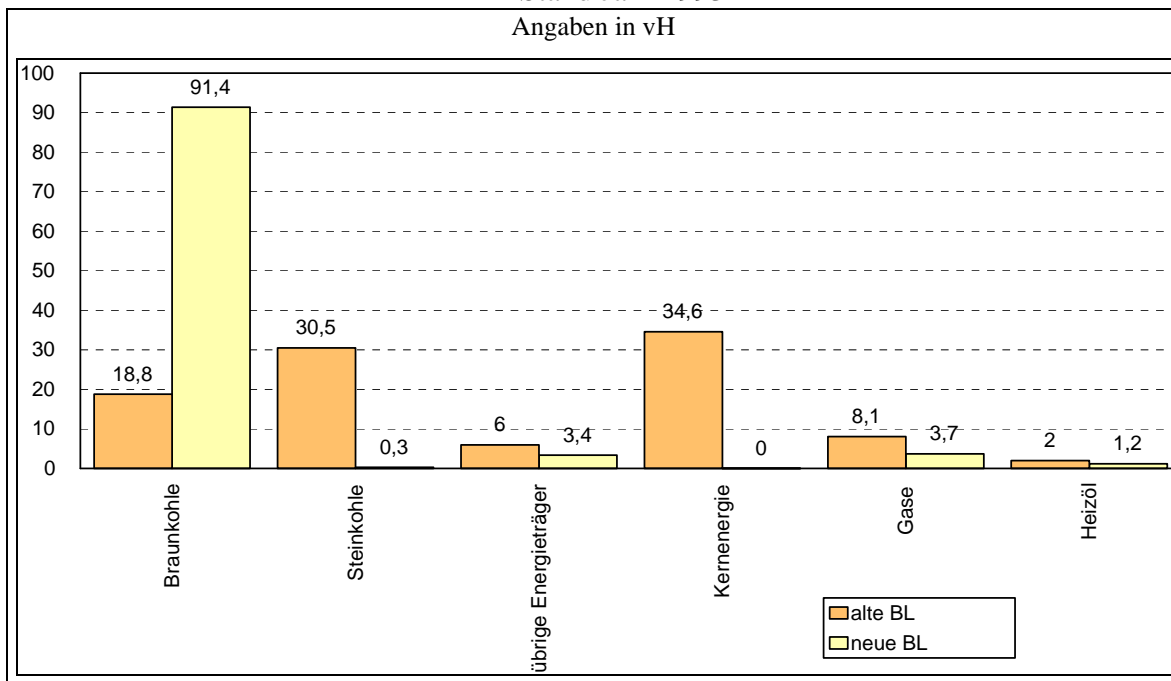
Das einzige Verbundunternehmen in Ostdeutschland, die VEAG Berlin, beliefert alle 13 ostdeutschen Regionalverteiler<sup>24</sup> mit Elektrizität. Der Anteil der VEAG am Gesamtstromaufkommen in den neuen Ländern beträgt mehr als drei Viertel. Durch diesen hohen Anteil ist der Erzeugerpreis der VEAG wesentlicher Kostenfaktor und Grundlage der Strompreise der Mehrheit der ostdeutschen EVU.

Bei der Verstromung spielt in Ostdeutschland die Rohbraunkohle gegenwärtig (und auch in absehbaren Zeiträumen) die dominierende Rolle. Mehr als 90 vH der in den neuen Ländern erzeugten Elektrizität wird durch die Verstromung von Rohbraunkohle produziert. Der Primärenergieträgereinsatz in den Kraftwerken unterscheidet sich zwischen den alten und neuen Ländern erheblich.

Abbildung 4: Primärenergieträgereinsatz bei der Elektrizitätsgewinnung

- Stand Jahr 1993

Angaben in vH

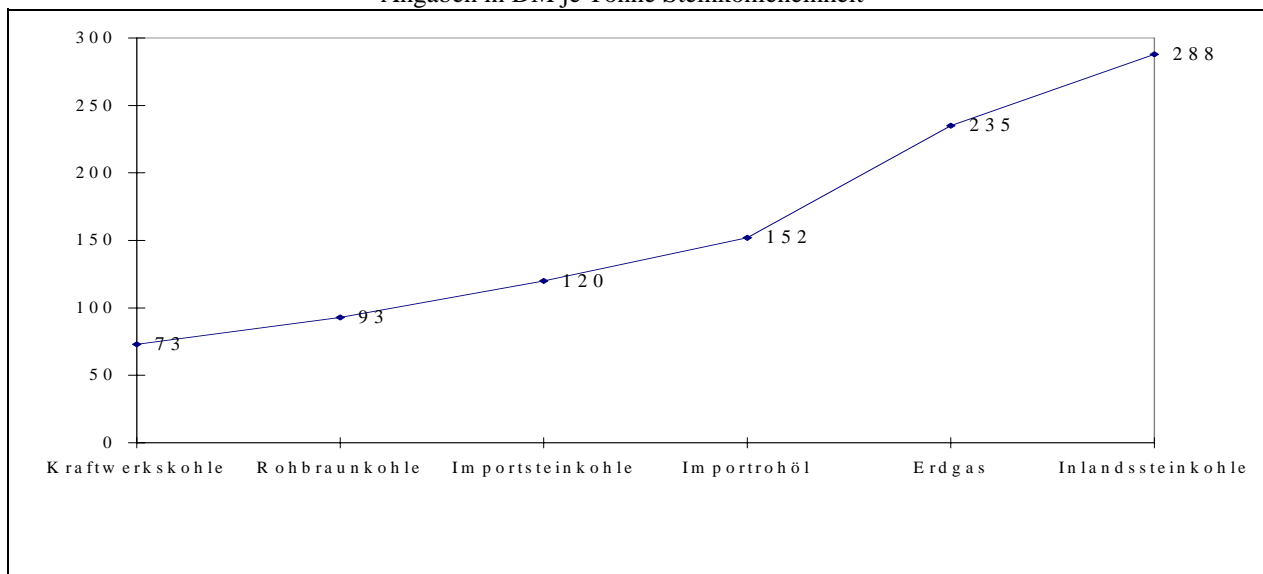


Quelle: Energie-Daten '94 Nationale und internationale Entwicklung, Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft, Seiten 60 ff sowie eigene Berechnungen

<sup>24</sup>Vgl. auch Anlage 1

Es ist unstrittig, daß die Verstromung von Rohbraunkohle kostengünstig ist, solange die externen Kosten der Stromerzeugung nicht internalisiert sind, sondern, wie es weltweit gängige Praxis ist, sozialisiert werden. Die Abbildung 4 zeigt die Struktur des Primärenergieträgereinsatzes bei der Stromerzeugung im Vergleich alte und neue Länder. In Abbildung 5 werden die auf eine Steinkohleneinheit bezogenen und damit vergleichbar gemachten Preise der Primärenergieträger dargestellt.

Abbildung 5: Brennstoffpreise wichtiger Primärenergieträger - Stand Jahr 1993  
Angaben in DM je Tonne Steinkohleneinheit



Eine Steinkohleneinheit entspricht z.B. 3,72 Tonnen Rohbraunkohle. In die Berechnung geht die durchschnittliche Tonne Braunkohle mit 25 DM/t ein. Quelle: „Braunkohle - Ein Aktivposten der deutschen Volkswirtschaft“ DEBRIV, Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein. Köln, Büro Berlin 1994, Seite 8

Tabelle 2: Geschätzte Kostenstrukturen der VEAG Berlin (1993)  
Angaben in vH vom Umsatz

	VEAG Berlin 1993 vH vom Umsatz
Umsatz	100,0
* Materialaufwand	51,0
davon: Bezogene Leistungen	22,0
davon: Brennstoffeinsatz	29,0
darunter:	
- Kohle, Gas	29,0
- chemische Erzeugnisse, Spalt- und Brutstoffe	0
- Öl	a
* Personalaufwand	11,0
* Abschreibungen	24,0
* sonstige betriebliche Aufwendungen und Gewinn	14,0
darunter: Gewinn	0,1

a keine Schätzung möglich

Quelle: Geschäftsbericht der VEAG Berlin für das Geschäftsjahr 1993

Unter Verwendung der Brennstoffpreise der in Abbildung 5 ausgewiesenen Primärenergieträger erfolgt eine sehr grobe Schätzung von Strompreisen beim Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe an Hand der Kosten- und Preisstruktur des ostdeutschen Verbundunternehmens, der VEAG Berlin.

Wird der Preis bei der Verstromung von Rohbraunkohle gleich 100 gesetzt so ergeben sich beim Einsatz anderer Primärenergieträger durch die Berechnung folgende Koeffizienten der Strompreise<sup>25</sup>:

Elektrizitätspreis beim Einsatz von Rohbraunkohle	=	100,
beim Einsatz von Importsteinkohle <sup>26</sup>	=	108,
beim Einsatz beim Einsatz Importrohöl	=	118 und
Erdgas	=	144.

Zu ähnlichen Ergebnissen der Kostenrelationen beim Einsatz unterschiedlicher Primärenergieträger kommt auch Garnreiter<sup>27</sup>. Bei der Unterstellung von Vollastbetriebsstunden von 6000 Stunden/a schätzt er folgende Strompreise beim Einsatz unterschiedlicher Primärenergieträger.

Beim Einsatz von Braunkohle	5,58 Pf/kWh (5,51) = 100,
beim Einsatz von Steinkohle	7,60 Pf/kWh (7,13) = 136,
beim Einsatz von Heizöl	8,57 Pf/kWh (7,13) = 154 vH und
beim Einsatz von Gas	8,20 Pf/kWh (6,72) = 147 vH.

<sup>25</sup> Für eine grobe Schätzung der Kostenrelationen bei der Verstromung unterschiedlicher Primärenergieträger erfolgten ~~erfolgten~~ erfolgt ~~erfolgten~~ erfolgten fiktive Berechnungen für den Einsatz von Steinkohle, Rohöl und Erdgas ~~erfolgen~~. Die folgenden Schätzungen ~~Berechnung~~ dienen der zur Bestimmung möglicher Kostenrelationen von Strom aus unterschiedlichen Primärenergieträgern.

\* Der Brennstoffeinsatz der VEAG beträgt laut Tabelle 2 29 vH vom Umsatz, alle restlichen Kostenbestandteile, plus Gewinn, betragen 71 vH.

\* Bei Substitution von Rohbraunkohle durch Erdgas wird folgende grobe Schätzung zur Ermittlung der Strompreisrelationen vorgenommen:-

1. Der energetische Preis des Erdgases in Höhe von 235 DM wird durch den Preis für Rohbraunkohle 93 DM geteilt. Dieser Quotient von 2,53 wird mit dem Koeffizienten des Materialeinsatzes in Höhe von 29 vH multipliziert. Im Ergebnis entsteht ein erhöhter wertmäßiger Brennstoffeinsatz von 29 vH mal 2,53 = 73 vH. 73 vH - 29 vH = 44 vH. Die Kosten für die Elektrizitätsproduktion ändern sich beim Einsatz von Erdgas statt Rohbraunkohle, ceteris paribus, auf 144 vH. Mit dieser Berechnung wird der unterschiedliche Wirkungsgrad, der unterschiedliche Personalaufwand sowie die unterschiedlichen Voraussetzungen der Sachanlagen **nicht** berücksichtigt.

2. Analoge Berechnungen erfolgten auch für den Einsatz von Importsteinkohle sowie für das Importrohöl.

<sup>26</sup> Unterstellt wird bei dieser Schätzung, daß durch den Kohlepfennig die Inlandsteinkohle durch die Ausgleichszahlungen aus dem Ausgleichsfonds in Höhe vergleichbarer und kostengünstiger Primärenergieträger den gleichen Kostenansatz wie importierte Steinkohle kalkuliert wird. ~~erfahren kann.~~

<sup>27</sup> Garnreiter, F. Billigstrom für Großindustrie, erschienen in: sozial-ökologische Wirtschaftsforschung München e.V., Spezial-Nr. 5, Seite 7.

Diese Angaben beziehen sich auf die Stromerzeugung reiner Kondensationskraftwerke ohne Fernwärmeauskopplung. Bei Fernwärmeauskopplung gelten die in Klammern gesetzten Werte. Sie sind niedriger, weil die als Kuppelprodukt von Strom auftretende Wärme verkauft wird.

### **3.2. Methoden, Möglichkeiten und Grenzen der Einflußnahme der Preisaufsichtsbehörden auf die Bestätigung kostenorientierter Stromtarife**

Bei der Bestätigung kostenorientierter Tarife für Elektrizität hat nach dem geltenden Recht das EVU die gesamte Erlös- und Kostensituation des Unternehmens der Preisaufsichtsbehörde darzulegen. Die Bestätigung der Stromtarife erfolgt auf der Grundlage der Kostenrechnung der EVU unter Berücksichtigung landesspezifischer Normen durch die Preisaufsichtsbehörde des jeweiligen Bundeslandes. Derartige Normen sind u.a. die Nutzungsdauern von Anlagen und Gebäuden zur Bestimmung der *kalkulatorischen* Abschreibungssätze. Jedes Bundesland hat dazu eigene und spezifische Festlegungen getroffen. In den neuen Ländern werden einheitlich Grundsätze, die aus dem Bundesland Nordrhein-Westfalen übernommen wurden, angewendet. So betragen z.B. die kalkulatorischen Nutzungsdauern von Netzanlagen für Hochspannungsübertragung zwischen 40 und 50 Jahren. Zur Substanzerhaltung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals wird das Anlagevermögen zu Wiederbeschaffungspreisen (= Tagesneuwert zum Zeitpunkt der Preisantragstellung) bewertet und als Basis für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen in der Kalkulation genutzt.

Die Kosten und Erlöse der gesamten Elektrizitätsversorgung sind, nach Sparten und Kostenträgern untergliedert, den Preisaufsichtsbehörden vorzulegen. Diese Unterlagen sind jeweils für das vergangene, für das laufende und für das zukünftige Geschäftsjahr zur Tarifbestätigung den Preisaufsichtsbehörden vorzulegen. Bei einigen EVU der neuen Länder besteht bei der Trennung der Kosten nach Sparten und Kostenträgern noch Vollzugsdefizit. Als Gründe werden dafür das Fehlen technischer Voraussetzungen zum Messen und Zählen der Stromabgabe an die verschiedenen Abnehmer genannt. Nach Aussagen einiger EVU fehlen in

den neuen Ländern z.T. die technischen Möglichkeiten, die Übernahme von Strom vom Regionalverteiler an die Stadtwerke bzw. die differenzierte Abgabe an die Spannungsebenen und Abnehmergruppen exakt zu messen und der Kostenrechnung zu unterstellen.

Für eine langfristige Vollkostendeckung ist in der Stromwirtschaft zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Leistungsfähigkeit der Versorgung die Substanzerhaltung des Sachvermögens unabdingbare Voraussetzung. Dies wird durch eine entsprechende Bewertung der Produktionsfaktoren erreicht. Im Vordergrund der Bewertungsprobleme und -spielräume stehen daher die kalkulatorischen Abschreibungen und die Bestimmung der Höhe des kalkulatorischen Gewinnes als Grundlage für die Substanzerhaltung des Anlagevermögens der Stromwirtschaft. Der Preiskalkulation für Elektrizität werden nach den Leitsätzen für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten<sup>28</sup> *kalkulatorische Abschreibungen* unterstellt. Die Summe der *kalkulatorischen Abschreibungen* werden mit Hilfe linearer Abschreibungssätze ermittelt.

In den EVU der neuen Länder ist der geringere Abschreibungsgrad der Sachanlagen<sup>29</sup> mit 60 bis zu 70 vH und in den alten Ländern mit 30 bis 50 vH<sup>30</sup> nur bilanziell erklärbar und entspricht nicht dem physischen Zustand des Sachanlagevermögens der EVU. Das Sachanlagevermögen in den EVU der alten Länder ist bilanziell, aber nicht physisch, weitaus mehr abgeschrieben als in den neuen Ländern. Ursache ist, wie bereits ausgeführt, die Bewertung des gesamten Sachanlagevermögens per 01. Juli 1990 im Zusammenhang mit der DM-Eröffnungsbilanz. Für die Preisbildung dürfte dies, bei Einhaltung der gesetzlichen Regelung (Bundestarifordnung Elektrizität), ohne Bedeutung sein. Grundlage einer kostenbezogenen Preisbildung dürfen nur die kalkulatorischen und nicht die bilanziellen Abschreibungen sein. In den ersten Jahren nach der DM-Eröffnungsbilanz war es anscheinend die Strategie der Unternehmen, hohe Ab-

---

<sup>28</sup>Vgl. [Verordnung PR Nr. 30/53 vom 21. November 1953](#)

<sup>29</sup>Als Abschreibungsgrad wird der Quotient von Nettowert zu Bruttowert der Sachanlagen definiert.

<sup>30</sup>Als Quelle für diese Informationen dienen die Geschäftsberichte der EVU.

schreibungen steuerlich zu realisieren. Es ist den EVU offensichtlich in Vorbereitung von Preisantragsstellungen bei den Preisaufsichtsbehörden gelungen, ihre hohen bilanziellen Abschreibungen im gewissen Umfang auch kalkulatorisch preiswirksam zu machen.

Der *kalkulatorische Gewinn* der EVU wird als Verzinsung des eingesetzten Kapitals bei der Gewinnkalkulation berücksichtigt. In Nordrhein-Westfalen und in den neuen Ländern wird ein „kalkulatorischer Gewinn“ als Verzinsung des eingesetzten Kapitals den Preisen zugerechnet. Grundlage für die Berechnung des „kalkulatorischen Gewinnes“ ist der durchschnittliche Realzinssatz festverzinslicher umlaufender Wertpapiere<sup>31</sup> im Inland, bezogen auf das betriebsnotwendige Eigenkapital auf der Grundlage von Anschaffungswerten.

#### **4. Ursachen und Folgen von Quersubventionierungen**

Die EVU treten unter bestimmten Voraussetzungen mit Anbietern *anderer Energieträger* bzw. mit *eigenstromerzeugenden Großverbrauchern*<sup>32</sup> in Konkurrenz. Sehr energieintensive Unternehmen, z.B. der Chlorchemie oder Unternehmen Zellstoff-, Papier- und Pappenindustrie, könnten bei hohen Strompreisen bzw. bei einer Strompreiserhöhung gezwungen sein, den Standort zu wechseln, ihre Produktion zu verlagern bzw. einzustellen oder ihren Strom selbst zu erzeugen. Insofern existiert und wirkt auch bei der leitungsgebundenen Elektrizität im gewissen Umfange der Wettbewerb. Es existiert, begrenzt auf die Groß- und Größtabnehmer, ein Markt.

Allen anderen Abnehmern gegenüber verfügt das EVU uneingeschränkt über das Monopol. Die Entscheidung der EVU bei den Preisverhandlungen mit den Großverbrauchern ist vorauszusehen. Eine „Quersubventionierung“ zu Lasten der übrigen Abnehmer und zu Gunsten der Großabnehmer ist die ökonomisch logische Folge. Prinzipiell sind „Quersubventionierungen“ auf drei Ebenen denkbar.

---

<sup>31</sup> Dieser Zinssatz wird aus den Monatsberichten der Deutschen Bundesbank entnommen.

Die *erste Möglichkeit* von „Quersubventionierungen“ besteht zwischen den Sparten Elektrizität und Wärme als Koppelprodukt der Elektrizität. Die Elektrizitätswerke konkurrieren mit anderen Anbietern von Fernwärme (z.B. mit dezentralen Kraftwerken mit Wärme-Kraft-Kopplung) sowie mit Produzenten, die mit Gas, Öl oder festen Brennstoffen betriebene Heizungssysteme anbieten. Dieser wettbewerbspolitische Druck auf die Preise entsteht sowohl beim Wärmeabsatz als auch beim Absatz von Heizstrom. Die Preise für Wärme werden zu Lasten der Strompreise künstlich niedrig gehalten. Es erfolgt durch den hierbei teilweise funktionierenden „Wärmemarkt“ eine Quersubventionierung zu Gunsten des Wärmeabsatzes.

Eine *zweite Möglichkeit* von „Quersubventionierungen“ besteht zwischen Tarifkunden und Kunden mit Sonderverträgen. „Quersubventionierungen“ werden zu Gunsten von Kunden mit Sonderverträgen, die große Mengen an elektrischer Leistung und Arbeit aus dem Hochspannungsnetz beziehen bzw. in der Lage sind, Elektrizität selbst zu produzieren, vermutet. Auch hier löst die Existenz eines Teilmarktes eine Quersubventionierung zu Gunsten der Sondervertragskunden und zu Lasten der Tarifabnehmer aus.

Die *dritte Möglichkeit* von „Quersubventionierungen“ besteht innerhalb der Abnehmerbereiche und zwar:

- a) Bei **Sondervertragskunden** zwischen den Großkunden, die ihre Elektrizität aus dem Hochspannungsnetz beziehen und den Sondervertragskunden, die ihre Elektrizität aus dem Mittelspannungsnetz beziehen.
- b) Innerhalb des Abnehmerbereiches der **Tarifabnehmer** besteht bei der Mehrheit der EVU eine „Quersubventionierung“ zwischen den Tarifabnehmergruppen „private Haushalte“, „Landwirtschaft“, „öffentlichen Einrichtungen“ sowie „Gewerbe“.

Aussagen zur ersten und zweiten Ebene der „Quersubventionierungen“ stützen sich wegen mangelnden Informationen aus der Kostenträgerrechnung lediglich

---

<sup>32</sup>Typisch für Großabnehmer in der Chemie, die völlig oder teilweise ihre Elektrizität selbst erzeugen.

auf Annahmen und Vermutungen. Garnreiter<sup>33</sup>, der umfangreiche „Quersubventionierungen“ zu Gunsten der Großabnehmer vermutet, stellt Kosten der Erzeugung und Verteilung den Erlösen gegenüber und ermittelt die möglichen Renditen der Abnahmebereiche und -gruppen. Grundlage der Daten waren Untersuchungen des RWI Essen zu geschätzten Erzeugungs- und Verteilungskosten in der Öffentlichen Elektrizitätswirtschaft des Jahres 1988. Auf dieser Datenbasis wurden die zurechenbaren Elektrizitätskosten für ausgewählte Abnahmefälle errechnet. Nach Berechnungen von Garnreiter werden die industriellen Elektrizitätsverbraucher von den Kleinverbrauchern aus dem industriellen Mittelstand und von den Tarifabnehmern subventioniert<sup>34</sup>.

Für die dritte Ebene der „Quersubventionierung“ zwischen privaten Haushalten und gewerblichen Abnehmern im Niederspannungsbereich sind Aussagen mit Hilfe der Tarife der EVU in den alten und neuen Ländern möglich. Die Kosten für die **Produktion** und für den **Transport** des Stromes sind für beide Gruppen fast identisch. Für die Gruppe mit typischen gewerblichen Abnahmeverhalten bestehen Unterschiede in einer *differenzierten Inanspruchnahme elektrischer Leistung*. Für die gewerblichen Tarifabnehmer muß in der Spitzenzeit der Abnahme von Strom eine höherer Leistung bereitgestellt werden. Dies führt zwangsläufig zu höheren Aufwendungen des EVU bei der Bereitstellung von elektrischer Leistung.

Bei den meisten EVU bestehen zwischen den Tarifen für die privaten Haushalte und für die gewerblichen Abnehmer bei vergleichbaren jährlichen Abnahmemengen große Unterschiede pro kWh.

Zur Verdeutlichung der unterschiedlichen Tarife für „Private Haushalte“ und „Gewerbe und Sonstige“ wurden die bestätigten Tarife von 46 EVU Deutschlands ausgewertet.

---

<sup>33</sup>Vgl. Garnreiter, F.: Elektrizität: Großabnehmer von Kleinabnehmern subventioniert, in *Energiedepesche, Energiewirtschaft* Nr. 1 - April 1993, Seite 18.

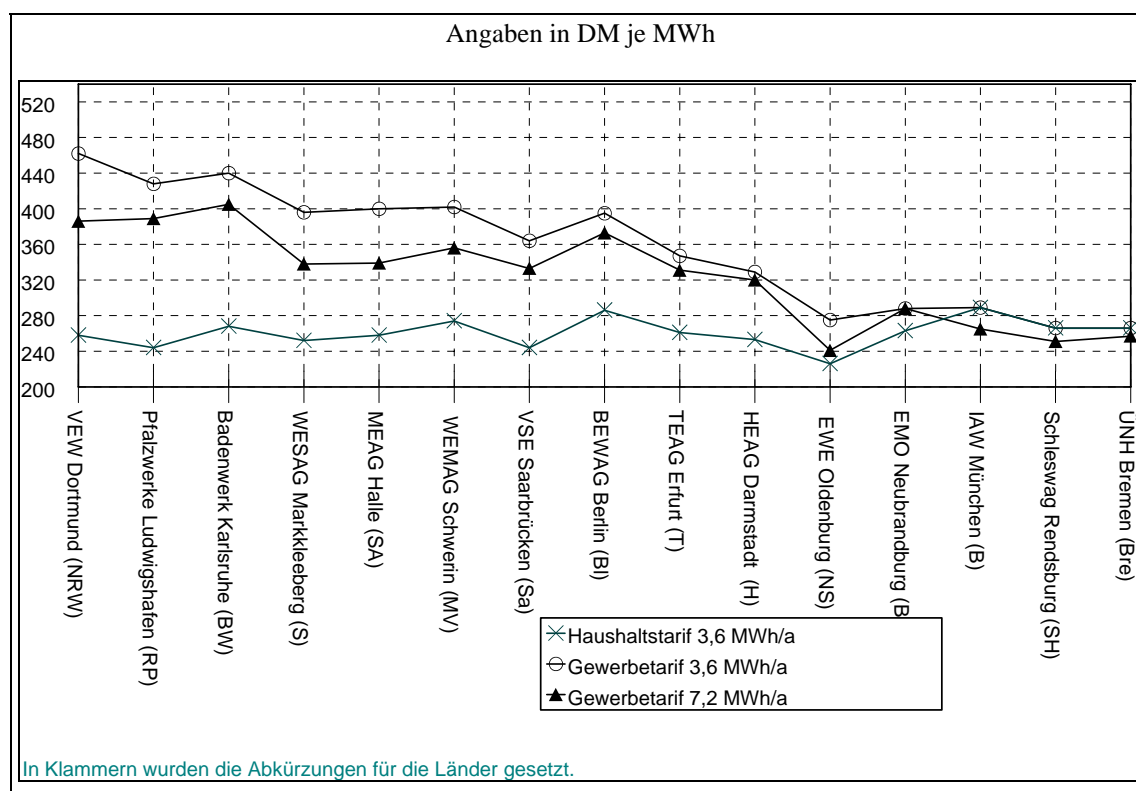
<sup>34</sup>[Nach den Berechnungen von Garnreiter erzielen die EVU bei Elektrizitätsabnehmern aus dem Hochspannungsnetz \(1000 GWh und 125 MW\) eine Rendite von minus 15 vH. Bei industriellen Sondervertragskunden](#)

Anhand von jeweils einem EVU aus 15 Bundesländern<sup>35</sup> werden die Tarife für die beiden Tarifabnehmergruppen bei einem Verbrauch

1. von 2400 kWh/a (typisch für den Durchschnittsverbrauch eines privaten Haushaltes in den neuen Ländern),
2. von 3600 kWh/a (typisch für den Durchschnittsverbrauch eines privaten Haushaltes in den alten Ländern) und
3. von 7200 kWh/a (typisch für den Verbrauch eines kleineren gewerblichen Unternehmens) in Abbildung 6 gegenübergestellt.

Abbildung 6: Strompreise je MWh im Vergleich für "private Haushalte" und "Gewerbe und Sonstige"

- Stand Juli 1994



Quelle: Durchschnittspreise für VDEW- Abnahmefälle, Stand: 1.7.94, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke-VDEW-e.V., Oktober 1994

Am stärksten weichen die Tarife bei den in die Abbildung 6 einbezogenen EVU, gleicher Verbrauch unterstellt, bei den Vereinigten Elektrizitätswerken Dortmund ab. Bei einem Verbrauch von 3600 kWh/a zahlt ein privater Haushalt je

[\(1 GWh und 0,4 MW\) realisieren die EVU 30 vH Rendite. Bei Haushalten beträgt die Rendite 10 vH, bei Kleingewerbe \(= „Gewerbe und Sonstige“ als Tarifabnehmer\) sogar 45 vH.](#)

<sup>35</sup>Die Hamburger Elektrizitätswerke wurden nicht erfaßt.

MWh 258 DM. Das gewerbliche Unternehmen zahlt für denselben Verbrauch mit 462 DM je MWh 204 DM mehr als der private Haushalt. Auch wenn der Verbrauch auf 7200 kWh/a erhöht wird und sich dadurch der Preis je kWh verringert, zahlt das gewerbliche Unternehmen mit 386 DM immerhin noch 128 DM/MWh mehr als der private Haushalt. Bei insgesamt 7 von den 14 in die Darstellung einbezogenen EVU ist die Differenz zwischen den Tarifen der privaten Haushalte und der gewerblichen Abnehmer größer als 100 DM.

Die geringsten Abweichungen sind bei der EMO Neubrandenburg mit 24,67 DM/MWh und dem EWE Oldenburg mit 48,33 DM/MWh festzustellen. Unter 100 DM/MWh Abweichung bleiben lediglich noch die TEAG Erfurt (86 DM), die HEAG Darmstadt (76 DM) und das EWE Oldenburg (48,33 DM).

Interessant für diese Betrachtung ist weniger die absolute Höhe der Tarife oder die unterschiedlichen Tarife beim Vergleich der EVU untereinander, sondern die unerklärlichen Unterschiede zwischen den Tarifen in den EVU Deutschlands für die Abnehmergruppen „Private Haushalte“ und „Gewerbe und Sonstige“.

Bei den in die Betrachtung gemäß Abbildung einbezogenen EVU *stimmen* bei der Schleswig Rendsburg die Tarife für die privaten Haushalte und für das Gewerbe mit 266 DM je MWh bei einem Verbrauch von 3600 kWh/a *überein*. Durch das Wirken vom Verbrauch unabhängiger Leistungs- und Verrechnungspreise sinkt der Tarif(-Preis) bei einem Verbrauch von 7200 kWh/a für Gewerbe auf 251 DM.

Gleiches wird bei dem IAW München und der ÜNH Bremen sichtbar. Beim Verbrauch von 3600 kWh/a sind die Tarife für „Private Haushalte“ und „Gewerbe und Sonstige“ mit 289 DM/MWh (München) und 266 DM/MWh (Bremen) identisch. Beim Verbrauch von 7200 kWh/a sinken die Tarife für die gewerblichen Abnehmer je MWh sogar auf 264,50 DM/MWh bzw. 257,33 DM/MWh. Diese drei EVU sehen anscheinend keine Notwendigkeit für unterschiedliche Tarife für die beiden Abnehmergruppen „Private Haushalte“ und „Gewerbe und Sonstige“. Offenbar unterstellen diese EVU auch annähernd gleiche Kosten für Erzeugung, Transport und Verteilung.

Bei der HASTRA Hannover und bei den Stadtwerken Wolfsburg, die nicht in der Abbildung reflektiert werden, sind die Tarife für die gewerblichen Abnehmer sogar geringfügig<sup>36</sup> niedriger als gegenüber den privaten Haushalten.

Bei allen anderen 41 in die Betrachtung einbezogenen EVU gibt es sehr unterschiedliche Differenzen zwischen den Tarifen für „Private Haushalte“ und „Gewerbe und Sonstige“. Die Tarif(-Preise) für gewerbliche Abnehmer sind meist höher. In den EVU der neuen Länder gilt dies generell.

Den Tarifen für „Private Haushalte“ und „Gewerbe und Sonstige“ liegen offensichtlich „Quersubventionierungen“ zwischen diesen Abnehmergruppen, zugunsten der „Privaten Haushalte“ zugrunde. Dafür sprechen die in Abbildung 6 und Anlagen 5 und 6 möglichen Vergleiche der Tarife und der Erlöse. Die durchschnittlich höheren Stromtarife für gewerbliche Abnehmer im Niederspannungsbereich zeigen sich auch in höheren Erlösen je kWh in den Abnehmergruppen. Die durchschnittlichen Erlöse betragen 1992<sup>37</sup> für private Haushalte 24,19 Pf/kWh, bei den gewerblichen Abnehmern wurden durchschnittlich 30,81 Pf/kWh erlöst<sup>38</sup>.

Die Attraktivität des Wirtschaftsstandortes Deutschland verlangt für das Gewerbe wettbewerbsfähige Elektrizitätspreise. Unter den Bedingungen des natürlichen Monopols der EVU und des Fehlens des Marktes müssen kostenorientierte Strompreise unter Vermeidung wirtschaftlich nicht begründbarer „Quersubventionen“ gebildet werden. Dies ist nach der Bundestarifordnung Elektrizität Aufgabe der Preisaufsichtsbehörden.

## 5. Elektrizitätspreise in Deutschland im internationalen Vergleich

<sup>36</sup>[Bei den Stadtwerken Wolfsburg 8 DM/MWh und bei der HASTRA Hannover 7 DM/MWh bei einem Verbrauch von 3600 kWh/a.](#)

<sup>37</sup>~~A~~[Aktuellere Angaben liegen für die Erlöse gegenwärtig nicht vor. Für die Darstellung des Problems höherer Tarife für gewerbliche Abnehmer sind diese Angaben trotzdem geeignet, da sich die Relationen zwischen den Tarifgruppen bis heute nicht entscheidend verändert haben.](#)

<sup>38</sup>[Angaben nach: Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1992. Statistischer Jahresbericht des Referates Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft, 1994, Seite 56. Die Erlöse sind zu Vergleichszwecken mit den Tarifen einschließlich der Ausgleichsabgabe aber ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen.](#)

Die Elektrizitätspreise stiegen in den alten Ländern im Zeitraum 1985 bis Ende 1993 nominal zwischen 4,2 vH (gegenüber dem Gewerbe) und 16,5 vH (gegenüber der Landwirtschaft). Verglichen mit dem Preisindex des Bruttoinlandsproduktes sanken aber die Elektrizitätspreise in den alten Ländern im selben Zeitraum um real 18 vH<sup>39</sup>. Trotz dieser Entwicklung sind die Strompreise, insbesondere gegenüber den gewerblichen und industriellen Großabnehmern, bis auf einem Abnahmefall, innerhalb der Europäischen Union in Deutschland am höchsten<sup>40</sup>.

Ursachen für die vergleichsweise höheren Strompreise in Deutschland können neben betriebswirtschaftlichen begründeten Kostenunterschieden auch wirtschaftspolitisch begründete Kostenbelastungen der Stromwirtschaft in Deutschland sein. Zur Zeit wirken auf die Höhe der Kosten zur Stromerzeugung folgende wirtschaftspolitisch begründete Kosten:<sup>41</sup>

- a) Die Verpflichtung der Stromwirtschaft zur Verstromung einheimischer teurer Steinkohle, die mit der verfassungswidrigen Ausgleichsabgabe in den alten Ländern noch bis Ende 1995 mit 8,5 vH vom Strompreis zu Buche schlägt.
- b) Vergleichsweise langwierige Genehmigungsverfahren und hohe Umweltauflagen beim Kraftwerksbau.
- c) Zahlung von Konzessionsabgaben der EVU an die Kommune bis zu 4,25 Pf. je kWh.

Energieintensive Produktion kann und wird künftig bei Beibehaltung der Elektrizitätspreisunterschiede innerhalb der EU aus Deutschland verlagert werden. Negative Konsequenzen für den Wirtschaftsstandort Deutschland sind die Folge. Für die ostdeutschen Unternehmen sind die Folgen noch stärker spürbar, da die Strompreise bei einer (noch) höheren Elektrizitätsintensität der Produktion ost-

---

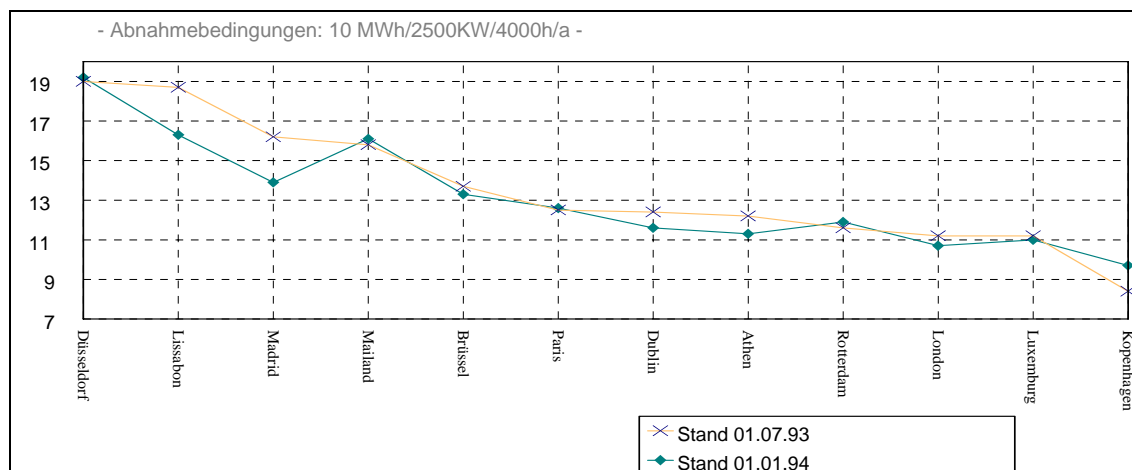
<sup>39</sup> [Zybell, G.: Elektrizitätspreise für die Industrie: Nominal seit acht Jahren praktisch konstant und real gesunken, in: Elektrizitätswirtschaft, Heft 19/1994, Seite 1101](#)

<sup>40</sup> Vgl. Abbildung 7

<sup>41</sup> Vgl. „Stromwirtschaft im Strukturwandel“; Elektrizitätswirtschaft Heft 16)1994, Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswirtschaft VDEW; Seite 922

deutscher Unternehmen im Vergleich zu den Preisen in Westdeutschland durchschnittlich um 12 vH höher sind.

Abbildung 7: EU-Industriestrompreisvergleich



Preise ohne Mehrwertsteuer, jedoch einschließlich sonstiger Abgaben (Ausgleichsabgabe)

Quellen: 1. EG-Strom- und Erdgaspreisvergleich“, in VIK-Mitteilungen, Heft 2-1994, Herausgeber: VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Seite 41.

Umrechnung in Pf/kWh erfolgte auf der Basis von Wechselkursen für 1993 und

2. Industriestrompreise in der EU, Herausgeber Bundesverband der Energieabnehmer e.V., Hannover

## 6. Resümee

1. Die Elektrizitätswirtschaft ist mit insgesamt mehr als 200 Mrd. DM Umsatz (1994) in Gesamtdeutschland<sup>42</sup> ein wesentlicher Wirtschaftsfaktor. In den neuen Ländern ist die Stromwirtschaft auf Grund der unterschiedlichen Struktur sogar ein stabilisierender Faktor des Strukturwandels und der gesamten ostdeutschen Wirtschaft. Ihr Anteil am Bruttoproduktionswert des Produzierenden Gewerbes ist in Ostdeutschland mit 11,3 vH beachtlich.
2. Der Wirtschaftsstandort Deutschland erfordert bei der wachsenden internationalen Arbeitsteilung und vor allem in der größer werdenden Europäischen Union wettbewerbsfähige Elektrizitätspreise.
3. Solange in der Elektrizitätswirtschaft der Wettbewerb durch die Existenz des natürlichen Monopols der EVU weitestgehend ausgeschlossen ist, kann auf Preis- und Kartellaufsicht nicht verzichtet werden. Eine möglichst weitestgehende Liberalisierung der Stromwirtschaft ist notwendig.

<sup>42</sup>Der Anteil der Stromversorgung am Bruttoproduktionswert des Produzierenden Gewerbes beträgt in den alten Ländern 5,6 vH; vgl. Anlage 2, Spalte 13.

4. Die deutlich höheren Strompreise der EVU in den neuen Ländern sollten im Interesse des Wirtschaftsstandortes kostenorientiert unter Berücksichtigung lokal bedingte Kostenunterschiede angeglichen werden.
5. Gegenstand weiterer wirtschaftspolitischer Diskussion sollte die Zuständigkeit von Bundes- oder Landesbehörden für die Preis- und Kartellaufsicht sein. Es sollte geprüft werden, ob nicht stärker bundeseinheitliche Kriterien und Grundsätze der Strompreisbildung durchgesetzt werden können. Eine Übertragung der exekutiven Gewalt an Bundesbehörden dürfte nicht im Widerspruch zum Subsidiaritätsprinzip und zum Artikel 30 des Grundgesetzes stehen.
6. Die Kostenorientiertheit der Elektrizitätspreise und -tarife ist notwendig, solange das natürliche Monopol der EVU existiert. Das bedeutet, daß zur Wahrung des Prinzips kostenorientierter Strompreise
  - a) höhere Preise gegenüber Sondervertragskunden wirksam werden müßten,
  - b) die Tarife gegenüber gewerblichen Unternehmen vergleichsweise sinken und
  - c) die Tarife für die privaten Haushalte steigen müßten.
7. Zwischen dem „natürlichen Monopol“ der EVU und dem „vollständigen Markt“ ist die Skala wettbewerbsähnlicher Aspekte in der Elektrizitätswirtschaft breit. Eine Liberalisierung bzw. De-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft wird sich auch bei der Möglichkeit ihrer politischen Durchsetzbarkeit bedingt durch die Leitungsgebundenheit und beim gegenwärtigen Stand der Technik nur bei der Erzeugung, Verteilung und Transport bis zum Regionalverteiler realisieren lassen. Die Versorgung der tariflichen Letztverbraucher wird für absehbare Zeiträume weiterhin einer Preisaufsicht unterliegen müssen.
8. Zur Erhöhung wettbewerbsähnlicher Verhältnisse sollten die EVU per Gesetz zur Durchleitung von Strom anderer Anbieter durch ihre Netze verpflichtet werden. Ein begrenzter Wettbewerb der Stromwirtschaft wäre damit national und international möglich.

9. Die bestehenden, langfristig<sup>43</sup> vereinbarten Konzessions- und Gebietsschutzverträge zwischen den Kommunen und den überregionalen EVU sind um die Gewährung von Durchleitungsrechten anderer Stromanbieter zu modifizieren. Konzessionsverträge wären, wenn auch in modifizierter Form, weiterhin notwendig. Die Kommunen sichern gegenwärtig über derartige Konzessionsverträge die Stromversorgung für die Letztverbraucher ihres Territorium.

10. Zur Erhaltung unserer natürlichen Umwelt sollten, soweit es technisch und ökonomisch lösbar ist, alle externen Effekte und deren Kosten internalisiert werden. Der Preis für Strom (sowie anderer Energieträger) sollte alle diese Kosten für die Erhaltung und Wiederherstellung der Natur enthalten. Die gegenwärtige „Nullbewertung“ der Natur im ökonomischen Kreislauf führt über das Marktverhalten zwangsläufig zu Fehlhandlungen der Menschen. über den Preis Das Verhalten der Menschen zu ihrer Umwelt sollte durch die Sichtbarmachung der externen Kosten im Preis beeinflußt werden.

---

<sup>43</sup>[Die Konzessionsverträge laufen gegenwärtig über einen Zeitraum von 20 Jahren.](#)

## Anlage 1: Struktur der EVU in den neuen Ländern

- Stand August 1994

EVU	Anteilseigner	Anteile in vH
1. VEAG Berlin (Ost) Verbundunternehmen	PreußenElektra Bayernwerke RWE 5 Reg.Vers. AL a)	26,25 22,50 26,25 25,00
2. Hanseatische Stromversorgung AG, Rostock (HEVAG)	PreußenElektra Kommunen	51,00 49,00
3. Westmecklenburgische EV AG, Schwerin (WEMAG)	HEW Kommunen	51,00 49,00
4. EV Müritz-Oderhaff AG, Neubrandenburg (EMO)	PreußenElektra Kommunen	51,00 49,00
5. EV Magdeburg AG, Magdeburg (EVM)	PreußenElektra Kommunen	51,00 49,00
6. Mitteldeutsche EV AG, Halle (MEAG)	VEW Isar-Amperwerk Kommunen	51,00 10,00 49,00
7. Märkische EV, Potsdam (MEVAG)	PreußenElektra Kommunen	51,00 49,00
8. EV Berlin AG, Berlin (EBAG), seit 1/94 zu BEWAG	BEWAG	100,00
9. Oder-Spree EV AG, Frankfurt/Oder (OSE)	PreußenElektra RWE Kommunen	45,90 5,10 49,00
10. EV Spree-Schwarze Elster AG, Cottbus (ESSAG)	RWE Kommunen	51,00 49,00
11. Westsächsische Energie AG, Leipzig (WESAG)	RWE Kommunen	51,00 49,00
12. EV Sachsen Ost AG, Dresden (ESAG)	EVS Schwaben HEW Hamburg Kommunen	38,00 22,00 40,00
13. EV Südsachsen AG, Chemnitz (EVSAG)	RWE Bayernwerk Kommunen	30,60 20,40 49,00
14. Thüringer Energie AG, Erfurt (TEAG)	Bayernwerk PreußenElektra Elektrowatt AG, Schweiz Kommunen	42,00 7,00 2,00 49,00

a) 25 vH halten VEW, HEW, EVS, Badenwerk und BEWAG über eine Zwischenholding

Quelle: Neuordnung der ostdeutschen Stromversorgung praktisch abgeschlossen, in:  
 Brennstoff/Wärme/Kraft, Zeitschrift des Vereins Deutscher Ingenieure für Energietechnik und  
 Energiewirtschaft, Düsseldorf, Heft 7/8 1994,

## Anlage 2: Kostenstruktur ausgewählter Wirtschaftsbereiche und -zweige des Produzierenden Gewerbes in den neuen Ländern

Stand 1992

Angaben in vH vom Bruttoproduktionswert

Pos.	Wirtschafts- bereich bzw. zweig	BPW	Aufwand für			nachr.	übrige Kosten a in NL	Abschr. in NL	Gewinn b in NL	nachr.	Anteil des Zweiges am BPW gesamt	
			Personal	Material	Energie	Energie				Gewinn	in NL	in AL
			in NL	in NL	in NL	in AL				in AL	in NL	in AL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1010	Elektrizitätsvers.	100	13,1	53,5	x	x	20,6	13	-0,2	-0,4	11,3	5,6
1030	Gasversorgung	100	7,9	69,7	x	x	24,4	8,7	-10,7	4,5	3,5	1,5
1050	Fernwärmevers..	100	19,6	52,2	x	x	17,9	15,5	-5,2	6,5	2,2	0,1
1070	Wasserversorgung	100	27,7	17,0	x	x	38,4	22,7	-5,8	-3,3	1,9	0,2
21	Bergbau	100	45,4	23,7	13,9	9,9	27,9	18,5	-15,5	-13,3	4,7	0,9
Grundstoff- und Produktionsgütergew. darunter:		100	26,9	61,0	10,3	4,2	26,7	10,1	-24,7	0,1	13,3	21,2
22	Mineralölverarb.	100	16,1	48,7	5,1	0,9	43	4,0	-11,8	-2,2	1,0	4,5
25	Steine u. Erden	100	25,1	40,7	8,7	6,1	26,7	12,9	-5,4	6,3	2,8	1,9
27	Eisenindustrie	100	25,6	70,0	11,8	11,1	22,6	8,3	-26,5	-5,1	1,9	1,9
28	Nichteisenmetall	100	11,9	88,8	6,1	5,7	12,0	3,1	-15,8	-0,7	1,1	1,1
29	Gießerei	100	57,1	52,5	17,9	5,2	30,6	14,9	-55,1	1,0	0,5	0,7
30	Zieherei/Kaltwalz.	100	23,6	66,5	7,6	3,7	14,3	7,0	-11,4	1,6	0,1	0,5
40	Chemische Ind.	100	30,1	65,8	12,1	3,5	29,5	10,0	-35,4	1,2	4,7	8,4
53	Holzbearbeitung	100	34,9	62,9	6,9	3,9	21,3	9,0	-28,1	1,4	0,2	0,4
55	Zellstoff/Papier	100	25,1	64,1	14,1	9,2	28,5	9,7	-27,4	-3,2	0,5	0,8
59	Gummiverarbeit.	100	39,6	62,3	9,0	2,3	22,8	16,0	-40,7	1,1	0,3	0,9
Investitionsgüter prod. Gewerbe darunter:		100	34,1	56,7	3,8	1,1	21,4	7,2	-19,4	0,7	22,0	40,8
30	Stahlverformung	100	47,4	47,4	9,3	3,3	22,3	7,9	-25	2,7	0,3	1,0
31	Stahl- u. Leichtmetall.	100	28,0	50,7	2,6	0,9	18,8	4,7	-2,2	3,8	3,9	1,7
32	Maschinenbau	100	44,1	52,7	4,9	1,2	26,8	8,2	-31,8	0,4	6,3	9,2
33	Straßenfahrzeugbau	100	19,9	75,5	2,5	1,1	14,6	6,8	-16,8	0,9	4,1	12,3
34	Schiffbau	100	30,6	49,2	2,7	1,3	15,6	4,9	-0,3	-3,9	1,0	0,3
36	Elektrotechnik	100	36,4	52,3	3,5	1,0	23,7	8,6	-21,0	1,6	4,2	10,0
37	Feinmechanik/Opt.	100	57,7	51,8	7,5	0,9	34,3	9,5	-53,3	1,9	0,5	1,1
38	E B M	100	32,9	54,6	4,5	1,5	18,5	8,3	-14,3	3,9	1,1	3,0
50	Büromaschinen./ ADV	100	26,6	78,4	2,1	0,6	10,7	3,9	-19,6	-8,0	0,3	1,6
Verbrauchsgüter produzierendes Gewerbe. darunter:		100	39,6	51,1	5,8	2,1	22,4	9,1	-22,2	3,0	0,0	11,6
39	Musik, Spielwaren	100	52,7	42,3	4,6	1,1	27,3	8,6	-30,9	4,8	0,2	0,4
51	Feinkeramik	100	65,9	40,0	13,4	4,5	31,6	16,5	-54,0	1,2	0,3	0,2
52	Glas	100	42,0	55,8	16,6	5,7	28,7	12,3	-38,8	1,4	0,5	0,6
54	Holzbearbeitung	100	34,3	56,4	2,9	1,3	17,9	5,5	-14,1	5,0	1,4	1,9
56	Papier und Pappenvera.	100	30,8	57,3	4,1	2,0	21,2	10,0	-19,3	2,4	0,3	1,3
57	Druck, Vervielfältig.	100	39,4	28,2	1,8	1,4	23,1	8,4	0,9	2,5	1,3	1,4
58	Kunststoffwaren	100	26,1	58,8	5,2	2,4	16,3	8,6	-9,8	2,8	0,9	2,6
62	Lederverarbeitung	100	45,5	57,6	3,0	0,7	22,2	5,9	-31,2	3,1	0,2	0,3
63	Textilgewerbe	100	45,2	63,7	9,9	2,8	24,0	13,2	-46,1	0,9	0,9	1,7
64	Bekleidung	100	48,8	52,8	4,9	0,7	27,5	7,7	-36,8	3,5	0,4	1,1
68	Ernährungsgew.	100	13,8	69,6	3,3	1,7	18,2	5,1	-6,7	2,1	9,7	8,7
69	Tabakwaren	100	3,4	10,8	0,2	0,3	86,7	1,5	-2,4	3,0	1,1	1,2
	Bauhauptgewerbe	100	36,0	48,3	1,7	1,4	12,9	4,4	-1,6	4,8	18,9	6,1
	Ausbaugewerbe	100	37,6	46,4	1,1	0,8	9,7	2,5	3,8	7,8	4,9	1,7

X = keine Angaben vorhanden. Ohne Baugewerbe sowie ohne Luft- und Raumfahrzeugbau.

Quelle: Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland 1994, Statistisches Bundesamt Wiesbaden 1994, Seite n 209/10

a = Die übrigen Kosten ergeben sich als Summe „Kosten für sonstige Industrielle/handwerkliche. DL; Mieten und Pachten, Sonstige Kosten, Kostensteuern und Fremdkapitalzinsen

b = Als „Gewinn“ wird die Differenz aus Bruttoproduktionswert minus Personalkosten Spalte 4), Materialkosten, Einsatz an Handelsware und übrige Kosten bezeichnet.

### Anlage 3: Energieverbrauch ausgewählter Wirtschaftsbereiche und -zweige des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes

Stand Jahr 1993

Angaben in Giga-Joule je 1 Mio. DM Umsatz

Pos. Bereich bzw. Zweig	Elektrizität		Gas		Heizöl		Kohle		Endenergieverbrauch		NL/AL AL=1
	AL	NL	AL	NL	AL	NL	AL	NL	AL	NL	
21 Bergbau	1.753	2.756	2.302	4.229	142	458	11.241	24.797	15.439	32.239	2,1
Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe darunter:	807	1.616	1.321	5.078	4	1.160	1.251	3.027	3.383	10.881	3,2
22 Mineralölverarb.	182	2.013	105	1.537	1.152	2.391	0	11	1.439	5.952	4,1
27 Eisenindustrie	1.699	2.591	4.028	6.185	7.007	2.153	10.096	6.527	22.830	17.456	0,8
29 Gießerei	786	2.230	760	1.481	2.433	321	903	837	4.882	4.870	1,0
55 Zellstoff- und/ Papierindustrie	2.721	4.099	4.620	4.134	8.248	7.840	1.863	7.174	17.452	23.246	1,3
Investitionsgüter produzierendes Gewerbe darunter:	149	279	145	291	51	212	6	366	305	1.148	3,8
32 Maschinenbau	121	308	131	564	1.732	262	5	383	1.989	1.517	0,8
37 Feinmech./Optik	115	457	85	134	155	54	5	149	359	795	2,2
38 E / B / M	188	396	221	296	487	399	1	206	898	1.297	1,4
Verbrauchsgüter produzierendes Gewerbe darunter:	302	524	438	887	22	575	19	673	761	2.659	3,5
52 Glas	878	1.657	3.074	6.925	9.940	189	0	97	13.892	8.868	0,6
56 Papier/Pappe	313	398	451	329	646	532	34	320	1.444	1.579	1,1
63 Textilgewerbe	420	902	731	269	960	684	87	1.795	2.197	3.649	1,7
68 Ernährungsgew.	189	260	382	302	685	495	61	389	1.316	1.447	1,1

Quelle: Statistisches Jahrbuch 1994 für die Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt Wiesbaden 1994, Seiten 214/15 und 221 sowie eigene Berechnungen

## Anlage 4: Absoluter und relativer Elektrizitätsverbrauch der Wirtschaftszweige des Verarbeitenden Gewerbes

Stand Jahr 1993

Pos.	Bereich	Stromverbrauch		Stromverbrauch		NL zu AL AL =100	Umsatz in Mio. DM	
		in Mio. kWh		in kWh je 1000 DM Umsatz			AL	NL
		AL	NL	AL	NL			
21	Bergbau	13.577	4.501	487	765	157	27.881	5.880
	Grundstoff- und produzie- rendes Gewerbe	105.042	10.126	224	449	200	468.529	22.559
22	Mineralölverarbeitg.	5.184	1.458	51	559	1.106	102.580	2.608
25	Steine und Erden	7.564	1.459	170	214	126	44.506	6.820
27	Eisenindustrie	16.819	1.813	472	720	153	35.640	2.519
28	Nichteisenmetalle	14.225	350	641	244	38	22.193	1.433
29	Gießerei	2.889	412	218	620	284	13.235	665
30	Zieherei; Kaltwalz.	1.213	102	108	234	217	11.210	435
40	Chemische Industrie	41.540	3.580	214	544	254	194.172	6.585
55	Zellstoff/Papier	11.975	707	756	1.138	151	15.842	621
59	Gummiverarbeitung	1.802	125	101	264	262	17.845	473
	Investitionsgüter produzie- rendes Gewerbe	34.569	2.982	41	77	188	836.698	38.481
31	Stahl- und Leichtmet.	730	410	19	61	311	37.505	6.773
32	Maschinenbau	6.546	838	33	86	256	195.490	9.792
33	Straßenfahrzeugbau	11.054	409	46	55	119	238.682	7.404
34	Schiffsbau	312	107	46	60	131	6.825	1.780
36	Elektrotechnik	7.830	648	37	75	201	209.940	8.637
37	Feinmechanik Optik	755	100	32	127	399	23.718	787
38	EBM	3.478	235	52	110	210	66.595	2.138
50	Büromaschinen ADV	765	37	35	106	303	21.939	350
	Verbrauchsgüter produzie- rendes Gewerbe	22.132	1.612	84	146	174	263.879	11.067
39	Musik, Spielwaren	314	30	34	99	289	9.153	303
51	Feinkeramik	590	98	119	226	190	4.977	434
52	Glas	3.250	416	244	460	189	13.327	904
54	Holzverarbeitung	1.737	157	39	57	146	44.846	2.771
56	Papier u Pappe	2.320	71	87	111	127	26.722	642
57	Druck, Vervielfälti- gung	2.209	104	62	68	109	35.441	1.530
58	Kunststoffwaren	7.035	309	119	149	126	59.264	2.073
61	Ledererzeugung	77	13	78	236	304	989	55
62	Lederverarbeitung	114	13	15	53	361	7.754	245
63	Textilgewerbe	4.128	360	117	251	215	35.384	1.437
64	Bekleidung	358	40	14	62	447	25.991	650
68	Ernährungsgewerbe	10.339	1.327	52	72	138	197.411	18.370
69	Tabakverarbeitung	239	13	9	7	85	27.584	1.756
	Summe	180.968	20.242	102	209	205	1.774.64	96.870
							1	

Quelle: Statistisches Jahrbuch 1994 für die Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt Wiesbaden 1994, Seiten 214/15 und 220/21

## Anlage 5: Tarife für „Gewerbe und Sonstige“ ausgewählter EVU

Stand Juli 1994

EVU	variabler Arbeits- und Leistungs- preis- Pf/kWh	fester Leistungs- preis DM/a	Ver- rech- nungs- preis DM/a	Preis je MWh bei einem Verbrauch von 3,6 MWh/a DM/MWh	Preis je MWh bei einem Verbrauch von 7,2 MWh/a DM/MWh
1	2	3	4	5	6
EWE Oldenburg	20,80	192,00	48,00	274,67	241,33
ÜNH Bremen	24,90	0	60,00	265,66	257,33
Schleswig Rendsburg	23,60	60,00	48,00	266,00	251,00
IAW München	24,00	126,00	50,40	289,00	264,50
BEWAG Berlin	35,00	107,31	54,75	395,02	372,51
<b>EMO Neubrandenburg</b>	<b>28,80</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>288,00</b>	<b>288,00</b>
HEAG Darmstadt	31,20	0,00	60,00	328,67	320,33
<b>WESAG Markkleeberg</b>	<b>28,00</b>	<b>360,00</b>	<b>58,20</b>	<b>396,17</b>	<b>338,08</b>
<b>MEAG Halle</b>	<b>27,80</b>	<b>378,00</b>	<b>60,00</b>	<b>399,67</b>	<b>338,83</b>
VSE Saarbrücken	30,27	180,00	40,00	363,81	333,26
<b>TEAG Erfurt</b>	<b>31,50</b>	<b>72,00</b>	<b>42,00</b>	<b>346,67</b>	<b>330,83</b>
<b>WEMAG Schwerin</b>	<b>31,00</b>	<b>288,00</b>	<b>42,00</b>	<b>401,67</b>	<b>355,83</b>
VEW Dortmund	31,00	480,00	67,20	462,00	386,00
Pfalzwerke Ludwigshafen	35,00	220,00	60,00	427,78	388,89
Badenwerk Karlsruhe	37,00	198,00	53,60	439,89	404,94

Quelle: Durchschnittspreise für VDEW- Abnahmefälle 1.7.94, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke-VDEW-e.V., Oktober 1994. Die Tarife gelten für die Abnahmefälle 3600 kWh/a bis 7200 kWh/a

## Anlage 6: Tarife für „private Haushalte“ ausgewählter EVU

Stand Juli 1994

EVU	variabler Arbeits- und Leis- tungspreis  Pf/kWh	fester Leistungs- preis  DM/a	Verrech- nungs- preis  DM/a	Preis je MWh bei einem Verbrauch von 3,6 MWh/a DM/MWh	Preis je MWh bei einem Verbrauch von 2,4 MWh/a DM/MWh
1	2	3	4	5	6
EWE Oldenburg	20,80	66,00	0,00	226,33	235,50
ÜNH Bremen	24,90	0,00	60,00	265,66	274,00
Schleswig Rendsburg	23,60	60,00	48,00	266,00	281,00
IAW München	24,00	126,00	50,40	289,00	313,50
BEWAG Berlin	26,10	34,31	54,75	285,74	298,11
<b>EMO Neubrandenburg</b>	<b>24,50</b>	<b>66,00</b>	<b>0,00</b>	<b>263,33</b>	<b>272,50</b>
HEAG Darmstadt	23,60	0,00	60,00	252,67	261,00
<b>WESAG Markkleeberg</b>	<b>21,50</b>	<b>75,00</b>	<b>58,20</b>	<b>252,00</b>	<b>270,50</b>
<b>MEAG Halle</b>	<b>22,50</b>	<b>57,00</b>	<b>60,00</b>	<b>257,50</b>	<b>273,75</b>
VSE Saarbrücken	22,24	36,00	40,00	243,51	254,07
<b>TEAG Erfurt</b>	<b>22,90</b>	<b>72,00</b>	<b>42,00</b>	<b>260,67</b>	<b>276,50</b>
<b>WEMAG Schwerin</b>	<b>25,00</b>	<b>44,00</b>	<b>42,00</b>	<b>273,89</b>	<b>285,83</b>
VEW Dortmund	21,20	99,00	67,20	258,17	281,25
Pfalzwerke Ludwigshafen	19,70	108,00	60,00	243,67	267,00
Badenwerk Karlsruhe	22,40	100,00	53,60	267,67	288,00

Quelle: Durchschnittspreise für VDEW- Abnahmefälle 1.7.94, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke-VDEW-e.V., Oktober 1994. Die Tarife gelten für die Abnahmefälle 2400-3600 kWh/a.

## Anlage 7: Durchschnittspreise für Elektrizität einzelner Abnahmefälle gegenüber Sondervertragskunden ausgewählter EVU

Angaben in Pf/kWh

Stand 01. Januar 1994

	Arbeit in MWh/a	0,160	0,625	1,575	4,000	20,000	Durchschnittspreis
	Leistung in kW	100	250	500	1.000	4.000	
	Benutzungsdauer in h/a	1.600	2.500	3.150	4.000	5.000	
Lfd.Nr	EVU						
1.	ÜZH Helmstedt	22,6	19,7	17,8	16,0	14,2	18,1
2.	PESAG Paderborn	24,1	19,9	17,6	15,9	14,4	18,3
3.	EAM Kassel	23,8	20,0	17,7	15,7	14,1	18,3
4.	SW Mainz	23,4	20,4	18,5	16,6	14,3	18,6
5.	IAW München	24,4	19,7	17,9	16,2	14,6	18,7
6.	OVAG Friedberg	25,2	20,9	18,9	15,9	13,8	19,0
7.	Schleswig Rendsburg	25,5	19,6	17,9	16,5	15,0	19,0
8.	EWAG Nürnberg	25,2	20,3	18,4	16,4	14,6	19,1
9.	ÜNH Bremen	25,2	20,5	18,3	16,5	15,1	19,2
10.	SW Wiesbaden	25,5	21,3	19,2	17,0	14,2	19,4
11.	SW Kassel	25,4	21,1	18,9	16,6	14,8	19,4
<b>12.</b>	<b>MEVAG Potsdam</b>	<b>23,8</b>	<b>20,4</b>	<b>19,2</b>	<b>17,7</b>	<b>16,0</b>	<b>19,5</b>
13.	KWR Rheinfelden	26,1	21,5	19,5	16,8	14,0	19,7
14.	EVS Stuttgart	25,9	21,7	19,3	16,8	14,9	19,8
15.	Badenwerk Karlsruhe	26,4	21,4	19,5	17,3	15,0	20,0
16.	SW Bremen	26,1	21,5	19,4	17,3	15,6	20,1
<b>17.</b>	<b>MEAG Halle</b>	<b>25,9</b>	<b>21,7</b>	<b>19,8</b>	<b>17,4</b>	<b>15,5</b>	<b>20,1</b>
18.	EVM Magdeburg	25,7	21,7	19,7	17,6	16,0	20,2
19.	SW Düsseldorf	26,2	22,3	20,2	18,2	15,5	20,4
<b>20.</b>	<b>SW Leipzig</b>	<b>26,5</b>	<b>22,7</b>	<b>20,5</b>	<b>17,8</b>	<b>15,0</b>	<b>20,4</b>
21.	Neckarwerke Esslingen	27,2	22,3	20,1	17,7	15,7	20,7
<b>22.</b>	<b>EVS Chemnitz</b>	<b>26,5</b>	<b>22,7</b>	<b>20,5</b>	<b>18,2</b>	<b>15,6</b>	<b>20,7</b>
23.	SW Frankfurt/Main	28,0	23,2	20,1	17,7	15,7	21,0
<b>24.</b>	<b>BEWAG Berlin</b>	<b>34,7</b>	<b>27,6</b>	<b>24,2</b>	<b>20,7</b>	<b>18,1</b>	<b>25,3</b>
Durchschnittspreis der EVU der AL		25,6	21,4	19,3	17,0	14,9	19,7
<b>Durchschnittspreis der EVU der NL</b>		<b>26,5</b>	<b>22,4</b>	<b>20,3</b>	<b>18,1</b>	<b>16,0</b>	<b>20,7</b>

Preise ohne Ausgleichsabgabe und ohne Mehrwertsteuer. Die EVU der neuen Bundesländern wurden fettgedruckt dargestellt.

Quellen: Bundes-Strompreisvergleich II/1994 für Sondervertragskunden elektrischer Energie, Herausgeber: Bundesverband der Energieabnehmer e.V., Hannover 22.07.1994

## Anlage 8: Durchschnittliche Erlöse aus dem Elektrizitätsabsatz deutscher EVU

Stand Jahr 1992

Abgabe an	alte Länder		Durchschnitts- erlöse	Durchschnitts- erlöse	neue Länder		Durchschnitts- erlöse
	Verbrauch 1992	Anteil	ohne Aus- gleichs- abgabe	mit Aus- gleichs- abgabe	Verbrauch 1992	Anteil	
	in GWh	vH	Pf/kWh	Pf/kWh	in GWh	vH	Pf/kWh
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>1. Sondervertragskunden:</b>							
Bergbau und Verarbeiten- des Gewerbe	161.658	41,27	13,62	14,68	19.163	35,38	16,22
Verkehr	6.274	1,60	16,28	17,54	2.471	4,56	18,05
Öffentliche Einrichtungen	27.226	6,95	18,30	19,72	2.218	4,09	20,68
Landwirtschaft	546	0,14	18,06	19,46	780	1,44	21,28
Handel und Gewerbe	22.532	5,75	20,47	22,06	2.146	3,96	20,95
Durchschnitt	<b>218.236</b>	<b>55,71</b>	<b>15,00</b>	<b>16,16</b>	<b>26.778</b>	<b>49,43</b>	<b>17,28</b>
<b>2. Tarifkunden</b>							
private Haushalte	86.607	22,11	25,05	26,99	15.799	29,17	24,34
Landwirtschaft	6.190	1,58	23,38	25,19	592	1,09	26,19
Gewerbe und Sonstige	31.054	7,93	29,91	32,22	7.151	13,20	27,31
öffentliche Einrichtungen mit Sonderabkommen	27.226	6,95	18,30	19,72	2.218	4,09	20,68
Durchschnitt der Tarifkun- den - ohne Heiztrom	<b>151.077</b>	<b>38,57</b>	<b>24,76</b>	<b>26,68</b>	<b>25.760</b>	<b>47,55</b>	<b>24,90</b>
Durchschnitt der Tarifkun- den - einschließlich Heiz- strom	<b>173.472</b>	<b>44,29</b>	<b>23,81</b>	<b>25,66</b>	<b>27.393</b>	<b>50,57</b>	<b>24,49</b>

Angaben über Pf/kWh ohne Mehrwertsteuer

Quellen: 1. VDEW-Statistik 1992, Herausgeber: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, a.a.O., Seiten 29 ff.

2. Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1992, in: Statisti-  
scher Jahresbericht des Referates Elektrizitätswirtschaft im BMWi, 44. Bericht, Seite 56 sowie  
eigene Berechnungen.