

Die neuen Energiegiganten

Die Elektrizitätswirtschaft zwischen Wettbewerb, Marktmacht und Regulierung

1. Mehr Wettbewerb durch Liberalisierung?

Unter dem weltweiten Regime des Neoliberalismus ist es zu einer Welle von Privatisierungen von zuvor öffentlich erbrachten Leistungen und zu einer Deregulierung bzw. Marktöffnung durch Wettbewerb gekommen. „Die Argumente, die am häufigsten angeführt wurden und werden, um Privatisierungen zu rechtfertigen, beziehen sich auf größere Effizienz nach innen und außen, eine bessere und billigere Versorgung mit Gütern und Dienstleistungen und einen Abbau von Bürokratie – dies alles als Folge von mehr Wettbewerb.“¹ Diese Sicht gründet darauf, dass sich der Zustand von Wettbewerb von selber einstellt, sofern sich nur der Staat nach Möglichkeit der Eingriffe ins Wirtschaftsleben enthält. Dem steht aber die Erkenntnis entgegen, dass es eine Reihe von Ausnahmereichen gibt, wo sich Produktion und Verteilung nicht über eine wettbewerbliche Marktkoordination herbeiführen lassen bzw. wo sowohl der Markt als auch der Wettbewerb nicht funktionieren. Dazu zählen das Marktversagen beim Ausschlussprinzip kollektiver (öffentlicher) Güter, dass Versagen des Markt-Koordinationsprinzips bei dem Vorliegen vollkommen unelastischer Nachfrage- und Angebotsfunktionen sowie die Verletzung einer Marktkoordination bei einem anormalen Angebots- oder Nachfrageverhalten. Hinzu kommt das Versagen des Äquivalenzprinzips des Marktes durch externe Effekte (externe Kosten und Nutzen) und einer dabei nicht gegebenen Internalisierung in die Marktpreise.² Marktkräfte allein sind darüber hinaus nicht ausreichend, um den Wettbewerb gegen Einschränkung in Form eines Parallelverhaltens der Unternehmen – gerade beim Vorliegen oligopolistischer Marktstrukturen – oder sogar im Hinblick auf eine Abschaffung von Wettbewerb durch monopolistische Zusammenschlüsse (Kartell, Syndikat, Trust) und damit gegen die Anhäufung und den Missbrauch von Marktmacht zu schützen. Im Gegenteil: Wettbewerb neigt immanent durch einen Ausleseprozess zu Konzentrations- und Zentralisationsprozessen, die letztlich zur Selbstaufhebung von Wettbewerb in Richtung einer marktbeherrschenden oder monopolistischen Stellung der anbietenden und/oder nachfragenden Unternehmen führen.

Monopolistisches Verhalten bewirkt im Gegensatz zum Verhalten eines unter Wettbewerb agierenden Unternehmens, für das die Nachfrage per definitio-

¹ Huffschmid, J., Ein starker und demokratischer öffentlicher Sektor statt des Vorrangs für Privatisierung und Deregulierung, in: Etzezarreta, M. u.a., EuroMemo 2003, Hamburg 2004, S. 161.

² Vgl. Olten, R., Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, München, Wien 1995, S. 70ff.

nem vollkommen elastisch ist (und das den Preis als Datum hinnimmt), einen überhöhten Preis, d.h. einen Preis, der die Grenzkosten der Produktion übersteigt. Das Monopol oder auch nur ein marktbeherrschendes Unternehmen verkaufen ihre Leistungen zu einem höheren als dem pareto-optimalen Preis,³ der gleich den Grenzkosten ist. Hierdurch entsteht ein gesellschaftlicher Wohlfahrtsverlust. Die einzige Restriktion für Monopolisten besteht dabei in der Preiselastizität der Nachfrage. Bei geringer Nachfrageelastizität – die Nachfrager reduzieren ihre Einkäufe in Reaktion auf eine Preisanhebung nur wenig – werden größere Gewinnspannen als bei einer hohen Nachfrageelastizität erzielt. Unberührt bleibt dagegen die Gewinnspanne, wenn es zu einer Erhöhung der Grenzkosten kommt. Hier steigt zur Kompensation der Monopolpreis um denselben Prozentsatz mit dem die Grenzkosten gestiegen sind.⁴ Außerdem eröffnet sich dem Monopolisten die Möglichkeit durch das Setzen unterschiedlicher (differenzierter) Preise den Gewinn auf Kosten der Konsumentenrente zu erhöhen. Liegt es im Wesen des Wettbewerbs, für die Einheitlichkeit des Marktpreises zu sorgen, so besteht für den Monopolisten die Möglichkeit einer Preisdiskriminierung. „Diese vollzieht sich in der Weise, dass die gesamte Nachfrage nach ihrer Schröpfbarkeit klassifiziert und jede Klasse mit einem ihrer Tragfähigkeit angepassten Preis versehen wird.“⁵

Trotz dieser negativen Ergebnisse bei dem Vorliegen von Monopol-, aber auch von Monopsonmacht⁶ gibt es aber Bereiche (Sektoren) in der Wirtschaft, die durch „natürliche Monopole“ zu besseren gesamtwirtschaftlichen Ergebnissen kommen, als dies unter Wettbewerbsbedingungen der Fall ist. Ökonomisch besteht kein Grund, dasselbe in mehreren Unternehmen und damit unter Wettbewerb produzieren zu lassen, wenn derselbe Gesamtoutput billiger in einem einzigen Unternehmen erzeugt werden kann. Um steigende Skalenerträge (economies of scale) auszunutzen wäre hier eine Produktionskonzentration in einem Unternehmen sinnvoll. Dies gilt auch für Mehrproduktunternehmen. Hier kommt es zu einer Subadditivität der Kostenfunktionen, d.h. die Kosten sind geringer, wenn mehrere verschiedene Produkte zusammen erzeugt werden, als wenn jedes einzeln für sich erzeugt wird.⁷ Verhindert demnach Wettbewerb economies of scale, so ist ein wettbewerblicher Ausnahmebe-

³ Ein pareto-optimaler Zustand, benannt nach dem italienischen Ökonomen und Soziologen Vilfredo Pareto (1848 – 1923), ist in einer Volkswirtschaft dann vorhanden, wenn es nicht mehr möglich ist, durch irgendwelche Maßnahmen den Wohlstand (das Nutzenniveau) eines oder mehrerer Wirtschaftssubjekte zu erhöhen, ohne den Wohlstand irgendeines anderen Wirtschaftssubjekts zu vermindern. Der Vorteil des dabei maßgeblichen Pareto-Kriteriums liegt darin, dass es keine unmittelbaren interpersonellen Nutzenvergleiche erfordert und sich dennoch differenzierte Voraussetzungen für das sozialökonomische Optimum ableiten lassen – besonders als so genannte Marginalbedingungen sowie ergänzend als Stabilitäts- und als Totalbedingungen.

⁴ Vgl. Tirole, J., *Industrieökonomik*, München, Wien 1995, S. 143ff.

⁵ Röpke, W., *Die Lehre von der Wirtschaft*, 13. Aufl., Bern, Stuttgart, Wien 1994, S. 209.

⁶ Monopson: Marktmacht eines Unternehmens an den Beschaffungsmärkten zur Erpressung von Einkaufsvorteilen. Vgl. Bontrup, H.-J., *Nachfragemacht von Unternehmen*, Köln 1983.

⁷ Vgl. Tirole, J., *Industrieökonomik*, a.a.O., S. 41f.

reich zu rechtfertigen. Dies setzt aber eine staatliche Kontrolle der entstehenden Monopolstellung voraus. Zur womöglichen Unwirtschaftlichkeit der Produktion kommt vielfach noch eine technische Unmöglichkeit hinzu, Konkurrenzbetriebe zuzulassen. Beide Gründe sind im Allgemeinen bei allen leitungs- oder netzgebundenen Energien wie Strom, Gas, Wasser und Telekommunikationsleistungen anerkannt. Zumindest eine je Anbieter zu schaffende Betriebs-(Leistungs-)Netzstruktur lässt sich hier weder ökonomisch von der Kostenseite noch ökologisch von der nötigen Raumbeanspruchung in der Umwelt darstellen. Hinzu kommt eine stetig zu gewährleistende Versorgungssicherheit mit Anschlussprinzip⁸ und damit insgesamt zur langfristigen Aufrechterhaltung und Bereitstellung eines Angebots der Daseinsvorsorge auch eine Investitionspflicht der Unternehmen. Nicht zuletzt unterliegen die oben genannten leitungsgebundenen Produkte und Leistungen einer politischen Sensibilität was die Preisentwicklung anbelangt.⁹

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die Produktion und Verteilung der leitungsgebundenen Produkte und Leistungen vorgenommen werden soll. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit der Schaffung eines privaten (natürlichen) Monopols, das aber der Preisaufsicht des Staates unterstellt werden muss, oder man setzt an die Stelle des Privatmonopols das öffentliche Monopol des Staates oder der Gemeinde.¹⁰ Die Aussteuerung der leitungs- bzw. netzgebundenen Energie- und Telekommunikationsmärkte in Form eines öffentlichen Monopols wird dabei spätestens seit Beginn der 1990er Jahre durch den neoliberalen Ruf nach Liberalisierung, Deregulierung und Privatisierung diskreditiert und ausgeschlossen.¹¹ Aber auch die Organisation durch private integrierte Gebietsmonopole mit staatlicher Preisaufsicht wird heute wettbewerbspolitisch nicht mehr als gerechtfertigt angesehen. Dies gelte vom Grundsatz für alle leitungsgebundenen Produkte und Leistungen. Am weitesten umgesetzt wurde dieser Grundsatz bisher in der Telekommunikation und in der im folgenden untersuchten Elektrizitätswirtschaft. Hier sei Stromerzeugung sowie der Handel (Groß- und Einzelhandel) mit Elektrizität unter Wettbewerbsbedingungen möglich und daher ein gänzlich regulierter Markt überflüssig. Lediglich der Betrieb des Übertragungsnetzes und die Stromverteilung über das Netz müsse noch als ein „natürliches Monopol“ betrieben und einer staatlichen Preisaufsicht unterzogen werden. Dabei sei zu gewährleisten,

⁸ Dies haben die jüngsten Zusammenbrüche und Blackouts bei der Stromversorgung in Kalifornien, New York, London und Italien gezeigt.

⁹ Wie sensibel das Thema politisch und ökonomisch ist, haben erst vor kurzem die angekündigten Preiserhöhungen der Strombranche deutlich gemacht. Die Bundesregierung und die Wirtschaft befürchten durch das Steigen der Strompreise dämpfende Wirkungen auf die Konjunktur.

¹⁰ Vgl. Röpke, W., Die Lehre von der Wirtschaft, a.a.O., S. 240.

¹¹ Bemerkenswert ist deshalb die Forderung des SPD Energieexperten, Hermann Scheer, die privat betriebenen Stromnetze zu *vergesellschaften*. Scheer kommt zu dem Ergebnis: „Netze haben die Funktion von Straßen – auch die Straßen unterliegen der öffentlichen Verantwortung, um einen diskriminierungsfreien Zugang für alle zu sichern.“ Vgl. Hannoversche Allgemeine Zeitung vom 20.9.2004, S. 23.

„dass einerseits ein Missbrauch vermieden wird und andererseits der jeweilige Netzbetreiber ausreichende Erlöse erwirtschaftet, um die notwendige Instandhaltung der Netze vorzunehmen.“¹² Im Hinblick auf diese differenzierte (duale) Sicht bezüglich Stromerzeugung, -übertragung und Stromverteilung kam es 1997 zur EG-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie¹³ und 1998 in Deutschland zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes aus dem Jahr 1935,¹⁴ das von den Nationalsozialisten in erster Linie zur Zentralisierung der Energiewirtschaft geschaffen worden ist. Die wesentliche Folge der nach über 60 Jahren vollzogenen Novellierung ist die Abschaffung der bis dahin bestehenden kartellrechtlichen Bereichsausnahmen, die Neufassung der Missbrauchsaufsicht sowie der so genannte „verhandelte Netzzugang“ für Stromanbieter.

2. Der Strommarkt in Deutschland und seine Entwicklung nach der Liberalisierung

2.1 Allgemeines zum Strommarkt

Die allgemeine Versorgung mit elektrischer Energie setzte zum Ende des 19. Jahrhunderts ein.¹⁵ Trotz der um die Jahrhundertwende immer mehr aufkommenden privaten Energieversorgungsunternehmen (EVU) oblag im Jahr 1910 die Stromversorgung noch zu 75 v.H. öffentlichen Unternehmen auf kommunaler Ebene, so dass eine weitgehende dezentrale Versorgung mit elektrischer Energie gegeben war. Mit der sich dann immer mehr vollziehenden Privatisierung der Stromversorgung kam es gleichzeitig zu einer Zentralisierung durch den Aufbau von Verbundnetzen und überregional agierenden EVU's. Dazu verkauften die Kommunen den privaten EVU's die Produktionskapazitäten zur Erzeugung von Strom und verpachteten ihnen auch die alleinigen Benutzungsrechte für die öffentlichen Wege zum Zwecke der Stromverteilung – die so genannte Konzessionierung. Um zusätzlich die Konkurrenz um die einzelnen Versorgungsgebiete auszuschalten, garantierten sich die Stromunternehmen durch gegenseitige Demarkationsabsprachen festumrissene Absatzgebiete, in die kein anderes EVU Strom liefern durfte. So entstanden schließlich völlig abgeschottete Märkte bzw. Gebietsmonopole.

¹² Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, Bundestags-Drucksache 15/3610, S. 437.

¹³ Der Richtlinie ging im Hinblick auf die Entwicklung des Europäischen Binnenmarktes eine 1996 von der EU-Kommission erlassene Richtlinie voraus, den grenzüberschreitenden Handel mit Strom zu erleichtern und dadurch den Wettbewerb im Binnenmarkt zu vertiefen. Es wurde ein Zeitplan aufgestellt, nach dem den Abnehmern sukzessive – angefangen bei den größten – das Recht zugesprochen wurde ihre Stromlieferanten frei zu wählen.

¹⁴ Vgl. Eickhof, N., Die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, in: Wirtschaftsdienst, Heft 1/1998, S. 18ff.

¹⁵ Vgl. Wesener, W., Energieversorgung und Energieversorgungskonzepte, Münster 1986.

Der vor und während des Zweiten Weltkrieges vollendete Prozess der Zentralisierung und Monopolisierung der Stromversorgung wurde nach der Gründung der Bundesrepublik festgeschrieben. Mit der Konstituierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) im Jahr 1958 ist die Elektrizitätswirtschaft von der Anwendung des Kartellgesetzes durch die §§ 103 und 103a GWB a. F. freigestellt worden. Lediglich eine Missbrauchsaufsicht bezüglich der EVU's untereinander und eine Behinderung der industriellen Eigenversorgung durch Kraftwerke wurden durch das GWB sanktioniert. Allerdings unterlagen die EVU's der Fusionskontrolle des § 23 GWB a. F. Hierdurch sollte in der Elektrizitätswirtschaft eine weitere Konzentration verhindert werden. Die Regelungen, auch eine spezielle Preis- und Kostenkontrolle für Tarifkunden (vgl. dazu Punkt 3.2.3), konnten aber bisher nicht verhindern, dass die EVU's im Gegensatz zur übrigen Wirtschaft weit höhere absolute und auch relativ höhere Gewinne – in Relation zum Umsatz – verbuchen konnten.¹⁶ Auch die Macht der acht Verbundmonopolisten¹⁷ mit einem Marktanteil von über 80 v.H. der Stromerzeugung und ihr Einfluss auf die nachgelagerten Marktstufen der Regionalverteiler sowie der jeweiligen kommunalen Lokalverteiler (Stadtwerke) konnte durch eine kartellrechtliche Fusionskontrolle nicht eingeschränkt werden. Im Gegenteil: Zwischen 1955 und dem Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes zur Liberalisierung der Strommärkte im Jahr 1998 ist es zu einem weiteren Konzentrationsprozess von rund 3.000 EVU's auf etwa 1.000 EVU's gekommen.¹⁸ Darunter waren die oben angeführten acht Verbundmonopolisten, ca. 80 Regionalunternehmen und rund 900 zumeist kommunale Verteilerunternehmen (Stadtwerke) auf lokaler Ebene.¹⁹

2.2 Integrierte monopolistische Strukturen

Der Strommarkt lässt sich in drei Wertschöpfungsstufen einteilen. Dazu gehören

- die Stromerzeugung,
- die Stromübertragung durch Netze und
- der Stromhandel bzw. die Verteilung des Stroms.

„Die Verbundunternehmen betreiben dabei das Höchstspannungsnetz für den überregionalen Stromtransport in Deutschland und sie koordinieren den Stromaustausch mit ausländischen Partnern innerhalb des westeuropäischen

¹⁶ Vgl. Bontrup, H.-J./Troost, A., Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft, Bremen 1988, S. 96ff.

¹⁷ Dazu gehörten Ende der 1980er Jahre: Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE), Preußische Elektrizitäts AG (PreussenElektra AG), Bayernwerk AG, Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW), Energieversorgung Schwaben AG (EVS), Badenwerk AG, Hamburgische Elektrizitätswerke AG (HEW) und Berliner Kraft und Licht AG (BEWAG). Nach der Wiedervereinigung kamen die VEAG und die LAUBAG in Ostdeutschland dazu.

¹⁸ Vgl. Bontrup, H.-J./Troost, A., Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft, a.a.O., S. 8.

¹⁹ Vgl. Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 444.

Verbundsystems. Auf die Verbundunternehmen entfällt der wesentliche Anteil der inländischen Stromerzeugung. Neben der Stromerzeugung und dem Stromtransport engagieren sich die Verbundunternehmen auch direkt sowie über ihre Tochtergesellschaften in der Stromverteilung und der Belieferung von Endkunden. Die Unternehmen auf der Regionalstufe verfügen nur in geringem Umfang über eigene Erzeugungskapazitäten. Sie sind als Zwischenhändler in der Weiterverteilung und im Verkauf des von Verbundunternehmen bezogenen Stroms an Endverbraucher vornehmlich in größeren Gebieten, die mehrere Gemeinden umfassen, tätig. Zu diesem Zweck betreiben sie eigene Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze. Die lokalen Versorgungsunternehmen, in der Regel kommunale Unternehmen bzw. Stadtwerke, weisen eine sehr heterogene Größenstruktur auf. Einige große Stadtwerke sind in ihrer wirtschaftlichen Bedeutung den Regionalversorgern vergleichbar. Die lokalen Versorgungsunternehmen sind grundsätzlich in der Endkundenversorgung auf Mittel- und Niederspannungsebene tätig. Die Stromversorgung erfolgt häufig im Querverbund mit der Gas-, Wasser- und Fernwärmeversorgung, teilweise auch im Querverbund mit dem öffentlichen Personennahverkehr. Die Lokalunternehmen decken den überwiegenden Teil ihres Stromaufkommens durch Bezug von den Verbund- und Regionalunternehmen. Vereinzelt verfügen sie auch über eigene Erzeugungskapazitäten.²⁰ Anders als bei der Übertragung von Strom durch Netze, hier liegt ein „natürliches Monopol“ vor, gibt es bei der Erzeugung und auch beim Handel bzw. der Verteilung von Strom auf die Endkunden die Möglichkeit, dies im Wettbewerb zu regeln. Dies setzt allerdings voraus, dass die Stromerzeuger die Händler und umgekehrt die Händler die Erzeuger über das Stromnetz erreichen können und dass die Netzbetreiber auf Grund ihres natürlichen Monopols keine Monopolpreise verlangen. Außerdem muss sichergestellt werden, dass bei dem Vorliegen vertikal integrierter Stromunternehmen, die in der Erzeugung, Übertragung und Verteilung gleichzeitig tätig sind, andere Unternehmen beim Netzzugang nicht diskriminieren, d.h. ein vertikal integrierter Anbieter womöglich von anderen Unternehmen höhere Netznutzungsentgelte verlangt als für die Durchleitung der selbst erzeugten Strommenge. Daneben müssen die Netzbetreiber eine unterbrechungsfreie Stromversorgung in der Fläche garantieren. Auch entlegene Orte sind mit Strom zu beliefern.

Die im Jahr 1998 vorliegende Struktur und Organisation der Strommärkte in Deutschland entsprach diesen Forderungen nicht. Im Gegenteil: Die monopolistisch integrierten Strukturen ließen eher weiter eine nachhaltige Machtausübung der Stromanbieter erwarten. Diese hat sich sogar auf Grund der nach der Liberalisierung sofort einsetzenden Konzentrationsprozesse noch mehr erhöht und verdichtet.

²⁰ Monopolkommission (Hrsg.), ebenda, S. 444.

2.3 Versäumte Entflechtung

In Anbetracht der Marktstrukturen wäre 1998 zur Initiierung von Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft eine eigentums- und damit gesellschaftsrechtliche Entflechtung notwendig gewesen. Dies schon alleine deshalb, weil in einer der wichtigsten Branchen in einer Volkswirtschaft privatwirtschaftliche Eigentümerstrukturen vorliegen, die in erster Linie nur ein starkes Interesse an maximalen Gewinnen implizieren. Aber auch da, wo gemischtwirtschaftliche oder öffentliche Eigentümerstrukturen gegeben sind, ist noch lange nicht davon auszugehen, dass hier die Interessen der Stromabnehmer geschützt sind. So zeigen die Erfahrungen, dass sich kommunale EVU's ebenso wie private EVU's um maximale Gewinne bemühen, um hieraus z.B. die Defizite im öffentlichen Personennahverkehr auszugleichen. „Zwar lässt sich nachvollziehen, dass zur Internalisierung externer Effekte insbesondere aus der Umweltbelastung Strompreise relativ steigen und Preise des öffentlichen Nahverkehrs (relativ zu Preisen weniger umweltfreundlicher Verkehrsträger) sinken müssten, doch eine wirtschafts- und umweltpolitische Optimierung lässt sich durch das rudimentäre Instrument der Querfinanzierung allenfalls zufällig erzielen.“²¹ Aber nicht nur die Eigentümerstrukturen machen eine eigentumsrechtliche Entflechtung notwendig, sondern insbesondere die bis heute in Deutschland vorliegende vertikal integrierte Unternehmensstruktur in der Elektrizitätswirtschaft. Netzbetreiber müssen als „natürliche Monopole“ rechtlich und wirtschaftlich unabhängige Unternehmen sein, die allen Stromerzeugern auf der vorgelagerten Marktstufe und allen Stromhändlern auf der nachgelagerten Marktstufe gleich nah und gleich fern stehen und sie gleich behandeln müssen. Das mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 1998 in § 9 vorgesehene kalkulatorische (buchhalterische) Unbundling (Netzausgliederung) ist diesbezüglich völlig unzureichend. Deshalb haben sich auch Ende 2002 die fünfzehn EU-Regierungen für eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung ausgesprochen.²² Mit Inkrafttreten der daraufhin erstellten EG-Beschleunigungsrichtlinien²³ sind die EVU's mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden verpflichtet, bis spätestens zum 1. Juli 2007 durch die Bildung gesellschaftsrechtlich selbständiger Netzgesellschaften die Unabhängigkeit des Netzgeschäftes sicherzustellen. Für eine solche Entflechtung in Form eines „Legal Unbundling“ von den übrigen Unternehmensbereichen (Erzeugung und Handel) reicht es aber bereits aus, eine nur formelle Übertragung des Eigentums am Netz auf eine *konzernzugehörige* Netz AG oder GmbH vorzunehmen. Hierbei muss als materielle (operationale) Entflechtung lediglich die Erteilung von Weisungen oder Empfehlungen sowie die Vorgabe von Richtlinien durch das Mutterunternehmen an die Leitung des

²¹ Riechmann, C./Schulz, W., Rahmenbedingungen der Preisreglementierung aus volkswirtschaftlicher Sicht, in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis, Heft 4/1996, S. 397.

²² Vgl. Horn, N., Regulierung und Wettbewerb am Beispiel des Strommarktes, in: Recht der Energiewirtschaft, Heft 4-5/2003, S. 90.

²³ Vgl. Richtlinien 2003/54/EG vom 26.6.2003 (ABIEG Nr. 176 S. 37 vom 15.7.2003) und Richtlinie 2003/53 vom 26.6.2003 (ABIEG Nr. 176 S. 57).

Tochter-Netzunternehmens ausgeschlossen werden.²⁴ In der täglichen Praxis der Geschäftsführung auf Grund der bestehenden Abhängigkeiten der Vorstände oder Geschäftsführungen in den Tochter-Netzunternehmen von den Muttergesellschaften reicht dies aber nicht aus. Es ist naiv zu glauben, hiermit könnte man den Machteinfluss der großen Verbundunternehmen einschränken. Die Monopolkommission stellt in Anbetracht der heute und offensichtlich auch zukünftig nicht gegebenen wirklichen Entflechtung der Strombranche, besonders im Hinblick auf die Verbundunternehmen, folgendes kritisch fest: „Wenn der Netzbetreiber Teil eines Verbundunternehmens ist, besitzt er zusätzlich den Spielraum, seine Monopolmacht auf der Netzebene zur Diskriminierung anderer Unternehmen auf den grundsätzlich wettbewerblich organisierbaren Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft zu nutzen. Beispielsweise kann der Netzbetreiber versuchen, die Fix- und Gemeinkosten der Erzeugungs- und Vertriebsstufe teilweise den Netznutzungsentgelten zuzurechnen und durch diese Form der missbräuchlichen Quersubventionierung einen Wettbewerbsvorteil gegenüber seinen Konkurrenten auf den vor- und nachgelagerten Märkten zu gewinnen. Besonders gravierend erscheinen die mit der vertikalen Integration verbundenen Diskriminierungspotentiale vor allem hinsichtlich des Verbundes von Stromerzeugung und Übertragungsnetzbetrieb. Die mit dem Betrieb des Übertragungsnetzes verbundenen Informationsvorteile lassen vielfältige Möglichkeiten zur Behinderung von Wettbewerbern zu.“²⁵

Daher ist auch nur durch eine solche eigentümerrechtliche Entflechtung, die das Eigentum am Netz auf Dritte überträgt, also durch den wirklichen Verkauf des Netzes, eine tatsächliche Entmachtung und damit eine Chance für wettbewerbliche Strukturen an den Strommärkten gegeben. Dazu müssten sich die vier überregionalen Verbundmonopolisten von ihren Netzen vollständig trennen, auch von dehnen, die sie bei ihren Tochterunternehmen vorhalten. Die Regionalunternehmen müssten gleichzeitig ihre Stromerzeugungskapazitäten verkaufen und sich voll auf den Netzbetrieb konzentrieren. Um die kommunalen Stadtwerke zu stärken, sollten hier in der Regel nicht vorhandene Erzeugungskapazitäten aufgebaut werden, auch als Konkurrenz zu den Kapazitäten der Verbundunternehmen. Dies wäre nicht zuletzt auch wegen einer dezentralen ökologischen Stromversorgung auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung sinnvoll.²⁶

2.4 Noch mehr Konzentration

Auf Grund der versäumten Entflechtung hat sich nach der Liberalisierung der Strommärkte die Struktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft in eine gänzlich

²⁴ Vgl. Säcker, F. J., Entflechtung von Netzgeschäft und Vertrieb bei den Energieversorgungsunternehmen: Gesellschaftsrechtliche Möglichkeiten zur Umsetzung des sog. Legal Unbundling, in: Der Betrieb, Heft 13/2004, S. 691ff.

²⁵ Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 450

²⁶ Vgl. Hennicke, P., Vom überzentralisierten Großverbundsystem zur Kommunalisierung der Energiewirtschaft I, in: Blätter für deutsche und internationale Politik, Heft 11/1986, S. 1.337ff.; Teil II ebd., Heft 1/1987, S. 100ff.

andere Richtung entwickelt. Zur Abwehr von temporär aufgetretenen Wettbewerb kam es zu einer aktiven Fusionstätigkeit. Die Monopolkommission stellt dazu fest: „Dabei haben sowohl horizontale als auch vertikale Zusammenschlüsse die Anzahl der Energieversorgungsunternehmen reduziert und die Konzentration im Stromsektor beträchtlich erhöht.“²⁷

Verbundebene: Auf der Verbundebene (siehe Tab. 1 und 2) wurden aus schon zuvor marktmächtigen Konzernen vier Energiegiganten (RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall). Im Jahr 2000 fusionierten die Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG (RWE) und die Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW) zur RWE AG und aus der Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks-Aktiengesellschaft (VEBA), mit der Preußischen Elektrizitäts-AG (PreußenElektra) als Tochtergesellschaft, und der Vereinigte Industrie-Unternehmungen AG (VIAG) mit dem Tochterunternehmen Bayernwerk AG, wurde die E.ON AG. In Süddeutschland kam es zur Fusion der Badenwerk AG mit der EVS (Energieversorgung Schwaben AG) zur Energie Baden-Württemberg AG (EnBW). Die nach der Wiedervereinigung in Ostdeutschland entstandenen Verbundmonopolisten VEAG und LAUBAG wurden schließlich zusammen mit der Berliner Kraft und Licht AG (BEWAG) und der Hamburgische Elektrizitätswerke AG (HEW) unter dem Dach des schwedischen Energieversorgers Vattenfall verschmolzen.²⁸

Tab. 1: Die vier neuen Verbundunternehmen der Elektrizitätswirtschaft		
Fusionspartner	neuer Konzern	Kapazität ¹
Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks-Aktiengesellschaft (VEBA); Vereinigte Industrieunternehmungen (VIAG)	E.ON AG	30,0 GW
Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG (RWE); Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW)	RWE AG	15,9 GW
VEAG; LAUBAG; Hamburgische Elektrizitätswerke AG (HEW); Berliner Kraft und Licht AG (BEWAG)	Vattenfall	16,7 GW
Energieversorgung Schwaben AG (EVS); Badenwerk AG	EnBW AG	4,4 GW
Gesamt		62,6 GW
Deutschland gesamt		112,1 GW

¹ inkl. Reserve. Quelle: Pfaffenberger, W./Haupt, U., Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt – Drei Jahre nach der Liberalisierung, Gutachten des Bremer Energie Institut, Bremen 2001, eig. Zusammenstellung

²⁷ Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 445.

²⁸ Zur Geschichte und Entwicklung der Unternehmen sowie zu den Besitzverhältnissen und zum Konzernüberblick vergleiche Liedtke, R., Wem gehört die Republik? 2004, Die Konzerne und ihre Verflechtungen, Namen, Zahlen, Fakten, Frankfurt am Main 2004.

Alle vier neu entstandenen Verbundunternehmen zählen zu den 100 größten deutschen Unternehmen. An 6. Stelle wird die E.ON AG und an 8. Stelle die RWE AG gelistet. Es folgen an Position 34 die EnBW AG und an 37. Stelle die Vattenfall-Gruppe Deutschland. Im Jahr 2002 realisierten diese vier Stromgiganten zusammen einen Umsatz von über 72 Mrd. EUR bei einer Wertschöpfung von exakt 20 Mrd. EUR. Das Sachanlagevermögen betrug gut 68 Mrd. EUR und die Beschäftigtenzahl lag bei knapp über 200.000. Den vier Verbundriesen der deutschen Elektrizitätswirtschaft gehören das gesamte Höchstspannungsnetz sowie ungefähr 80 v.H. der genutzten Stromerzeugungskapazitäten. Die Monopolkommission spricht daher völlig zu Recht von einer eindeutigen oligopolistischen Marktbeherrschung. „Da Strom nicht speicherbar und die Nachfrage nach Strom extrem unelastisch ist, können alle Unternehmen, deren Erzeugungskapazität größer ist als die Überschusskapazität des Marktes, durch strategisches Abschalten von Kraftwerken Marktmacht ausüben.“²⁹

Tab. 2: Wirtschaftliche Kennziffern der vier Verbundunternehmen für das Jahr 2002

	Wertschöpfung	Umsatzerlöse	Sachanlagen	Beschäftigte
	- in Mio. EUR -			
E.ON AG	9.556	27.990	32.769	74.748
RWE AG	6.905	28.003	14.518	76.202
EnBW AG	1.908	7.552	8.535	30.270
Vattenfall-Gruppe	1.631	8.860	12.250	19.578
Gesamt	20.000	72.405	68.072	200.798

Quelle: Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 217 und 219, eigene Berechnungen

Gemäß der vom Bundeskartellamt vorgenommenen räumlichen und sachlichen Marktabgrenzung in der Energiewirtschaft verfügen allein der E.ON-Konzern und der RWE-Konzern über ein marktbeherrschendes Dyopol. Die Marktanteile liegen auf dem Markt für Weiterverteiler bei über 50 v.H. und für Großkunden zwischen 40 v.H. und 50 v.H.³⁰ Die horizontalen Zusammenschlüsse auf der Großhandelsebene haben dabei selbst gegenüber EnBW und Vattenfall zu einem beträchtlichen Ressourcen- und Marktanteilsvorsprung geführt. Mittels geschickter weiterer Fusions- und Akquisitionspolitik ist das Dyopol E.ON/RWE dabei, seine Marktmacht entlang der vertikalen Wertschöpfungskette noch weiter auszudehnen.³¹

²⁹ Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 343.

³⁰ Ebenda, S. 340.

³¹ Ebenda, S. 450.

Wie in den Jahren zuvor beteiligten sich auch 2002 und 2003 die vier größten Stromunternehmen – dies gilt insbesondere für die Unternehmen E.ON und RWE – an dem Aufkauf oder an der Beteiligung anderer Unternehmen. Insgesamt kam es zu 210 dem Bundeskartellamt angezeigten Unternehmenszusammenschlüssen, an denen die vier Verbundunternehmen beteiligt waren.³² In keiner anderen Branche wurden von anderen Unternehmen auch nur ähnlich hohe Fusionszahlen erreicht.

Regionalebene: Kurz nach der Liberalisierung der Strommärkte setzte 1998 auch auf der Regionalstufe ein starker Konzentrationsprozess ein. Die Zahl der Regionalversorger hat sich dadurch von rund 80 Unternehmen auf etwa 40 halbiert. Vorangetrieben wurde diese Entwicklung von den Verbundunternehmen, in erster Linie auch hier von E.ON und RWE, „die ihre Tochterunternehmen fusionierten und ihre Beteiligungen an Regionalunternehmen zu Mehrheitsbeteiligungen ausbauten. Daneben verloren auch bislang konzernunabhängige Unternehmen ihre Selbständigkeit. Durch zahlreiche Beteiligungen der Verbundunternehmen bzw. ihrer regionalen Tochtergesellschaften an kommunalen Energieversorgungsunternehmen schreitet der Konzentrationsprozess in der Energiewirtschaft auch auf vertikaler Ebene rasch voran. Nach Angaben des Bundeskartellamtes haben die Verbundunternehmen zwischen dem 1. Januar 2000 und dem 31. Dezember 2002 zusammen 82 neue Beteiligungen von mehr als 10 v.H. an lokalen Stromverteilungsunternehmen erworben. Von diesen entfielen allein 70 auf die beiden Marktführer E.ON und RWE. Die Beteiligungspolitik der beiden Verbundunternehmen konzentrierte sich dabei auf ihre traditionellen Netzgebiete. In der Regel wurden bei diesen Zusammenschlüssen nur Minderheitsbeteiligungen unter 20 v.H. erworben, die nach der – kürzlich allerdings geänderten – Praxis des Bundeskartellamtes nicht unter den Zusammenschlusstatbestand des § 37 GWB fielen und insofern von der Fusionskontrolle nicht erfasst wurden. Insgesamt halten die vier Verbundunternehmen an über 300 Regionalversorgern und Stadtwerken Mehrheits- und Minderheitsbeteiligungen. Von den etwa 900 Stadtwerken³³ in Deutschland haben bisher 194 bei beiden großen Verbundunternehmen E.ON und RWE eine Minderheitsbeteiligung von mehr als 10 v.H. eingräumt, auf E.ON allein entfallen 135. Über weitere Zusammenschlussvorhaben, insbesondere von E.ON wird derzeit mit dem Bundeskartellamt verhandelt.“³⁴

³² Monopolkommission (Hrsg.), ebenda, S. 288f.

³³ Die Größe und Struktur der einzelnen Stadtwerke ist dabei stark unterschiedlich. Hier gibt es Unternehmen mit eigenen Erzeugungskapazitäten und einem Verteilernetz, aber auch nur reine Verteilerunternehmen auf eng begrenzter regionaler Marktstufe. Die beiden größten Stadtwerke Unternehmen sind die Stadtwerke Köln GmbH mit einem Umsatz von gut 2,1 Mrd. EUR und die Stadtwerke München GmbH mit einem Umsatz von 1,9 Mrd. EUR jeweils in 2002. Beide Unternehmen gehören zu den 100 Größten in Deutschland. Die Kölner Stadtwerke werden an 85. Stelle und die Münchner Stadtwerke an 92. Stelle gelistet.

³⁴ Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 445.

Die Monopolkommission betrachtet die Konzentrationsentwicklung in der Elektrizitätswirtschaft mit großer Sorge. Sowohl auf der Ebene der horizontalen als auch der vertikalen Marktstruktur hat sich nach der Liberalisierung, die angeblich zu Wettbewerb an den Strommärkten führen sollte, eine private Marktmacht herausgebildet, die sich in keiner Weise von der Macht der zuvor gegebenen Gebietsmonopolisten unterscheidet. Durch die spezifischen Eigenschaften des Strommarktes kommt es auf horizontaler Ebene zu einem gleichgerichteten (parallelen) Verhalten der heute oligopolistischen Anbieter. Durch die vertikalen Beteiligungen der Verbund- und Regionalunternehmen werden darüber hinaus die Strommärkte gegen den Marktzutritt Dritter abgeschottet. Zwar sind unmittelbar nach der Marktöffnung zahlreiche inländische und ausländische EVU's in den deutschen Strommarkt eingetreten und auch neue Unternehmen gegründet worden – vielfach aber nur als abhängige Tochterunternehmen der Verbund- und Regionalversorger. Die Hoffnungen auf eine Belebung des Wettbewerbs haben sich damit jedoch nicht erfüllt. Im Gegenteil: Viele Unternehmen konnten – wenn überhaupt – nur langsam ihre Marktposition festigen und eine beträchtliche Anzahl der neuen Händler und Stromanbieter ist mittlerweile schon wieder aus dem Markt ausgeschieden. Auch der Anstieg der Stromimporte bei einer insgesamt nur geringen Importquote von rund 8 v.H. an der inländischen Bruttostromerzeugung hat zu nicht mehr Wettbewerb geführt. Außerdem stehen einer vielfach geforderten Ausdehnung des grenzüberschreitenden Stromhandels zur Intensivierung des Wettbewerbs die derzeit nur beschränkten Kapazitäten an den so genannten Kuppelstellen ins Ausland entgegen, so dass auch hier zukünftig kaum von einer Wettbewerbsbelebung ausgegangen werden kann.³⁵

2.5 Zunächst fallende, dann wieder steigende Preise

Durch Wettbewerb auf den Strommärkten sollten die Preise fallen und damit die zuvor realisierten Monopolrenten abgeschöpft werden. Dies war und ist das zentrale Ziel der Liberalisierung. Zunächst gingen auch die Strompreise beträchtlich zurück. Hierfür gab es im wesentlichen drei Gründe:

- Erstens durch die nach der Aufhebung der Gebietsmonopole offen zu Tage tretenden Überkapazitäten im Bereich der Stromerzeugung bei einer gleichzeitig stagnierenden Stromnachfrage. Die bestehenden Leerkosten konnten so ohne weiteres – wie noch unter den Bedingungen der Gebietsmonopole – über die Preise nicht mehr abgestoßen und erlöst werden.
- Zweitens sollten durch die Preissenkungen Wettbewerber vom Marktzutritt in das eigene Versorgungsgebiet abgehalten und gleichzeitig Marktanteile erobert werden.
- Drittens war es aus politischen Gründen für die EVU's wichtig, den Prozess der Liberalisierung und die sofort einsetzende Konzentrations- und Fusionsentwicklung für die Öffentlichkeit durch Preissenkungen zunächst einmal akzeptabel zu machen.

³⁵ Vgl. Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 446f.

Tab. 3: Struktur der Strompreise			
	Haushalt Niederspannungsstrom	Gewerbe Mittelspannungsstrom	Industrie Höchstspannungsstrom
	- in Cent je kWh -		
Erzeugung	2,50	2,50	2,50
Netzzugang ¹	8,00	3,00	1,00
Verteilung und Vertrieb	1,00	0,50	0,50
Verteilung und Vertrieb	9,00	3,50	1,50
Preis ohne Steuer und Abgaben ²	11,50	6,00	4,00
Konzessionsabgabe ³	1,50	0,10	0,10
Stromsteuer	1,50	1,50	0,30
Abgaben gesamt	3,00	1,60	0,40
MWST 16 v.H.	2,30		
Abgaben und Steuern gesamt	5,30	1,60	0,40
Elektrizitätspreis	16,80	7,60	4,40

¹ Durchschnittliches Netzzugangsentgelt, ² Ohne Umlagen für das erneuerbare Energiesgesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, die zusammen etwa 1 Cent/kWh ausmachen, ³ Durchschnittliche Konzessionsabgabe. Quelle: Pfaffenberger, W./Haupt, U., Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt – Drei Jahre nach der Liberalisierung, Gutachten des Bremer Energie Institut, Bremen 2001, S. 16.

Am stärksten profitierten von dem Preisverfall die Industriekunden. „Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes betrug die durchschnittliche Senkung der Strompreise zwischen 1998 und 2000 im Produzierenden Gewerbe 27,3 v.H., im Bereich der Haushaltskunden jedoch nur 8,5 v.H.“³⁶ Dies liegt zum einen an der grundsätzlich diskriminierenden Struktur der Strompreise (vgl. Tab. 3) und zum anderen an der nur geringen Wechselbereitschaft der Kleinkunden³⁷ hin zu einem anderen Anbieter sowie an der 1999 eingeführten Öko-Stromsteuer³⁸ und den Abgabenbelastungen aus dem Erneuerbare-Energien- und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, die überwiegend von den Haushalts- und Gewerkekunden, nicht aber von der Industrie, getragen werden.

³⁶ Monopolkommission (Hrsg.), ebenda, S. 448.

³⁷ Die Ursachen für die nur geringe Wechselbereitschaft liegen neben mangelnder Informationen und einer gewissen Unsicherheit über die mit einem Anbieterwechsel verbundenen Folgen vor allem in der Tatsache begründet, dass der Anteil der Ausgaben für Strom am Gesamtbudget eines Privathaushaltes und damit die durch einen Anbieterwechsel zu erzielenden Einsparpotenziale vergleichsweise nur gering ausfallen.

³⁸ Das Aufkommen der Stromsteuer lag 2003 bei über 6,5 Mrd. EUR. Kumuliert von 1999 bis 2003 bei gut 21 Mrd. EUR. Vgl. dazu diverse Monatsberichte der Deutschen Bundesbank.

Allein ohne die Stromsteuer hätte die durchschnittliche Preissenkung für Haushaltskunden bei knapp 20 v.H. zwischen 1998 und 2000 gelegen.³⁹ Die mit dem Preisverfall einhergehenden Ertragseinbußen haben die Stromanbieter durch einen massiven Personalbau⁴⁰ und eine Verschlechterung der Arbeitsbedingungen aufgefangen. Hinzu kamen Tarifabschlüsse unterhalb des verteilungsneutralen Spielraums von Produktivitäts- und Inflationsrate.

Die Wettbewerbsdynamik der Anfangsphase nach der Liberalisierung war jedoch nur von kurzer Dauer. Seit den ersten Fusionen und auf Grund der weiter bestehenden natürlichen Monopole auf der Netzebene sowie der vertikalen Marktintegration und nach wie vor bestehenden horizontalen Marktmacht der vier großen Verbundunternehmen steigen seit Mitte 2000 die Strompreise wieder für alle Verbrauchergruppen, auch im Hinblick auf eine Preisdiskriminierung, mehr oder weniger stark an. Seit 2003 liegt das Preisniveau über dem vor der Liberalisierung. Mit den jüngsten Preisanhebungen der Elektrizitätswirtschaft, die sogar den Bundeskanzler auf den Plan riefen,⁴¹ ist Deutschland nach Italien zum europäischen Spitzenreiter bei den Strompreisen aufgestiegen.⁴² Die kurz entstandene Wettbewerbsintensität, die die Preise hat sinken lassen, ist längst wieder von einer engen oligopolistisch aufgebauten Marktstruktur erdrückt worden. Selbst Großabnehmer von Strom haben es mittlerweile schwer, wettbewerbliche Angebote von den Stromanbietern zu erhalten. Kleinabnehmer und insbesondere die Millionen privater Haushaltskunden gehen schon lange leer aus.

3. Probleme der geplanten Energieregulierungsbehörde

Die bisher vollzogene Liberalisierung am Strommarkt ist enttäuschend. Nach sich zunächst ergebenden Preisreduzierungen ist es zur Abwehr eines temporär aufgekommenen Wettbewerbs zu einer gigantischen Konzentrationswelle und

³⁹ Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 448.

⁴⁰ Schon im Vorfeld der sich 1997 anbahnenden Liberalisierung setzten Rationalisierungsmaßnahmen und ein Personalabbau ein. So wurde nach Angaben des Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) seit 1997 fast jeder vierte Arbeitsplatz abgebaut. Zitiert in: Hannoversche Allgemeine Zeitung vom 4. Juni 2003, S. 9

⁴¹ Der Bundeskanzler und die Bundesregierung halten die jüngsten Preisanhebungen der Stromunternehmen für „erklärungsbedürftig“ und in der gegenwärtigen konjunkturellen Situation für „kontraproduktiv“. Der Bundeskanzler wollte deshalb Vertreter der Energiekonzerne und Nachfragergruppen zu einem „Energiegipfel“ einladen. Hier sollte zumindest erreicht werden, die Preiserhöhungen bis zum Tätigkeitsbeginn der geplanten Einsetzung einer Energieregulierungsbehörde auszusetzen. Wie groß die Macht der Stromkonzerne ist, zeigte sich in der Absage der Strombranche überhaupt an einem solchen Spitzengespräch mit dem Bundeskanzler teilzunehmen. Man sah keinen Gesprächsbedarf für die Rücknahme der angekündigten Strompreiserhöhungen. Für die Bundesregierung und dem Kanzler war nach diesem Machtwort der Stromgiganten dann auch auf einmal ein Treffen „nicht mehr sinnvoll“. Vgl. Hannoversche Allgemeine Zeitung vom 2.10.2004, S. 9.

⁴² Vgl. Ristau, O., Europameister der Strompreise, in: Frankfurter Rundschau Online vom 25.9.2004.

damit heute zu wieder alt bekannten Marktmachtstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft gekommen. Die Preiserhöhungen, nicht nur die in der jüngsten Zeit, auch die weiter geplanten⁴³ sprechen diesbezüglich eine deutliche Sprache. Auch die Beschäftigten haben die Liberalisierung zu spüren bekommen. Massiver Arbeitsplatzabbau und Lohnkürzungen waren die Folge.

Es sind mehrere Kardinalfehler gemacht worden. Der größte war die nicht vollzogene gesellschaftsrechtliche Entflechtung in der Elektrizitätswirtschaft. Dies gilt insbesondere für die Verbundunternehmen. Man hätte zur Vermeidung von Effizienzverlusten und/oder Monopolrenten im Sinne der normativen Theorie der Regulierung zunächst einmal die Marktstrukturen aufbrechen müssen. Dies wurde versäumt. Politisch und ökonomisch nicht weniger gravierend war und ist die völlig unzureichende Preis- und Kostenkontrolle der Netzunternehmen als natürliche Monopolisten. Ein wesentlicher Grund dafür war der Verzicht auf die Einsetzung eines staatlichen Regulierers zur Kontrolle des Netzbetriebs. Die Bundesregierung setzte 1998 als einziges EU-Land auf einen „verhandelten“ statt einen „regulierten“ Netzzugang. Durch eine so genannte „Verbändevereinbarung“, die lediglich die Interessen des BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie), der VIK (Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft) und der VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitäts-Werke) vertritt, sollten sowohl der Netzzugang, die Höhe und Abrechnung der Netzentgelte als auch die technische Handhabung zur Sicherung der Versorgung mit Strom geregelt werden. Nachdem festgestellt wurde, dass die Verbändevereinbarung einen diskriminierungsfreien Zugang zum Stromnetz bei weit überzogenen Netznutzungsentgelten und damit eine Abschöpfung der Monopolrente nicht ermöglichte, wurde mehrmals eine Überarbeitung der Richtlinien vorgenommen, zuletzt mit der Verbändevereinbarung II plus vom 13. Dezember 2001. Aber auch diese Vereinbarung war und ist nicht in der Lage, einen Als-Ob-Wettbewerb mit entsprechenden Wettbewerbspreisen sicherzustellen.⁴⁴ Nun soll der Fehler durch die Einrichtung einer Energieregulierungsbehörde, die ihre Arbeit im Frühjahr 2005 aufnehmen soll, behoben werden. Hierzu wird zur Zeit das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überarbeitet. Grundsätzlich stellen sich dabei drei komplexe und schwierige Fragen:

- Erstens, welche Instrumente stehen der Regulierungsbehörde zur Preiskontrolle der Netznutzungsentgelte zur Verfügung?
- Zweitens, welches ist die beste Lösung zur Preiskontrolle eines natürlichen Monopols?
- Drittens, mit welcher Macht muss die Regulierungsbehörde gegenüber den Netzbetreibern zur Durchsetzung der Preiskontrolle ausgestattet werden?

⁴³ So wollen allein von den 72 Energieversorgern in Niedersachsen 60 die Strompreise zum 1. Januar 2005 zwischen 2,2 v.H. und 10,9 v.H. anheben. Vgl. Hannoversche Allgemeine Zeitung vom 7.10.2004, S. 11.

⁴⁴ Monopolkommission (Hrsg.), Fünfzehntes Hauptgutachten, a.a.O., S. 441.

3.1 Preiskontrolle durch kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht und Anreizsysteme

Die Preise natürlicher Monopole zur Verhinderung von Monopolrenten können auf zwei verschiedenen Wegen kontrolliert und in Form eines Als-Ob-Wettbewerbs (oder so genannter hypothetischer Wettbewerbspreise) festgelegt werden. Zum einen durch eine Beobachtung des Preisverhaltens von Unternehmen auf vergleichbaren Märkten mit einem wirksamen Wettbewerb („Vergleichsmarktkonzept“ gemäß § 19 Abs. 4 Nr. 2 zweiter Halbsatz GWB⁴⁵) und zum andern durch einen Als-Ob-Wettbewerb auf Basis einer kostenorientierten (administrierten) Preisbildung. Im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) wurde zur Missbrauchsaufsicht natürlicher Netzmonopolisten speziell im § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB ein „angemessenes Entgelt“ angeordnet. Lediglich der Netzzugang wurde dabei aber näher durch eine Negativdefinition spezifiziert. Demnach liegt immer dann ein Missbrauch vor, „wenn es dem abgelehnten Unternehmen aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen ohne die Mitbenutzung der Infrastruktureinrichtung nicht möglich ist, auf dem vor- oder nachgelagerten Markt als Wettbewerber des marktbeherrschenden Inhabers der Infrastruktureinrichtung tätig zu werden.“⁴⁶ Damit ist aber noch nichts über die Höhe des Netzentgeltes gesagt. Dies kann trotzdem ein Monopolpreis sein. Deshalb sollen anhand des Vergleichsmarktkonzeptes bei Netzbetreibern, die sich nicht durch gebietsstrukturelle Unterschiede in den jeweiligen Versorgungsgebieten unterscheiden, Preisvergleiche angestellt werden. Preisunterschiede werden dabei als ein Preissmissbrauch gedeutet. Der Netzbetreiber mit dem höchsten Preis muss in diesem Fall den niedrigeren Preis akzeptieren. Liegen bei den verglichenen Märkten jedoch mehr oder weniger große strukturelle Marktunterschiede vor (was die Regel ist), so sollen diese Unterschiede zur Ermittlung eines wettbewerbsanalogen Preises durch Marktzu- und Marktabschläge ausgeglichen werden. Das Problem des Vergleichsmarktkonzeptes ist hierbei allerdings, dass jeweils Stromnetzbetreiber als natürliche Monopolisten miteinander verglichen werden und damit in keiner Weise sichergestellt ist, dass es sich hier um einen Als-Ob-Wettbewerbs-Preis handelt. Außerdem besteht an den Märkten der Netzbetreiber jederzeit die Möglichkeit einer Preisabsprache oder es kommt schlicht und ergreifend zu einem oligopolistischen Parallelverhalten bei der Preisfestsetzung.

Die externe Preiskontrolle durch eine Kartell- oder Regulierungsbehörde scheidet aber in der Praxis nicht nur an den Marktstrukturen, sondern bereits an den Problemen „nicht beobachteter Kosten“ und „nicht beobachtbarer Leistungen“. Um dem entgegen zu treten sind eine Reihe monetärer Anreizsysteme

⁴⁵ Ausführlich zum sachlichen, räumlichen und zeitlichen Vergleichsmarktkonzept vergleiche Schmidt, I., Wettbewerbspolitik und Kartellrecht, 6. Aufl., Stuttgart 1999, S. 147f., Emmerich, V., Kartellrecht, 8. Aufl. 1999, S. 208ff., Bundeskartellamt (Hrsg.), Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder, Bonn 2001, S. 10ff.

⁴⁶ Emmerich, V., Kartellrecht, a.a.O., S. 216.

me in der Wirtschaftswissenschaft entwickelt worden. Solche Systeme sollen sich auf nachvollziehbare Erfolgsindikatoren beziehen. Die Anreize müssten so ausgestaltet sein, dass regulierte Unternehmen beim Eintreten günstiger Ergebnisse überdurchschnittliche Gewinne, beim Eintreten ungünstiger Ergebnisse unterdurchschnittliche Gewinne erzielen. Hervorzuheben sind hier die Methoden des „yardstick competition“ sowie die „price cap“ Regulierung. „Im Rahmen von yardstick competition werden Kennzahlenvergleiche zwischen Unternehmen durchgeführt. Unternehmen, die auf überdurchschnittlich günstige Kennzahlenwerte (z.B. im Hinblick auf Produktivität oder Qualitätsindikatoren) verweisen können, wird eine überdurchschnittliche Kapitalverzinsung zugebilligt. Bei der price-cap Regulierung wird der Zeitraum zwischen Preisanpassungen ausgedehnt (auf drei bis fünf Jahre) und fest determiniert. Kostensenkungen, die innerhalb dieser Phase realisiert werden, kommen dem Unternehmen zugute. Erst nach Ablauf einer eingriffsfreien Zeit wird das Preisniveau erneut auf Basis von Kosteninformationen festgesetzt. Um Gewinne in der Zwischenzeit nicht übermäßig ansteigen zu lassen und Verbraucher kontinuierlich an antizipierten Kostensenkungen zu beteiligen, sind die Preise jährlich um einen bestimmten Prozentsatz (so genannter ‚X-factor‘) real zu kürzen – unabhängig davon, ob die Kostensenkungen tatsächlich in entsprechender Höhe realisiert wurden.“⁴⁷ Aber auch all diesen theoretischen Anreiz-Ansätzen einer Preisregulierung zur Kontrolle von natürlichen Monopolen, dies gilt auch für die neuere Prinzipal-Agenten-Theorie,⁴⁸ haftet der Makel an, dass sie letztlich unter einer Informationsasymmetrie kranken. Der Regulierer ist immer schlechter über die wahren Kosten und Gewinne informiert, als das zu regulierende Unternehmen.⁴⁹

3.2 Kosten- und Gewinnregulierung

3.2.1 Allgemeines

Eine wesentlich erfolgversprechendere Preisfindungsmethode für natürliche Monopole ist dagegen das „Kostendeckungsprinzip“ und die Überprüfung durch eine unternehmensinterne Kosten- und Gewinnkontrolle. Bei dieser Art der Preisfindung würde den Netzbetreibern ein vollkostendeckendes Netznutzungsentgelt und eine angemessene Verzinsung des investierten Kapitals gewährt.⁵⁰ Eine Grenzkostenpreisbildung für alle Unternehmen einer Branche,

⁴⁷ Riechmann, C./Schulz, W., Rahmenbedingungen ... , a.a.O., S. 394f.

⁴⁸ Gemäß dieser Theorie bietet der Regulierer (der Prinzipal) dem regulierten Unternehmen (Agenten) Verträge an, um Anreize zu schaffen, damit sich das Unternehmen so verhält, wie der Regulierer es wünscht.

⁴⁹ Vgl. Haupt, U./Kinnunen, K./Pfaffenberger, W., Anwendung der Vergleichsmarktanalyse auf die Netzentgelte in der Stromwirtschaft, Gutachten des Bremer Energie Instituts, Bremen 2002, S. 12.

⁵⁰ Eine solche Preissetzung auf Basis von Vollkosten weicht zwar von der sich unter den Bedingungen eines vollkommenen Wettbewerbs ergebenden Preisstellung (Grenzkosten = variable Stückkosten = Marktpreis) ab. Diese gilt aber nur für den Grenzanbieter im Markt. Die anderen Anbieter sind auf Grund von Leistungs- und Kostendifferenzialen bessergestellt. Sie arbeiten mit niedrigeren Grenzkosten und erzielen damit Differenzialgewinne, die als

die weder die Fixkosten noch einen Gewinnaufschlag berücksichtigt und damit Verluste implizieren würde, führt zum Untergang aller Unternehmen. Die Preise der Netzanbieter müssen aber so gestaltet sein, dass auch langfristig die variablen und fixen Stückkosten gedeckt und damit die Rahmenbedingungen für eine Aufrechterhaltung der Stromversorgung gewährleistet sind. Was sind dabei aber Kosten und was impliziert eine angemessene Gewinnverrechnung? Diese Fragen müssen im Hinblick auf eine kostenorientierte Preisfindung zur Kontrolle natürlicher Monopole beantwortet werden.

3.2.2 Maximale Kosten- und Gewinnverrechnung

Zur genaueren Bestimmung von Kosten in Strompreisen wurde 1981 von einem Bund-Länder-Arbeitsausschuss eine „Arbeitsanleitung zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung in der Stromversorgung“ entwickelt. Diese „Arbeitsanleitung“ basiert auf den „Leitsätzen zur Preisermittlung aufgrund von Selbstkosten bei öffentlichen Aufträgen“ (VO RP Nr. 30/53 vom 21.11.1953) und den dazugehörigen „Leitsätzen für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten“ („LSP-Anlage“), die immer dann zur Anwendung kommen, wenn bei öffentlichen Aufträgen keine wettbewerblichen Angebotsstrukturen vorliegen oder ein Marktpreis nicht feststellbar ist.⁵¹ Die „Leitsätze“ sind lange wegen ihrer großzügigen Kosten- und Gewinnabrechnungen kritisiert worden,⁵² die weit über die Möglichkeiten der gesamten privaten Wirtschaft hinausgingen.⁵³ Hier konnten bei der Kostenermittlung Gewinne in Kosten versteckt und auf diese fiktiven und ungerechtfertigten „Kosten“ auch noch Gewinne beaufschlagt werden, die dann zu einem Zinseszins-Effekt bei der Gewinnverrechnung führten.

Um eine solche ungerechtfertigte Kosten- und Gewinnrealisierung in der Elektrizitätswirtschaft auszuschließen müssten die Kosten streng am pagatorischen und nicht am wertmäßigen Kostenbegriff ausgerichtet werden.⁵⁴ Demnach zählen zu den Kosten nur die reinen Anschaffungsauszahlungen als aufwandsgleiche Kosten und nicht auch kalkulatorische Ansätze in Form von Opportunitätskosten, die nicht als Kosten, sondern als Gewinnbestandteile anzusehen sind. Dies ist in der kapitalintensiven Elektrizitätswirtschaft entscheidend für die Ermittlung der Kapitalkosten, also der Abschreibungen und Zinskosten auf das jeweils eingesetzte Eigen- und Fremdkapital. In den Jahren 1986 und 1989 wurden diesbezüglich die „Leitsätze“ (LSP) zur Bestimmung

ten mit niedrigeren Grenzkosten und erzielen damit Differenzialgewinne, die als Anreiz zur Generierung von Produktionseffizienzen beitragen. Vgl. Fehl, U., Oberender, P., Grundlagen der Mikroökonomie, München 1976, S. 18ff.

⁵¹ Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Preisbildung bei öffentlichen Aufträgen I, in: Betrieb und Wirtschaft, Heft 15/2001, S. 638ff.; Teil II ebd., Heft 16/2001, S. 661.

⁵² Vgl. Bontrup, H.-J., Preisbildung bei Rüstungsgütern, Köln 1986.

⁵³ Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Preisbildung bei öffentlichen Aufträgen II, a.a.O., S. 671f.

⁵⁴ Vgl. zur betriebswirtschaftlichen Debatte um den Kostenbegriff: Kilger W., Einführung in die Kostenrechnung, 2. Aufl., München 1980, S. 23ff.

von Selbstkostenpreisen bei öffentlichen Aufträgen, die keinen Markt- oder Wettbewerbspreisen zugänglich sind, dahingehend geändert, dass eine Bewertung der Abschreibungen nicht mehr zu Wiederbeschaffungspreisen, sondern nur noch zu originären Anschaffungskosten und auch die Bewertung des betriebsnotwendigen Anlagevermögens im Hinblick auf die Bestimmung der kalkulatorischen Zinsen ebenfalls nur noch zu Anschaffungskosten möglich ist.⁵⁵ Diese wesentliche Veränderung in den LSP hat aber die „Arbeitsanleitung“ zur Preis- und Kostenkontrolle in der Elektrizitätswirtschaft nicht vollständig nachvollzogen. Hier können nach wie vor die Abschreibungen zu Wiederbeschaffungspreisen und hierauf zusätzlich eine kalkulatorische Verzinsung der Vermögenswerte in Ansatz gebracht werden, die zu Überrenditen in der Elektrizitätswirtschaft führen. Das bezüglich einer anschaffungspreisorientierten Kostenbewertung immer wieder vorgebrachte Argument eines Substanzverlustes und der damit gleichgesetzten Gefahr einer womöglich nicht mehr gegebenen Versorgungssicherheit mit Strom⁵⁶ kann hierbei nicht nachvollzogen werden.⁵⁷ Richtig ist zwar, dass Inflation bei nur zu Anschaffungskosten bewerteten Vermögensgegenständen keine ausreichende Wiederbeschaffung und bei den kalkulatorischen Zinsen keine reale Kapitalerhaltung möglich macht. Daher wurde lange – zumindest mehrheitlich – im betriebswirtschaftlichen Schrifttum eine Brutto-Kapitalbewertung, bei der die Finanzierungsart des Vermögens (eigen oder fremd) keine Rolle spielt, auf Basis von Wiederbeschaffungspreisen als richtig angesehen. Heute wird dagegen nur noch eine Netto-Kapitalerhaltung in Form einer Bewertung des eigenfinanzierten Anlagevermögens zu Wiederbeschaffungspreisen gefordert, weil der fremdfinanzierte Teil dem Nominalwertprinzip unterliegt, d.h. die Rückzahlung des Fremdkapitals jeweils ohne Berücksichtigung inflationärer Effekte, also nominal, erfolgt. Würde man aber selbst nur dieser Netto-Kapitalerhaltung zur Bestimmung kalkulatorischer Zinsen zustimmen und ihre Verrechnung in den Strompreisen stattgeben, so käme es zu einer Verzinsung von Kapitalkosten (Abschreibungen und Zinsen) denen ein tatsächlich überhaupt noch nicht eingesetztes Kapital gegenüber stehen würde. Ein solch fiktiver Ansatz kann nur als absurd bezeichnet werden. Unternehmen die im Wettbewerb stehen, kämen nicht im Traum auf eine solche Preisverrechnung. Für die Reinvestition kann daher nur zusätzliches Eigen- und/oder Fremdkapital herangezogen werden, dessen effektive Kosten in die Preiskalkulation der Strompreise einfließen können. Die Effekte des höheren Wiederbeschaffungspreises tragen dann auch erst die Konsumenten, für die die wiederbeschaffte Anlage Leistungen erbringt. Auch das immer wieder angesprochene Problem des inflationären Scheingewinns bei

⁵⁵ Vgl. Zimmermann, G., Kostenrechnung und Unternehmenserhaltung, in: Männel, W. (Hrsg.), Handbuch der Kostenrechnung, Wiesbaden 1992, S. 1.414 – 1.428, bes. 1.425.

⁵⁶ Vgl. u.a. Seicht, G., Zur Tageswertorientierung administrierter Preise (speziell in der Energiewirtschaft), in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis, Heft 4/1996, S. 345ff.

⁵⁷ Vgl. Swoboda, P., Zur Anschaffungswertorientierung administrierter Preise (speziell in der Elektrizitätswirtschaft), in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis, Heft 4/1996, S. 364ff.

einer angeblich nicht gegebenen realen Kapitalerhaltung ist nicht durch den Ansatz kalkulatorischer Zinsen zu lösen, sondern durch eine Gewinnverrechnung und Rücklagenpolitik über eine adäquate Gewinnthesaurierung.⁵⁸ Außerdem entfällt dann die Doppelverrechnung von Gewinn, die heute regelmäßig durch eine prozentuale Gewinnbeaufschlagung auf zuvor in den Kosten verrechneter kalkulatorischer Eigenkapitalzinsen stattfindet.

Ein weiteres Problem der Preisbestimmung für eine Netznutzung in der Elektrizitätswirtschaft ist die Berücksichtigung der Kosten von womöglich überdimensionierter Netzanlagen bzw. deren Kapazitätsauslastung. Im Hinblick auf die erforderliche Versorgungssicherheit sind hierbei gegebenenfalls auftretende gebietsstrukturelle Faktoren als auch Sicherheitsreserven zur Abdeckung von Versorgungsspitzen nach eingehender unternehmensinterner Überprüfung und Kontrolle zu berücksichtigen. Dennoch kann es hier zu einem bewussten Kostenmachen kommen. Ein solcher Kostenansatz, der betriebswirtschaftlichen Leerkosten entsprechen würde, wäre allerdings auf Grund einer fehlenden rationellen Betriebsführung zu verweigern. Es kommt nicht nur zu überhöhten Preisen, sondern bei einer relativen Gewinnbeaufschlagung auf diese Leerkosten auch noch zu einer absoluten Gewinnsteigerung. Unternehmen im Wettbewerb gelingt dagegen ein solcher Kostenabstoß und eine Gewinnverrechnung über die Preise nicht.

Ebenso sind direkte ertrags-, kapital- und vermögensabhängige Gewinnsteuern wie z.B. die Gewerbeertragsteuer, Vermögensteuer oder Einkommens- und Körperschaftsteuer in den Netznutzungsentgelten zur realen Substanzerhaltung nicht in Ansatz zu bringen. Zur Befriedigung der Renditeforderung der Eigenkapitalgeber wird zwar regelmäßig mit dem Wert nach Steuern gerechnet, also die Verzinsung um die Belastung mit Unternehmens- und persönlichen Steuern hochgerechnet, dies Vorgehen kann aber bei einer Preisermittlung kein Maßstab sein. Ansonsten würden direkte Steuern nicht das Einkommen, den Ertrag und das Vermögen derjenigen Wirtschaftssubjekte belasten, die auch diese Einkünfte erzielt haben, sondern diese direkten Steuern würden wie die indirekten Verbrauchs- oder Kostensteuern auf die Nutzer (Nachfrager) der Stromnetze abgewälzt werden. Dies würde die Grundfeste der gesamten Finanzwissenschaft erschüttern, wonach direkte Steuern nach dem Prinzip der Steuerentstehung (Steuerquelle) und Leistungsfähigkeit zu tragen sind und nicht danach, wer über die größere Marktmacht zur Abwälzung von Steuern verfügt.

Bei der Gewinnverrechnung im Rahmen einer administrierten Preisbildung ist auf das Vorliegen eines natürlichen Monopols abzustellen. Hier ist lediglich eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals in Form von Opportunitätskosten zu akzeptieren. Die Frage der Angemessenheit sollte dabei aber nicht nur auf einen Vergleich der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere beruhen, sondern auch auf die Gewinnung von Investoren. Diese

⁵⁸ Vgl. Männel, W., Meinungen zum Thema: Administrierte Preise in der Energiewirtschaft, in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis, Heft 4/1996, S. 428.

werden nur dann in ein Unternehmen investieren, wenn sie eine ausreichende Rendite erwarten können. Was dabei „ausreichend“ ist, hängt nicht nur von der absoluten Höhe der Rentabilität ab, sondern auch von dem Risiko eine bestimmte Rentabilität zu erreichen. Eine zusätzliche allgemeine unternehmerische Wagnis- oder Risikoprämie entfällt hier aufgrund der gegebenen Monopolstellung der Netzunternehmen. Einzelne womöglich auftretende Unternehmensrisiken, z.B. in der Produktion oder durch externe Umwelteinflüsse, können durch Versicherungsverträge abgedeckt werden. Deren effektive Kosten wären dann aufwandsgleich in den Netzentgelten in Ansatz zu bringen. Die Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals muss demnach als einzig akzeptierte Gewinngröße in den Netznutzungsentgelten eine alternative marktadäquate Opportunitätskostengröße und zusätzlich einen Gewinnanteil enthalten, der den Netzmonopolisten anreizt, rationell bzw. kostenwirtschaftlich zu arbeiten, und ihn zusätzlich veranlasst, Produktivitäten und Innovationen zu generieren. Bei der prozentualen Gewinnverrechnung ist darüber hinaus der jeweilige unternehmensspezifische Kapitalumschlag (Umsatz in Relation zum Kapitaleinsatz) zu berücksichtigen. Der Fremdkapitaleinsatz geht dagegen mit den jeweils tatsächlich anfallenden Zinsaufwendungen in die Preisberechnung ein. Hierbei ist aber zu berücksichtigen, dass nur ein solcher Zinsaufwand akzeptiert werden kann, der sich jeweils bei günstigster Fremdkapitalbeschaffung an internationalen Finanzmärkten erzielen lässt. Als Fremdkapitalzinsen sind demnach nur marktgerechte Zinsen zugelassen.

3.2.3 Zur Preis und Kostenkontrolle

Zur speziellen staatlichen Kontrolle der Preissetzungen gegenüber Tarifkunden (private Haushalte) wurde 1971 die „Verordnung über allgemeine Tarife für die Versorgung mit Elektrizität“ (kurz Bundestarifordnung Elektrizität, BTOEl) eingeführt. Hier wird festgelegt, dass eine Preiserhöhung im Tarifkundenbereich einer vorhergehenden staatlichen Überprüfung der gesamten Kosten- und Erlöslage bei einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung des beantragenden EVU's bedarf. Zu kritisieren ist dabei, dass die kostenorientierte Preisregulierung nicht für gewerbliche oder sonstige industrielle Großkunden der EVU's zur Anwendung kommt. Bei diesen Nachfragern der Elektrizitätswirtschaft greift bis heute lediglich die schwächere kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht zur Preiskontrolle im Rahmen des bereits kritisierten Vergleichsmarktkonzeptes. Da hier nicht auf die jeweiligen Kosten der EVU's zurückgegriffen werden kann und eine nachhaltige Informationsasymmetrie vorliegt, sind und bleiben die staatlichen Kontrolleure immer nur zweite Sieger. Deshalb ist eine sofortige uneingeschränkte Übertragung der kostenorientierten Preisregulierung auf alle Nachfragergruppen der Stromunternehmen von Nöten, auch zur Verhinderung einer Preisdiskriminierung der unterschiedlichen Nachfragergruppen am Strommarkt.

Außerdem findet heute eine Preis- und Kostenkontrolle nur bei den Stromunternehmen statt, die einen Antrag auf Preiserhöhung stellen. Solche Unternehmen, die eine über der rechtlich zulässigen Rentabilität liegende Verzin-

sung erzielen, werden dagegen gerade nicht von einer Preisreglementierung erfasst. „So sind Fälle bekannt, in denen Unternehmen über viele Jahre keinen Antrag auf Preisanpassung stellten (in einem Fall z.B. 13 Jahre).“⁵⁹ Hinzu kommt, dass zwischen den jeweiligen Antragsstellungen erzielte Produktivitätssteigerungen über Preissenkungen von den EVU's nicht in den Markt weitergegeben werden. Um dem vorzubeugen muss eine jährliche unternehmensinterne Preis- und Kostenkontrolle in den EVU's (vor Ort) stattfinden. Die geplante Regulierungsbehörde für die Energiewirtschaft als staatlich ausführendes Organ ist dazu mit den notwendigen (rechtlichen) Kompetenzen – auch was die unmittelbare Sanktionsmöglichkeit gegen zu hohe Preise anbelangt – sowie mit einer adäquaten quantitativen und qualitativen Personalausstattung zu versehen. Die zur Zeit stattfindenden Beratungen zur Einführung einer Regulierungsbehörde lassen dies alles aber eher nicht erwarten.

⁵⁹ Riechmann, C./Schulz, W., Rahmenbedingungen ... , a.a.O., S. 399.