

Michael Krakowski

Der Markt für Strom

In den letzten Monaten wurde in der Presse erneut auf Schwierigkeiten mancher Privatkunden beim Wechsel ihrer Stromlieferanten hingewiesen¹. Gleichzeitig hat die Europäische Kommission in verschiedenen Untersuchungen festgestellt, dass die Strompreise in Deutschland im Vergleich zu den anderen EU-Mitgliedsländern relativ hoch sind². Worauf ist dies zurückzuführen? Wie sollte die Regulierung des Strommarktes gestaltet werden?

Der Strommarkt ist einer der klassischen regulierten Märkte, da bei der Übertragung oder der Verteilung von Strom über die entsprechenden Netze ein natürliches Monopol besteht: Es wäre nicht wirtschaftlich, verschiedene Stromnetze nebeneinander zu betreiben und so beispielsweise zu dem einzelnen Kunden mehrere Anschlüsse zu legen, zumindest beim derzeitigen Stand der Übertragungstechnik. Der Besitzer eines lokalen oder regionalen Netzes muss also nicht fürchten, dass bei einem eventuellen Anstieg seiner Preise neue Wettbewerber auf den Plan träten und ein paralleles Netz aufbauen würden („natürliches Monopol“).

Anders als bei der Verteilung gibt es bei der Erzeugung von Strom Wettbewerb, da mehrere Kraftwerke nebeneinander betrieben werden können. Sie mögen über den Preis oder die Qualität der Versorgung miteinander konkurrieren. Die Erzeuger von Strom haben jedoch keinen direkten Zugang zu den Kunden: dafür müssen sie ihr Produkt über die Netze leiten. Und der Netzbetreiber kann, unterliegt er keiner Regulierung, Monopolpreise für die Durchleitung verlangen, die letztlich der Verbraucher zu tragen hätte. Der Netzbetreiber muss aber die Versorgung in der Fläche garantieren, denn Elektrizität wird als ein Gut angesehen, das in den fortgeschrittenen Industriegesellschaften ein notwendiger Bestandteil des allgemeinen Lebens ist. Daher sollen auch entlegene Orte mit Strom versorgt werden, und die Versorgung mit Elektrizität soll unterbrechungsfrei sein und eine Mindestqualität haben. Dies ist offensichtlich politischer Konsens in Europa.

Staatliche Einflussnahme

Schon in der Frühzeit der Elektrizitätsversorgung war die Verteilung von Strom wegen der notwendigen

Wegerechte an die Genehmigung durch die lokalen Behörden geknüpft. Dies führte in einigen Ländern (z.B. Großbritannien) zu einem System zeitlich befristeter lokaler Lizenzen für die Elektrizitätserzeugung und -verteilung, in anderen zu einer Elektrizitätserzeugung und -verteilung durch die lokalen Behörden selbst, wie etwa in Deutschland. Spätestens nach dem Ende des zweiten Weltkrieges waren die Netze auch im nationalen Rahmen so weit entwickelt, dass sich viele europäische Länder zu einer Elektrizitätserzeugung und -verteilung im nationalen Maßstab und in zentralstaatlichem Besitz entschlossen, nicht jedoch Deutschland, wo die föderalen Strukturen gegen eine solche Lösung sprachen. Alle diese staatlichen oder lokalen Unternehmen unterlagen immer einer gewissen Art von Regulierung. Da es sich aber um Unternehmen der öffentlichen Hand handelte, blieben größere Konflikte in der Regel aus.

Ein gemeinsames Muster der Entwicklung auf den Elektrizitätsmärkten war die Herausbildung vertikal integrierter Unternehmen, die gleichzeitig Strom erzeugen und verteilen. Damit wurden die Transaktionskosten an der Schnittstelle zwischen Erzeugung und Verteilung offenbar minimiert. Dadurch konnten Probleme vermieden werden, die mit einer Spezifizierung von Verträgen verbunden sind: beispielsweise Vereinbarungen über verschiedene nur schwer vorhersehbare Anforderungen, etwa das Vorhalten von Kapazität für Verbrauchsspitzen. Ein weiteres Problem wäre die mögliche Ausbeutung der Stromerzeuger durch die Stromverteiler, die schließlich über ihr natürliches Monopol verfügen. Da auf den Elektrizitätsmärkten zumindest im Bereich der Verteilung ein natürliches Monopol herrschte und die Märkte einer Regulierung unterlagen, wurde das allgemeine Wettbewerbsrecht

Dr. Michael Krakowski, 49, ist Mitarbeiter in der Präsidiabteilung im Hamburgischen Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA).

¹ Vgl. etwa Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 2.5.2002.

² Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Erster Bericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, Brüssel, den 2.12.2001.

Tabelle 1
Zeitplan der EG-Binnenmarkt-Richtlinie
„Elektrizität“ mit den Ergebnissen des Gipfels
von Barcelona

Inkrafttreten der Richtlinie	19. Februar 1997
Marktöffnung für Kunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von: 40 Mill. kWh (Marktöffnung 23%)	19. Februar 1997
20 Mill. kWh (Marktöffnung 28%)	19. Februar 2000
freie Wahl des Versorgungsunternehmens für alle gewerblichen Kunden	ab 2004
Zielwert für einen europäischen Elektrizitätsverbund in Höhe von mindestens 10% der installierten Produktionskapazität	bis 2005

Weitere Beschlüsse des Ministerrates von 2002:
Trennung zwischen Transport und Verteilung einerseits und Erzeugung und Versorgung andererseits;

nichtdiskriminierender Zugang für Kunden und Erzeuger zum Netz auf der Grundlage transparenter, veröffentlichter Tarife;

Schaffung eines Regulierungsmechanismus in jedem Mitgliedstaat innerhalb des geeigneten Rechtsrahmens und mit dem Ziel, insbesondere die effiziente Überwachung der Bedingungen für die Festsetzung der Tarife zu gewährleisten;

noch in 2002 Einigung über ein Tariffestsetzungssystem für den grenzüberschreitenden Stromhandel einschließlich des Engpassmanagements zu erzielen, das auf den Grundsätzen der Nichtdiskriminierung, der Transparenz und der Einfachheit beruht.

Quelle: Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity; Europäischer Rat (Barcelona) 15. und 16. März 2002: Schlussfolgerungen des Vorsitzes, S. 15 bis 16 (<http://ue.eu.int/Newsroom/newmain.asp?lang=1>).

in der Vergangenheit auch nicht auf sie angewendet. Von wesentlichen Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen in Deutschland war der Strommarkt bis 1997 ausgenommen.

Seit den achtziger Jahren kamen die so organisierten Märkte zunehmend in die Kritik, die auf verschiedenen Ebenen ansetzte. Den nationalen oder lokalen Monopolen wurden zunehmend Inflexibilität und überhöhte Preise vorgeworfen. Der grenzüberschreitende Handel mit Strom in der EU blieb eher eine Randerscheinung, und es entwickelte sich – wegen des Staatsbesitzes – auch kein Markt für Unternehmen in dem Sektor; beide Aspekte erschwerten die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Strom.

Unterschiedliche Ansätze bei der Deregulierung

Auf den Strommärkten werden die Wertschöpfungsstufen Stromerzeugung, Stromübertragung, Stromhandel und Stromverteilung unterschieden. Wegen der Netzeffekte ist nur auf den Stufen Stromhandel und Stromerzeugung ein Wettbewerb mit mehreren Anbietern möglich. Auf den anderen beiden Stufen ist gegebenenfalls ein Wettbewerb um die ent-

sprechende Wertschöpfung möglich, etwa wenn zeitlich befristete Lizenzen versteigert werden.

Soll nun Wettbewerb auf den Stufen eingeführt werden, auf denen er möglich ist, muss die vertikale Integration des Sektors „gelockert“ werden. Damit ein neuer Anbieter z.B. auf der Stufe der Erzeugung seine Produkte verkaufen kann, muss er einen Zugang zu den Netzen bekommen. Und es muss gewährleistet werden, dass dieser diskriminierungsfrei ist, das heißt, es muss verhindert werden, dass ein vertikal integriertes Unternehmen immer seine eigene Erzeugung bevorzugt.

Dies kann am effizientesten durch eine Entflechtung der Unternehmen erreicht werden. Ein anderer Weg ist die rechtliche oder auch nur bilanzielle Trennung der einzelnen Wertschöpfungsstufen, um die Durchleitungskosten ermitteln und so gegebenenfalls die Durchleitungspreise überwachen zu können³. In jedem Falle muss eine Institution darüber wachen, dass das Unternehmen, das auf der Übertragungs- oder Verteilungsstufe tätig ist, sein Monopol nicht missbräuchlich ausnutzt.

Strom-Richtlinie der EU

Unter dem Gesichtspunkt der Entwicklung des Binnenmarktes hat die EU-Kommission im Jahre 1996 eine Richtlinie mit dem Ziel erlassen, den grenzüberschreitenden Handel mit Strom zu erleichtern und den Binnenmarkt zu vertiefen (vgl. Tabelle 1). Es wurde ein Zeitplan aufgestellt, nach dem den Abnehmern sukzessive – angefangen bei den größten – das Recht zugesprochen wurde, ihre Lieferanten frei zu wählen. Die Richtlinie der EG wurde mit dem Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (1997) in Deutschland umgesetzt.

In einigen Mitgliedsländern wurde daraufhin der Sektor entflochten und selbständige Unternehmen für die einzelnen Wertschöpfungsstufen gegründet (vgl. Tabelle 2). In den meisten Ländern wurden rechtlich selbständige, häufig aber verflochtene Unternehmen gegründet, in einigen Ländern – darunter auch in Deutschland –, die einzelnen Wertschöpfungsstufen aber nur verwaltungsmäßig getrennt mit der Auflage eines jeweils eigenen Rechnungswesens.

Die Entflechtung mit rechtlich und wirtschaftlich unabhängigen Netzbetreibern wird häufig als der Königsweg bei der Neuordnung leitungsgebundener Sektoren angesehen. Das als „essential facility“ ange-

³ Das Recht des Kartellamtes, die Kalkulationsunterlagen der Stromnetzbetreiber einzusehen, wurde kürzlich vom Oberlandesgericht Düsseldorf bestätigt. Vgl. Die Welt vom 3.5.2002.

Tabelle 2
Umsetzung der EG-Richtlinie Strom in den Mitgliedsländern

	Erklärte Marktöffnung	Datum der vollständigen Öffnung	Entflechtung des Übertragungsnetzbetreibers	Regulierung	Netzentgelte
Österreich	100%	2001	rechtlich	ex ante	hoch
Belgien	35%	2007	rechtlich	ex ante	mittel
Dänemark	90%	2003	rechtlich	ex post	gering
Finnland	100%	1997	wirtschaftlich	ex post	gering
Frankreich	30%	keines	Verwaltung	ex ante	mittel
Deutschland	100%	1999	Verwaltung	verhandelter Netzzugang	hoch
Griechenland	30%	keines	Verwaltung	ex ante	n.a.
Irland	30%	2005	rechtlich	ex ante	mittel
Italien	45%	keines	rechtlich	ex ante	mittel
Niederlande	33%	2003	rechtlich	ex ante	mittel
Portugal	30%	keines	rechtlich	ex ante	hoch
Spanien	45%	2003	rechtlich	ex ante	hoch
Schweden	100%	1998	wirtschaftlich	ex post	gering
Vereinigtes Königreich	100%	1998	wirtschaftlich	ex ante	gering

Quelle: Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Erster Bericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, Brüssel, den 3.12.2001.

sehene Netz wird von einem unabhängigen Unternehmen betrieben, das seine Leistungen verkauft, und dessen Preise einer Regulierung unterliegen. Ein Problem ist freilich, das dieses Unternehmen wenig Anreize hat, in die Aufrechterhaltung und Verbesserung des Netzes zu investieren, denn als Monopol ist es keinerlei Wettbewerb ausgesetzt. Hier muss ein Regulierer Standards vorgeben. Tatsächlich gibt es über die potentielle Monopolstellung hinaus in Form der genannten Transaktionskosten weitere Gründe für die historische Entwicklung der Sektoren hin zu vertikal integrierten Unternehmen. Bei der Elektrizität scheinen die Verbundvorteile allerdings geringer zu sein als in anderen leitungsgebundenen Sektoren⁴.

Die deutsche Regelung

In den meisten EU-Ländern ist zur Regulierung des Sektors eine Behörde gegründet worden, die die Durchleitungstarife ex ante genehmigt. Deutschland ist hier den Sonderweg gegangen, keine spezifische Regulierungsbehörde zu etablieren. Vielmehr wurde es dem Sektor überlassen, im Rahmen einer Verbändevereinbarung die Zugangsmodalitäten und verschiedene technische Aspekte zu regeln. Diese Vereinbarung wurde inzwischen mehrfach geändert⁵. Seit der Energiegesetznovelle unterliegt der Sektor der Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt. Das Amt ist inzwischen mehrfach tätig geworden, es hat insbesondere Verweigerungen einer Durchleitung,

die mit Kapazitätsengpässen begründet wurden, beanstandet⁶.

Der Schwerpunkt der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft verschiebt sich inzwischen jedoch zunehmend von dem „Ob“ des Netzzugangs zu dem „Wie“, also den Entgelten und Konditionen, zu denen Netzzugang zu gewähren ist⁷. Dabei ist dem Amt zur Zeit nur gestattet, die Tarife mit denen anderer Netzbetreiber im Inland zu vergleichen. Das ist eine sachlich nicht gerechtfertigte Beschränkung, die potentiell ein hohes allgemeines Tarifniveau in Deutschland bei der Durchleitung erlaubt⁸, wie es auch von der Kommission der Europäischen Gemeinschaften festgestellt wurde (vgl. Tabelle 2). Die Entscheidungen des Amtes müssen erst vollzogen werden, nachdem sie rechtsverbindlich sind, was mehrere Jahre dauern kann.

Preisunterschiede in Europa

Trotz der fortschreitenden Strommarktliberalisierung in Europa bestehen weiterhin bedeutende Unterschiede in den Preisen auch für gewerbliche Kunden, obwohl diese Märkte schon weitgehend liberalisiert sind (vgl. Schaubild 1).

⁴ Vgl. etwa David M. Newbery: Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities, Cambridge (Mass.): MIT, 1999, S. 408.

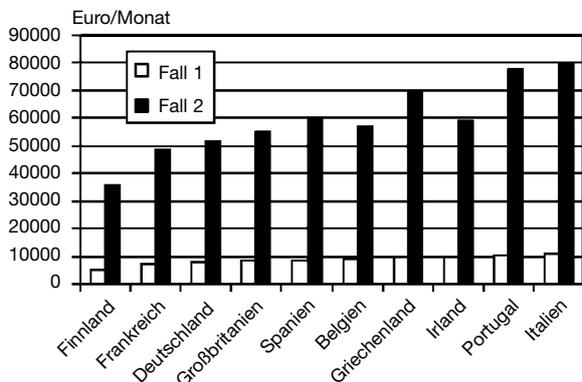
⁵ Zuletzt: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001.

⁶ Vgl. Entscheidung zu BEWAG/RWE, Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung B 8 - 40100 -T- 99/99. Manche Verfahren wurden wegen einer zwischenzeitlichen Einigung der Verfahrensbeteiligten nicht formell abgeschlossen.

⁷ Vgl. Bundestagsdrucksache 14/6300 vom 22.6.2001: „Bericht des Bundeskartellamts über seine Tätigkeit in den Jahren 1999/2000 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet“, S. 39.

⁸ Vgl. auch Dreizehntes Gutachten der Monopolkommission 1998/1999, Bundesratsdrucksache 502/00 vom 18.8.2000, S. 13.

Schaubild 1
Vergleich der Strompreise für Industriekunden in Europa im Jahre 2002



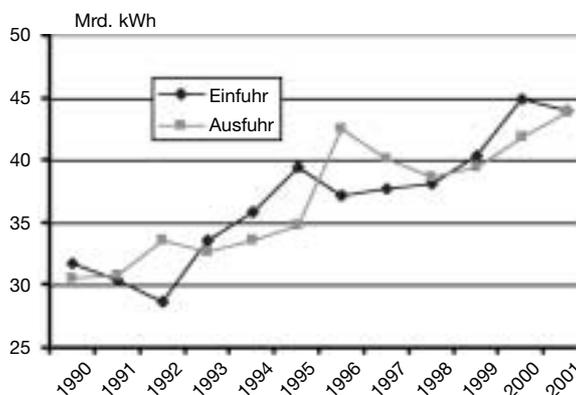
Fall 1: Maschinenfabrik mit 200 Beschäftigten oder Verwaltungsgebäude; Leistung 500 kW, 2 500 Jahresbenutzungsstunden, ohne Mehrwertsteuer; Fall 2: Elektrotechnischer Betrieb mit 2 000 Beschäftigten oder Großkaufhaus; Leistung 2 500 kW, 4 000 Jahresbenutzungsstunden, ohne Mehrwertsteuer.

Quelle: Eurelectric; SAEG; VDEW (<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScrip=1&>).

Natürlich sind die Produktionsbedingungen für Strom in Europa regional verschieden. In Skandinavien und Österreich etwa sind Wasserkraftwerke verbreiteter als in anderen Ländern, was eine Produktion von Strom zu geringeren Kosten erlaubt. Es wäre zu erwarten, dass ein europäischer Stromhandel die Preisunterschiede zunehmend abbaut. Betrachtet man aber einmal die Strom-Importe und -Exporte Deutschlands, so zeigt sich, dass sie nach der Verabschiedung der Stromrichtlinie nicht deutlich zugenommen haben, und die Ex- und Importe sich im Jahresdurchschnitt fast ausgleichen (vgl. Schaubild 2). Dieser Befund lässt sich einerseits mit Kapazitätsengpässen im Netz an den Grenzen begründen, weshalb vom Rat und der Kommission hier ein Ausbau gefordert wird.

Andererseits lässt sich der geringe Anstieg des Handels auch mit dem Problem der Gebühren erklären. Auf dem Strommarkt werden nicht unbedingt große Mengen physisch bewegt. Er funktioniert eher wie eine Clearingstelle. Insofern gibt es eine Debatte darüber, ob die Entgelte für die Durchleitung entfernungsabhängig sein sollten oder nicht. In Deutschland wurden anfangs zwei Zonen definiert, innerhalb derer die Durchleitungsgebühren entfernungsunabhängig waren, und nur bei der Durchleitung von einer Zone in die andere wurde ein Zusatzbetrag erhoben. Da neue Anbieter ohne diese Zerteilung rascher an den Markt treten könnten, wurden die großen Fusionsvorhaben in diesem Sektor nur mit der Auflage genehmigt, auf die Erhebung dieser Gebühr zu ver-

Schaubild 2
Deutschland: Export und Import von Strom 1990 - 2001



Quelle: Eurelectric (<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYS-Frameset1?Readform&JScrip=1&>)

zichten. An den Grenzen zum Ausland werden diese Extraentgelte jedoch weiterhin erhoben.

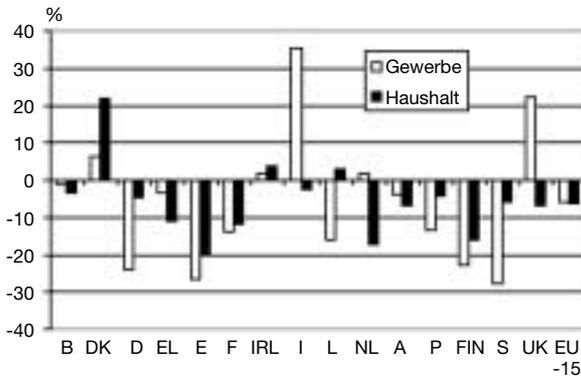
Angesichts der Engpässe beim grenzüberschreitenden Handel und den unterschiedlichen Kostenstrukturen kann ein relativer Erfolg der Liberalisierung des Strommarktes am besten an der Preisentwicklung in der Zeit gemessen werden. Die Preise sind im Durchschnitt der EU und in den meisten Mitgliedsländern seit der Verabschiedung der Stromrichtlinie gesunken⁹. Dabei war die Entwicklung in den einzelnen Mitgliedsländern wiederum sehr unterschiedlich. Für Deutschland fällt insbesondere der starke Unterschied in der Strompreisentwicklung zwischen gewerblichen und privaten Kunden auf, obwohl ja für beide eine Wahlfreiheit besteht. Dies mag zum Teil auf einem höheren Beharrungsvermögen der Privaten beruhen, obwohl in der Anfangsphase der Liberalisierung auch hier die Preise deutlich gesunken waren. Möglicherweise weist dies aber auch auf Probleme hin, die die Privaten bei einem Wechsel des Anbieters erfahren.

Schlussfolgerungen

Die Kommission der Europäischen Gemeinschaften scheint ein Regulierungsmodell zu bevorzugen, bei dem eine Behörde ex ante die Durchleitungsstarife und Netzzugangsbedingungen genehmigen muss, während das Bundeskartellamt in Deutschland nur ex post einschreiten kann und Netzzugangsbedingungen und Tarife den Verhandlungen im Rahmen der

⁹ Die allgemeine Entwicklung des Preisniveaus wird zu einem großen Teil durch die Öl- und Gaspreise bestimmt. Besonders interessant ist hier daher die relative Preisentwicklung.

Schaubild 3
Entwicklung der Strompreise 1996 – 2001 in der Europäischen Union



Der Anstieg im Vereinigten Königreich ist zum Teil auf eine Aufwertung des Pfund zurückzuführen. Bei einer Berechnung mit konstanten Wechselkursen sind auch dort die Preise gesunken. Industrie: prozentuale Änderung der Preise in Euro (ohne Steuern) je 100 kWh für mittlere gewerbliche Kunden: Jahresverbrauch von 2000 MWh. Maximale Nachfrage 500 kW; jährliche Last: 4000 Stunden. Haushalte: prozentuale Änderung der Preise in Euro (ohne Steuern) je 100 kWh für mittlere Privatkunden: Jahresverbrauch von 3500 kWh, davon 1300 kWh in der Nacht; Standardwohnung mit 90 m².

Quelle: Europäische Kommission, Generaldirektion Wirtschaft und Finanzen, Generaldirektion Binnenmarkt: Anhang zum „Bericht über die Funktionsweise der gemeinschaftlichen Güter und Kapitalmärkte“, Marktleistung der netzgebundenen Wirtschaftszweige, die Leistungen der Daseinsvorsorge erbringen: Erste horizontale Bewertung, Brüssel, 7/12/2001, S. 27. (http://europa.eu.int/comm/internal_market/en/update/economicreform/cardiff02defull.pdf)

Verbändevereinbarung unterliegen. Entsprechend scheint die Regulierungsintensität in Deutschland geringer als in anderen Ländern zu sein. Der deutsche Ansatz hat aber manchen Vorzug: Die Ausarbeitungen der technisch recht komplexen Bedingungen wird denjenigen überlassen, die etwas davon verstehen, und nur Auswüchse werden geahndet. Damit wird der Aufbau eines großen bürokratischen Apparates vermieden und die Gefahr von Fehlern bei der Regulierung vermindert.

Ein Mangel dieses Ansatzes ist allerdings systemimmanent: Die Verbändevereinbarung wurde von bestehenden Marktteilnehmern verfasst, potentielle neue Wettbewerber haben dabei definitionsgemäß keine Stimme¹⁰. Für sie muss das Bundeskartellamt fungieren¹¹. Zudem sind die Entscheidungen des Am-

¹⁰ Besonders offensichtlich wird dies bei den Bestimmungen der Vereinbarung über die Ermittlung des angemessenen Preises für die Durchleitung: Hier können zwar Vergleichsmärkte herangezogen werden, aber nur inländische. So agiert ein Kartell der inländischen Marktteilnehmer. (Vgl. Verbändevereinbarung, a.a.O., Anlage drei).

¹¹ Dem Beispiel der Strommarktregulierung sollte in Deutschland auch der Gasmarkt folgen. Hier haben sich die Marktteilnehmer allerdings nur mit sehr großen Schwierigkeiten auf eine Vereinbarung einigen können, als der Bundeswirtschaftsminister schon mit dem Aufbau eines Sektorregulierers drohte. Dies zeigt auch, dass der Ansatz der Selbstregulierung des Sektors nicht unbedingt stabil ist.

tes zur Zeit erst nach rechtskräftig abgeschlossenem Verfahren verbindlich. Aber auch wenn der politisch versprochene Sofortvollzug kommt¹², heißt das keineswegs, dass sofort reagiert werden kann. Der Prozess der Beweisaufnahme dauert immer seine Zeit, mit einer Ex-ante-Regelung kann das Amt auch dann nicht mithalten. Daneben befinden sich sowohl das Bundeskartellamt als auch der Sektor in einem Lernprozess. Diesen Lernprozess müsste freilich auch eine Regulierungsbehörde durchlaufen. In welchem der beiden Regimes während dieses Prozesses weniger – potentiell höchst kostspielige – Fehler unterlaufen, ist durchaus offen.

Kritik wird auch an dem deutschen Ansatz geübt, die vertikale Desintegration nur bei der Rechnungslegung zu suchen und keine wirtschaftliche Entflechtung zu verwirklichen. Die in Deutschland gewählte Form der „Lockerung“ der vertikalen Integration gibt die geringste Garantie für eine wirkliche Kostenklarheit bei der Übertragung und Verteilung. Eine Entflechtung ist jedoch auch leichter in denjenigen Ländern, wo der gesamte Sektor in zentralstaatlichem Besitz war. Die dezentralen Besitzverhältnisse in Deutschland würden diese erheblich komplizieren. Es ist allerdings einigermaßen wahrscheinlich, dass im Zuge des Restrukturierungsprozesses des Sektors die Zahl der in der Stromverteilung tätigen Unternehmen auch in Deutschland deutlich abnehmen wird¹³. Und wenn sich die Bedingungen in dem Sektor einigermaßen stabilisiert und die Beschränkungen der Entscheidungsspielräume der Stromverteiler etabliert haben, dürften diese einer auch wirtschaftlichen Entflechtung weniger Widerstand entgegenzusetzen.

Gleichwohl ist es keineswegs sicher, dass sich die Transaktionskostenvorteile einer vertikalen Integration im Zeitablauf nicht als höher und bestimmender herausstellen, als zur Zeit in der Regel angenommen wird¹⁴. So mag sich die Frage der wirtschaftlichen Entflechtung in einigen Jahren neu stellen. Diese Überlegungen sprechen dafür, erst einmal das bestehende Instrumentarium zu verbessern und die Entwicklung des Sektors abzuwarten, um Erfahrungen zu sammeln; möglicherweise wird dabei aber die Notwendigkeit einer grundlegenden Reform der Regulierung auf dem Strommarkt deutlich werden.

¹² Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 2.5.2002.

¹³ Neben der Logik der Entwicklung des Sektors spielen hier auch die Haushaltsengpässe der Gemeinden eine Rolle, die häufig schon aus fiskalischen Gründen eine Privatisierung der traditionellen Stadtwerke betreiben.

¹⁴ Vgl. David M. Newbery, a.a.O., S. 422.