

Der Open-Access-Publikationsserver der ZBW – Leibniz-Informationzentrum Wirtschaft
The Open Access Publication Server of the ZBW – Leibniz Information Centre for Economics

Kumkar, Lars

Working Paper

Zur Politik der US-Federal Energy Regulatory Commission bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der Stromübertragung

Kiel Working Papers, No. 771

Provided in cooperation with:

Institut für Weltwirtschaft (IfW)

Suggested citation: Kumkar, Lars (1996) : Zur Politik der US-Federal Energy Regulatory Commission bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der Stromübertragung, Kiel Working Papers, No. 771, <http://hdl.handle.net/10419/47110>

Nutzungsbedingungen:

Die ZBW räumt Ihnen als Nutzerin/Nutzer das unentgeltliche, räumlich unbeschränkte und zeitlich auf die Dauer des Schutzrechts beschränkte einfache Recht ein, das ausgewählte Werk im Rahmen der unter

→ <http://www.econstor.eu/dspace/Nutzungsbedingungen> nachzulesenden vollständigen Nutzungsbedingungen zu vervielfältigen, mit denen die Nutzerin/der Nutzer sich durch die erste Nutzung einverstanden erklärt.

Terms of use:

The ZBW grants you, the user, the non-exclusive right to use the selected work free of charge, territorially unrestricted and within the time limit of the term of the property rights according to the terms specified at

→ <http://www.econstor.eu/dspace/Nutzungsbedingungen>
By the first use of the selected work the user agrees and declares to comply with these terms of use.

Kieler Arbeitspapiere

Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 771

Zur Politik der U.S.-Federal Energy Regulatory Commission bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der Stromübertragung

von

Lars Kumkar



Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel
The Kiel Institute of World Economics

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 771

**Zur Politik der U.S.-Federal Energy Regulatory
Commission bei der Etablierung eines
Common-Carrier-Modells in der Strom-
übertragung**

von

Lars Kumkar

November 1996

739956

Für Inhalt und Verteilung der Kieler Arbeitspapiere ist der jeweilige Autor verantwortlich, nicht das Institut. Da es sich um Manuskripte in einer vorläufigen Fassung handelt, wird gebeten, sich mit Anregung und Kritik direkt an den Autor zu wenden und etwaige Zitate vorher mit ihm abzustimmen.

Zusammenfassung

Am 24. April 1996 veröffentlichte die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) die endgültigen Regulierungsvorschriften nach den Bestimmungen des Energy Policy Act (EPAct) von 1992. Diese Vorschriften schaffen für den Wettbewerb im Großhandel mit Strom grundlegend neue Rahmenbedingungen. Sie schreibt den Versorgungsunternehmen vor, ihre Übertragungsnetze für Dritte zu öffnen. Dabei müssen transparente und nichtdiskriminierende Nutzungstarife erstellt werden. In diesem Beitrag werden die einzelnen Aspekte der neuen Regulierungsvorschriften diskutiert sowie einige Parallelen und Unterschiede zu den derzeitigen Reformen auf der Ebene der Europäischen Union aufgezeigt.

JEL Classification: L4, L5, L9

Lars Kumkar
Institut für Weltwirtschaft
an der Universität Kiel
Düsternbrooker Weg 120
D-24105 Kiel
Tel.: 0431/8814-216
Fax: 0431/8814-500
Email: Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de

1 Einleitung: Die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) und ihre Rolle in der U.S.-Stromwirtschaft

Im April 1996 traf die Federal Energy Regulatory Commission ihre endgültige Entscheidung über die Neuregulierung des Großhandels mit Strom. Vorangegangen waren gesetzliche Reformen in 1978 und 1992, die Veröffentlichung einer Notice of Proposed Rulemaking (NOPR)¹ im April 1995 und eine intensive öffentliche Diskussion sowohl im politischen als auch im akademischen Raum. Ziel der jetzt beschlossenen Regulierungsreform ist eine Intensivierung des Großhandels, also des Handels zwischen den in der Stromversorgung engagierten Versorgungsunternehmen. Diese Entscheidung der FERC gibt auch den Bestrebungen der Regulierungskommissionen einzelner Bundesstaaten neuen Auftrieb. Trotz der durchaus unterschiedlichen Schwerpunkte und Strategien der einzelstaatlichen Reformen lassen diese sich als Varianten einer dreiteiligen De- und Re-Regulierungspolitik charakterisieren: Zum ersten wird eine zumindest partielle Deregulierung der Stromerzeugung angestrebt. Ergänzend wird in der Stromübertragung zunehmend auf die Etablierung eines Common-Carrier-Modells, d.h. des freien Netzzugangs für Stromerzeuger und -nachfrager, gesetzt. Schließlich zeichnet sich in der Stromverteilung eine Abkehr von der traditionellen Rate-of-Return- oder Cost-Plus-Regulierung hin zu einer stärker die Anreize des regulierten Unternehmen berücksichtigenden Konzeption ab. Der Erfolg dieser Reformen (in Form von geringeren Stromverbraucherpreisen) hängt entscheidend von der Marktsituation auf dem Großhandelsmarkt ab. Dieser unterliegt jedoch zu weiten Teilen der Regulierung durch die FERC, nicht den einzelstaatlichen Regulierern.

In diesem Beitrag wird im zweiten Abschnitt auf einige Aspekte des derzeitigen rechtlichen und regulatorischen Rahmens der Stromversorgung eingegangen. Dies ist angesichts der spezifischen institutionellen Verhältnisse in der Stromversorgung der Vereinigten Staaten notwendig zur Einordnung der regulatorischen Änderungsansätze. Im dritten Abschnitt wird

¹ Im U.S.-amerikanischen Regulierungssystem geht der Verabschiedung grundlegender Beschlüsse durch die Regulierungsinstanzen regelmäßig die Veröffentlichung z.B. einer „Notice of Proposed Rulemaking“ oder einer „Order Instituting Rulemaking“ voraus, die eine Diskussion von vorgeschlagenen Reformen formal einleitet.

dann der aus den rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen resultierende Großhandel mit Strom betrachtet. Im Hauptteil des Beitrags, dem vierten Abschnitt, werden die jüngsten Entscheidungen der Federal Energy Regulatory Commission untersucht und hinsichtlich ihrer Implikationen für die Struktur der Stromversorgung analysiert. Am Ende stehen einige Überlegungen zu Parallelen und Unterschieden zwischen den Reformen in den Vereinigten Staaten und der jüngst verabschiedeten Stromrichtlinie der Europäischen Union.

2 Die gesetzlichen Grundlagen der Stromversorgung in den Vereinigten Staaten

Die wesentlichen rechtlichen Grundlagen der Stromversorgung wurden bereits in den dreißiger Jahren mit der Verabschiedung des Federal Power Acts und des Public Utility Holding Company Acts gelegt. Erst in den siebziger Jahren wurden mit dem Public Utility Regulatory Policies Act wieder gesetzliche Änderungen wirksam. Durch den Energy Policy Act von 1992 wurden dann erstmals wettbewerbliche Elemente im Stromsektor als von der Legislative vorgesehene Mittel zur Erhöhung der Effizienz in der Stromversorgungsindustrie genannt.

2.1 Die Grundlagen der heutigen Stromversorgung: Der Public Utility Holding Company Act und der Federal Power Act von 1935

Die 1935 verabschiedeten Gesetze zur Neuordnung der Stromwirtschaft hatten drastische Konsequenzen für die betroffenen Unternehmen. Zum einen führten sie zu einer Zerschlagung der damaligen großen Versorgungsunternehmen, deren Aktivitäten sich oftmals über mehrere Bundesstaaten erstreckten. Zum anderen führten die Gesetze erstmalig eine Regulierungsbefugnis für Bundesbehörden in bestimmten Marktsegmenten ein. Bis dahin waren alleine die einzelnen Bundesstaaten für die Regulierung der Versorgungsunternehmen zuständig.²

² Vgl. zum folgenden EIA (1993), Hyman (1994); Kumkar (1996a: 7–12); Mead et al. (1989) und Phillips (1993).

Die Verabschiedung des *Public Utility Holding Company Acts* (PUHCA) ist auf die sich insbesondere in den zwanziger Jahren verstärkende Unternehmenskonzentration im Bereich der Stromversorgung zurückzuführen. Die staatsübergreifende Natur der meisten größeren Holdinggesellschaften stellten die damaligen – einzelstaatlichen – Überwachungsorgane vor eine schwierige Aufgabe, da sie aus rechtlichen Gründen alleine die Endabnehmerpreise, nicht aber die an Bedeutung gewinnenden Großhandelspreise kontrollieren konnten. Durch die starke Verschachtelung der Unternehmen waren die finanziellen Transaktionen innerhalb der Unternehmen für die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen kaum nachzuvollziehen. Hinzu trat der Umstand, daß der Börsenkrach 1929 Zweifel an der finanziellen Solidität der Holdinggesellschaften in der Öffentlichkeit laut werden ließ und damit die Frage der Versorgungssicherheit aufgeworfen wurde.

Das wichtigste Ziel des PUHCA war daher die Zerschlagung der staatsübergreifenden Holdinggesellschaften. Die regionale Ausdehnung der Nachfolgeunternehmen wurde im Grundsatz auf das Gebiet eines einzelnen Bundesstaates begrenzt. Diese Zerschlagung hatte zwei Ziele: Zum einen erlaubte sie durch die geographischen Restriktion für die Versorgungsunternehmen die Beibehaltung des föderalen Grundsatzes, daß die Regulierung im wesentlichen durch die Bundesstaaten zu erfolgen hat.³ Zum anderen wurden durch die Restriktionen gesellschaftsrechtlicher Art die Unternehmensstrukturen derart „vereinfacht“ (15 USC §79k(a))⁴, daß die Unternehmen für die staatlichen Stellen einfacher zu überschauen waren.

³ Bei den in den dreißiger Jahren dominierenden grenzüberschreitenden Holdinggesellschaften hatten die einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen kaum juristische Möglichkeiten, grenzüberschreitende Stromlieferungen zwischen den Unternehmensteilen zu kontrollieren. Insofern ist es nicht verwunderlich, daß derartige grenzüberschreitende Stromlieferungen auch dem Ziel dienen konnten, der Regulierung weitestgehend zu entgehen.

⁴ Es gilt in diesem Beitrag folgende Zitierweise für Gesetzestexte, die in das Gesetzbuch der Vereinigten Staaten (United States Code, USC) aufgenommen sind: „15 USC § 79 – § 79z-6“ bezeichnet die Paragraphen 79 bis 79z-6 (Public Utility Holding Company Act) des Hauptabschnitts 15 (Commerce and Trade) im Gesetzbuch der Vereinigten Staaten. Die Verweise beziehen sich auf die vom U.S. Government Printing-Office herausgegebene Ausgabe, die die gesetzlichen Änderungen bis zum 26. Januar 1994 berücksichtigt und im Literaturverzeichnis dieses Beitrages unter „USC“ zu finden ist.

In der Konsequenz des PUHCA wurde jedoch der damals durchaus bestehende Wettbewerb um Versorgungsgebiete zwischen den etablierten Versorgungsunternehmen explizit verboten. Damit wurde auch das letzte Element des Wettbewerbs beseitigt. Insofern kann der PUHCA als dasjenige Gesetzeswerk charakterisiert werden, welches für einige Jahrzehnte die Grundlage für die Dominanz des Modells des *integrierten Gebietsmonopols* schuf. Wettbewerbliche Elemente wurden durch den PUHCA ausgeschlossen.

Ergänzend zur Ratifizierung des PUHCA trat die zeitgleiche Verabschiedung eines anderen Gesetzeswerks: Durch den *Federal Power Act* (FPA) wurden grenzüberschreitende Stromhandelstransaktionen, bei denen private Versorgungsunternehmen involviert waren, einer neugeschaffenen Regulierungskompetenz des Bundes unterstellt. Die Federal Power Commission (FPC, seit 1978 die Federal Energy Regulatory Commission, FERC) überwacht diese grenzüberschreitenden Stromübertragungen und damit weite Teil des Großhandels mit Strom. Bis auf wenige Ausnahmen (in Texas, Hawaii und Alaska) sind alle größeren Stromversorgungsunternehmen in zwei staatsübergreifende Verbundnetze eingebunden. Nach der Rechtsprechung sind damit alle Transaktionen auf der Großhandelsebene (potentiell) grenzüberschreitender Natur und unterliegen – insoweit privatwirtschaftliche Unternehmen involviert sind – der Regulierung durch die FPC bzw. der FERC. Dies gilt auch für Transaktionen zwischen Unternehmen, die ihren Sitz im gleichen Bundesstaat haben. Die Bestimmungen des FPA schufen im Zusammenhang mit den bereits angesprochenen Bestimmungen des PUHCA eine recht einfache administrative Zuordnung der Regulierungskompetenzen verschiedener föderaler Ebenen, die im wesentlichen bis heute Geltung hat:

- Die Federal Power Commission (bzw. die FERC) überwacht den Handel zwischen den privaten Versorgungsunternehmen, d.h. den *Großhandel mit Strom*. Unternehmensinterne Transaktionen mit grenzüberschreitendem Charakter waren durch den PUHCA und die darauf folgende Zerschlagung der Holdinggesellschaften praktisch bedeutungslos geworden. Wo derartiger unternehmensinterner „Handel“ stattfindet, wird die grenzüberschreitende Holding einer äußerst strikten Überwachung durch die U.S.-Securities and Exchange Commission (SEC) unterworfen (15 USC §79l; vgl. auch Phillips 1993: 623 ff.).

Die gegebenenfalls von der SEC durchzuführende Überwachung sollte eine wirksame Regulierung durch die preisregulierenden zentralstaatlichen und einzelstaatlichen Instanzen ermöglichen.⁵

- Die einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen regulieren den Verkauf von Strom an Endabnehmer, d.h. den *Einzelhandel mit Strom*. Sie können – da die meisten Unternehmen auf das Gebiet eines einzelnen Bundesstaates begrenzt sind – die Kosten der unternehmenseigenen Stromerzeugung direkt bei der Endpreisregulierung berücksichtigen. Die von der FPC bzw. der FERC regulierten Großhandelstransaktionen, d.h. also insbesondere die Kosten des Bezugs von Strom aus fremden Erzeugungskapazitäten, gehen weitgehend als exogene Größe in die Gewinnregulierung der privaten Unternehmen ein.

Bedingt durch den Umstand, daß praktisch alle Unternehmen, die Strom erzeugten, übertrugen oder verteilten, gesetzlich als Versorgungsunternehmen definiert wurden, und diese Unternehmen als solche ausnahmslos der Regulierung unterstellt wurden, kann der Stromsektor zumindest bis Anfang der neunziger Jahre als einer der am striktesten regulierten Wirtschaftsbereiche in den Vereinigten Staaten charakterisiert werden.

2.2 Die Entwicklung in den siebziger Jahren und der Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) von 1978

Die durch den PUHCA und den FPA bestimmte Struktur der Stromversorgung innerhalb der Vereinigten Staaten bekam in den siebziger Jahren erste Risse. Bis dahin führten technologische Entwicklungen dazu, daß die realen Strompreise stetig sanken, die realisierte Stromnachfrage sich alle zehn Jahre verdoppelte und die Aktionäre der Versorgungsunterneh-

⁵ Die Versorgungsunternehmen im Besitz der öffentlichen Hand (bundesstaatliche, genossenschaftliche oder sonstige Unternehmen in öffentlicher Hand) unterliegen direkt nicht der Regulierung nach dem FPA, sondern nach anderen bundesstaatlichen Bestimmungen, bzw. einzelstaatlichen oder lokalen Regelungen. Dessen ungeachtet wird ein wesentlicher Teil der Großhandelsbezüge und -verkäufe auch dieser Unternehmen von der FPC bzw. der FERC indirekt überwacht, wenn mindestens eine private Vertragsseite am Zustandekommen der jeweiligen Großhandelstransaktion beteiligt ist. Infolgedessen ist der Anteil des Großhandels, der nicht der Überwachung durch die FPC (bzw. FERC) unterliegt, geringer als es der Anteil der öffentlichen Unternehmen z.B. an der gesamten Stromerzeugung (vgl. unten Tabelle 1) nahelegt.

men kaum unzufrieden über die ihnen zufließenden Dividenden sein konnten (Joskow 1974; 1987).

Das Modell der regionalen Versorgungsmonopole – gekennzeichnet auf der einen Seite durch die Gewinnregulierung der Unternehmen⁶ sowie die damit einhergehende Versorgungspflicht und auf der anderen Seite durch das Recht der Anteilseigner auf eine „angemessene“ Rendite – war auf die Folgen der ersten Ölpreiskrise nur schlecht vorbereitet: Die durch die steigenden Primärenergiepreise bedingten realen Kostensteigerungen waren ein Novum in der Stromversorgungsindustrie. Sie führten via Preisregulierung erstmals zu real steigenden Strompreisen. Die Nachfragezuwächse gingen sowohl rezessions- als auch preisbedingt zurück, während sich die Erzeugungskapazitätswachse weiter an dem traditionellen Wachstum der Nachfrage - Verdopplung alle zehn Jahre - orientierten und erst mit erheblicher zeitlicher Verzögerung reagierten. Selbst die umfangreichen Stornierungen insbesondere von Kernkraftwerksbauten reichten in der Summe nicht (vgl. Fort und Hallagan 1995: 192 f.; Rothwell 1992: 66).

Damit entstanden Überkapazitäten, die weit über dem normalen und in der Vergangenheit für notwendig erachteten Maß von 20 vH für Reservekapazität lagen. In der Folge begannen einzelne Regulierungsinstanzen, Kostensteigerungen nicht mehr direkt auf die Endverbraucherpreise überwälzen zu lassen. Einzelne Investitionskosten – insbesondere für die unerwartet teuren Kernkraftwerke⁷ – wurden ex post als nicht notwendig klassifiziert, fielen somit aus der für Regulierungszwecke ermittelten Eigenkapitalbasis. Auf diese Eigenkapitalbasis wurden aber die erlaubten Gewinne berechnet. Die Aberkennung des „Notwendigkeitsstatus“ einzelner Investitionen führte im Einzelfall zu erheblichen Schmälerungen der Un-

⁶ Vgl. zur praktizierten Form der Gewinnregulierung in den Vereinigten Staaten z.B. Phillips (1993); Crew und Kleindorfer (1986); E. Kahn (1988) und A. Kahn (1988).

⁷ Der Einsatz der Kernenergie in der Stromerzeugung wurde zu Beginn massiv durch den Staat unterstützt. Diese Unterstützung umfaßte beispielsweise gesetzliche Haftungsbeschränkungen für Reaktorstörfälle, Entsorgungsübernahme und staatliche Finanzierung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Kernkraftwerkstechnologie (Gilbert und Kahn 1996: 185 f.; Fort und Hallagan 1995; Rothwell 1992: 66). Die Kosten des in Kernkraftwerken erzeugten Stroms stiegen dann aber u.a. wegen massiver Baukostenüberschreitungen und zusätzlicher Sicherheitsauflagen, insbesondere nach dem Zwischenfall 1979 im Three Mile Island-Kraftwerk (vgl. Joskow 1987; Gilbert und Kahn 1996: 190; Rothwell 1992: 66 f.).

ternehmensgewinne. Einzelne Versorgungsunternehmen mußten Konkurs anmelden – ein Ereignis, das in der U.S.-Stromwirtschaft seit den dreißiger Jahren nicht mehr zu beobachten war.⁸ Die Ölpreiskrise 1973 führte zusammengenommen zu einer Entwertung großer Teile des bestehenden Kraftwerksparks und zu einer teilweise drastischen Senkung der Unternehmensgewinne (Phillips 1993: 241; Hyman 1994: insbesondere 127–144).

Aus diesen Umständen resultierte in einigen Bundesstaaten ein „umgekehrter Averch-Johnson-Effekt“⁹: Einzelne Versorgungsunternehmen versuchten, Investitionen in eigene Kraftwerke zu verringern (Kolbe et al. 1993: 126; Heimann 1991: 3, Goldberg 1991: 101). Damit deutete sich eine Tendenz hin zu einer größeren Bedeutung des Großhandels mit Strom ab. Das bis dahin dominierende Prinzip der Belieferung der Nachfrager aus eigenen Kraftwerken im eigenen Versorgungsgebiet wurde zunehmend in Frage gestellt. Dieser Trend hält bis heute an und stellt einen wesentlichen Grund für die strukturellen Änderungen in der Stromversorgung dar. Es wurden nämlich erste Zweifel daran laut, daß die Stromversorgung als ganzes ein natürliches Monopol ist, denn: wenn Einspeisungen unabhängiger und gebietsfremder Erzeuger in die Netze der integrierten Versorger durchführbar und offenbar mit keinen wesentlichen technischen Problemen hinsichtlich der Versorgungssicherheit verbunden sind, dann schien zumindest die Stromerzeugung potentiell wettbewerblich organisierbar zu sein.

Dazu kam das wachsende Umweltbewußtsein in der Bevölkerung. Zunehmend setzte sich die Erkenntnis durch, daß die Bestimmungen des PUHCA und des FPA im Zusammenwirken mit den heterogenen Regulierungspolitiken der einzelnen Bundesstaaten zu Ineffizienzen in der Stromversorgung führten, die sich in zu hohen Strompreisen und zu geringer

⁸ Die Summe der derart aberkannten Investitionskosten addierten sich bis Ende der achtziger Jahre auf über 10 Mrd. US-\$. Vgl. OTA (1995: 200) und Mead et al. (1989: 51).

⁹ Der bekannte Averch-Johnson-Effekt beinhaltet bei gewinnregulierten Unternehmen eine Verzerrung der Investitionsentscheidungen (i.d.R. überoptimaler Einsatz der Faktors Kapital). Dieser Effekt einer Überinvestition kann beispielsweise dann auftreten, wenn die erlaubte Rendite des regulierten Unternehmens über den Fremdkapitalzinsen liegt (vgl. z.B. Spulber 1989: 287 ff.).

Energieeffizienz zeigten.¹⁰ Stromversorgungsunternehmen, deren alleiniges Tätigkeitsfeld unter den Regulierungen nach dem PUHCA und dem FPA die Lieferung und der Verkauf von Strom ist, haben aus offensichtlichen Gründen nicht die richtigen Anreize, auch Aspekte der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite zu berücksichtigen.¹¹

Der U.S.-Gesetzgeber reagierte auf diese Entwicklungen mit der Verabschiedung des Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) von 1978.¹² Dieses Gesetz hatte zwei Hauptziele:

1. Es sollte generell die Energieeffizienz erhöht werden. Zu diesem Zweck sollten Möglichkeiten der Energieeinsparung verstärkt genutzt werden sowie bei der Stromerzeugung die Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie unterstützt werden, ferner regenerative Energien in größerem Umfang Einsatz in der Stromerzeugung finden.
2. Es sollte der Betrieb bestehender Anlagen optimiert werden. Dies bezieht neben den Kraftwerken der Versorgungsunternehmen insbesondere die Anlagen im Eigentum von Industrieunternehmen ein, deren Bedeutung seit der Verabschiedung des PUHCA stetig abgenommen hatte.

¹⁰ Unter Energieeffizienz ist generell das Verhältnis von eingesetzter (Primär-)Energie zu einer bestimmten Menge produzierten Outputs zu verstehen. So kann die Energieeffizienz beispielsweise als Primärenergieeinsatz (in Joule gemessen) zur Erreichung einer bestimmten Temperatur in einem geschlossenen Raum berechnet werden. Eine höhere Energieeffizienz kann im Einzelfall z.B. durch eine verbesserte Wärmedämmung des Raums, durch einen höheren Wirkungsgrad der Umwandlungsanlagen bei gegebener Primärenergieart oder durch einen Wechsel der eingesetzten Primärenergieart erreicht werden.

¹¹ Dies liegt u.a. darin begründet, daß Erhöhungen der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite ceteris paribus die Nachfrage nach Strom senkt. Derartige Nachfragesenkungen können nicht durch höhere Strompreise ausgeglichen werden, solange die Preise derart reguliert werden, daß die erlaubte Rendite auf das in der Stromversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung – investierte Kapital bezogen wird. Investitionen in die Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite werfen somit für das Versorgungsunternehmen unter der traditionellen Regulierungspraxis keine Gewinne ab.

¹² Die hier relevanten Bestimmungen des PURPA wurde in den FPA eingefügt (16 USC § 824a-3). Die Ausführungsbestimmungen finden sich im Code of Federal Regulation (CFR) unter den Paragraphen 18 CFR 292.101 – 292.602.

Zur Erreichung dieser beiden Ziele – Energieeffizienz und bessere Auslastung bestehender Anlagen – wurde als wichtigste Bestimmung des PURPA ein Einspeisungsrecht für bestimmte unabhängige Stromerzeuger in das Netz der Gebietsmonopolisten etabliert. Die Gebietsmonopolisten wurden verpflichtet, diesen Strom zu regulierten Strom anzukaufen. Zu den sogenannten *Qualifying Facilities* (QF), die unter die Bestimmungen des PURPA fallen, zählen kleine, auf regenerierbaren Energien basierende Kraftwerke mit weniger als 80 MW Erzeugungskapazität. Dazu zählen aber auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, unabhängig von der Größe der Stromerzeugungskapazität. Die Eigentümer der QFs werden rechtlich nicht zu den Versorgungsunternehmen gezählt. Sie sind daher von den meisten Bestimmungen des PUHCA und des FPA ausgenommen. Sie unterliegen insbesondere keiner Gewinnregulierung durch Bundes- oder Staatsbehörden. Sie dürfen aber auch nicht mehrheitlich einem Versorgungsunternehmen gehören. Diese Bestimmungen gelten im wesentlichen unverändert bis heute.

Nach den auf dem PURPA basierenden Rahmenregulierungen der FERC mußten (und müssen) die Ankaufspreise der Versorgungsunternehmen den sogenannten totalen vermiedenen Kosten des aufnehmenden Unternehmens entsprechen. Den einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen wurde durch die FERC großer Spielraum bei der Festlegung der vermiedenen Kosten eingeräumt. Dieser Spielraum wurde in einigen Bundesstaaten durchaus ausgenutzt, so daß in diesen Fällen die Einspeisungstarife erheblich über den Kosten der Erzeugung in den Kraftwerken der Versorgungsunternehmen liegen (Pierce 1991:13; Sillin 1995: 45; Council 1996: 182).

Neben dieser Entwicklung hin zu einem stärkeren Einsatz regenerierbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Besitz von unabhängigen Erzeugern begannen einzelne staatliche Regulierungskommissionen verstärkt damit, die Stromerzeugung und -beschaffung von Versorgungsunternehmen neu zu regulieren: Ein – in den einzelnen Bundesstaaten durchaus uneinheitlicher – Trend hin zu einer obligatorischen Ausschreibung neu benötigter Erzeugungskapazitäten zeichnete sich ab. Darunter ist keine Ausschreibung des Anlagenbaus der integrierten Unternehmen zu verstehen. Statt dessen wurde den Versorgungsunternehmen auferlegt, den Strom für die Versorgung eigener Kunden in Form von Ausschreibungen zu akquirieren. An diesen Ausschreibungen konnten sich das

eigene Unternehmen, andere Versorgungsunternehmen, QFs und unabhängige Erzeuger beteiligen, die nicht den QF-Status besaßen. Diese in einzelnen Staaten vorgeschriebenen Ausschreibungsverfahren verstärkten den ohnehin, oben bereits beschriebenen, Trend hin zu einem stärkeren Großhandel mit Strom.

Zusammenfassend kann der PURPA durch zwei Hauptaspekte charakterisiert werden:

- Zum einen basierte der PURPA noch auf dem Modell der geschlossenen Gebietsmonopole; demzufolge wurde die Endversorgung mit Strom weiterhin von gebietsmonopolistischen Unternehmen vorgenommen.
- Zum anderen wurde die Strombeschaffung bei den Versorgungsunternehmen neu- bzw. re-reguliert: sie wurden dazu verpflichtet, unabhängig erzeugten Strom anzukaufen, wenn der Anbieter unter die Bestimmungen des PURPA fiel.

Der PURPA schuf damit – unbeabsichtigt – die Grundlage für die derzeitigen Umwälzungen in der Struktur der U.S.-Stromwirtschaft. Die regulatorische (Teil-)Entflechtung der Stromerzeugung von der Endversorgung war der erste Schritt zu Wettbewerbselementen in der Stromversorgung. Trotzdem führte der PURPA selber eher zu einer Zunahme der Regulierung. Er kann von seinem generellen Ansatz her als eine verstärkte Regulierung der Stromerzeugung der integrierten Unternehmen charakterisiert werden, ergänzt um weitere Regulierungen im Bereich des Umweltschutzes.

2.3 Ansätze zum Wettbewerb in der Stromerzeugung: Der Energy Policy Act (EPAcT) von 1992

Mit dem PURPA war ein erster Schritt hin zur Auflockerung der integrierten Unternehmensstrukturen getan. Auf dem Weg zu einem wirksamen Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt zeigten jedoch zwei wesentliche Probleme:

- Zum einen war die Teilnehmerzahl auf dem Großhandelsmarkt durch den PUHCA und den FPA beschränkt: Potentielle unabhängige Stromerzeuger, die nicht unter den QF-Status des PURPA fielen, wurden rechtlich als Stromversorgungsunternehmen eingestuft. Sie hätten in-

sofern der strikten Regulierung durch die Bundes- und Staatsinstanzen unterlegen. Ein industrieller Eigenerzeuger, der aktiv am Großhandelsmarkt für Strom teilnehmen wollte, konnte dies regelmäßig nicht tun, da sein eigentliches Hauptbetätigungsfeld – die Produktion von Industriegütern – unvereinbar wäre mit einer Klassifikation als Stromversorgungsunternehmen. Daher war ihm die Teilnahme am Großhandelsmarkt juristisch verwehrt. Der PURPA wiederum öffnete zwar eine kleine Tür zum Wettbewerb in der Stromerzeugung. Die Restriktionen für Qualifying Facilities bezüglich Primärenergieeinsatz und Umwandlungstechnologie schränkten aber den Wettbewerb stark ein; ähnliches gilt für die Regulierungspraxis bei den Einspeisungspreisen, die regelmäßig keinen wirklichen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Stromerzeugern zuließ.

- Zum anderen besaß die FERC keine wirksamen Instrumente, um Durchleitungen durch die Netze von Versorgungsunternehmen anzuordnen. Tatsächlich wurden die Kompetenzen der FERC zur Anordnung von Durchleitungen durch den PURPA sogar stark beschnitten. Die Bestimmungen sahen vor, daß Durchleitungen dann angeordnet werden dürfen, wenn hierdurch die „wettbewerblichen Bedingungen“ nicht geändert werden (DOE 1978: IV.c.4). Diese Bestimmung hatte zur Folge, daß der FERC derartige Anordnungen durch den PURPA praktisch untersagt wurden. Ausschreibungswettbewerb wurden so regelmäßig in seinem Teilnehmerkreis noch weiter beschränkt, als es die Restriktionen nach dem PUHCA bereits taten. Stromerzeuger, die keine direkte Netzverbindung mit dem ausschreibenden Unternehmen besaßen, waren auf das Einverständnis der durchleitenden Parteien angewiesen. Daß diese an der Ermöglichung einer Durchleitung nicht notwendig Interesse fanden, war keine unübliche Erfahrung der Regulierungsinstanzen und derjenigen Versorgungsunternehmen, die die Ausschreibungen veranstalteten.¹³

¹³ Ein Beispiel aus Kalifornien mag den Sachverhalt verdeutlichen: 1992 führte der Sacramento Municipal Utility District (SMUD) ein Ausschreibungsverfahren durch, auf das eine Vielzahl von Angeboten einging. Die Konditionen, die das den SMUD umgebende private Versorgungsunternehmen für die Durchleitung verlangte, wurden zum entscheidenden Hindernis für den Abschluß von Strombezugsverträgen (CEC 1995: 68). Vgl. auch FERC 1995: III.D.2.

Die Verabschiedung des Energy Policy Acts (EPAct) von 1992 war der Versuch einer Antwort auf diese Probleme.¹⁴ Der EPAct schuf eine neue Kategorie von Stromerzeugern und dadurch *erstens* eine leichtere Möglichkeit des Markteintritts. Der Markt für die Stromerzeugung wurde teilweise geöffnet. Diese neue Kategorie von Stromerzeugern, als *Exempted Wholesale Generators* (EWG) bezeichnet, wurde von den meisten Restriktionen des PUHCA und des PURPA befreit. Insbesondere unterliegen sie nicht den geographischen Restriktionen des PUHCA. Das *zweite* oben skizzierte Problem – mangelnde Durchleitungsrechte für gebietsfremde Stromerzeuger – wurde dadurch entschärft, daß der FERC erweiterte Möglichkeiten zur Anordnung von Durchleitungen gegeben wurden, die nicht mehr den extrem restriktiven Bedingungen des PURPA unterlagen. Der unabhängigen Stromerzeugung wurden dadurch vollständig neu definierte Rahmenbedingungen eröffnet: Der PURPA folgte noch dem Modell der geschlossenen Gebietsmonopole und legte den integrierten Endversorgungsunternehmen eine Kontrahierungspflicht für die Abnahme des in den QFs erzeugten Strom auf. Der EPAct hingegen erlegte den integrierten Unternehmen keine Ankaufspflicht auf, sorgte jedoch durch die Etablierung von Durchleitungsrechten dafür, daß der in den EWGs erzeugte Strom konkurrierenden Nachfragern auf dem Großhandelsmarkt angeboten werden kann.

Die beiden wesentlichen Elemente des EPAct – Schaffung der EWG-Kategorie und Durchleitungsrechte für unabhängige oder gebietsfremde Erzeuger – lassen es nicht zu, das Gesetz alleine als Deregulierungsschritt zu charakterisieren. Der erste Teil des EPAct stellte den Beginn einer *partiellen Deregulierung* der Stromwirtschaft – nämlich Teilen der Stromerzeugung – dar. Der zweite Teil bedeutete in der Konsequenz eine *Intensivierung der Regulierung* eines anderen Segmentes der Stromversorgung – nämlich der Stromübertragung. Dieses Vorgehen wurde für notwendig erachtet, um die Entstehung von Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung nach der Marktöffnung durch regulatorische Maßnahmen unterstützen zu können.

¹⁴ Die wesentlichen Bestimmungen des EPAct finden sich 15 USC (PUHCA) §79z-5a und 16 USC (PPA) §796(22-25), §824j-m (vgl. auch Kumkar 1996b).

Es soll an dieser Stelle ein weiterer Aspekt des EAct genannt werden, der die föderale Zuordnung der Regulierungskompetenzen betrifft: Faktisch wurden durch die Schaffung der EWG-Kategorie weite Teile der Stromwirtschaft der Regulierungsbefugnis der Einzelstaaten entzogen, da die EWGs und die von ihnen eingegangenen Transaktionen auf dem Großhandelsmarkt der Regulierung durch die FERC unterliegen. Insofern stellt der EAct einen Schritt zur Zentralisierung von Regulierungsbefugnissen und eine drastische Änderung der traditionellen Arbeitsteilung zwischen der FERC und den einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen dar.

Letztlich ist der EAct in diesem Zusammenhang auch eine Reaktion auf die oben geschilderten Probleme der traditionellen Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierungskompetenzen: Wie bereits erwähnt, zeichnete sich in einigen Bundesstaaten die Tendenz eines umgekehrten Averch-Johnson-Effekts ab; dadurch wurden Befürchtungen laut, langfristig könnte sich das Bild der Überkapazitäten im Bereich der Kraftwerke in ein Bild der Unterkapazitäten wandeln. Damit würden langfristig Probleme für die Versorgungssicherheit entstehen. Aus diesem Dilemma – auf der einen Seite Ex-post-Aberkennung von Investitionsausgaben zur Begrenzung von Strompreissteigerungen – auf der anderen Seite die mögliche Gefahr von Versorgungsengpässen – boten sich offenbar zwei Auswege an:

- Entweder wird das Investitionsrisiko durch aktive Regulierung wieder symmetrischer ausgestaltet, oder aber
- die Stromerzeugung wird zu weiten Teilen dem Wettbewerb ausgesetzt, die Risikoallokation wird stärker dem Markt überlassen.

Der erste Weg hätte eine grundsätzliche Neuausrichtung der einzelstaatlichen Regulierungsverfahren verlangt, die entweder die Praxis der Ex post-Aberkennung von Investitionsausgaben beseitigt oder aber überrnormale Gewinne bei ex post richtigen Investitionen erlaubt hätte. Beides wäre mit erheblichen Risiken verbunden: So stellt sich bei der ersten Alternative die Frage, wieweit sich die einzelstaatlichen Regulierer glaubhaft und bindend verpflichten können, keine Ex post-Evaluierungen vorzunehmen, also dem umgekehrten Averch-Johnson-Effekt vorzubeugen. Letztlich wäre dies wohl kaum glaubhaft zu bewerkstelligen. Die andere Alternative – in der Literatur durchaus ernsthaft erörtert (vgl. z.B. Badger 1992) – hätte eine erhebliche Ausweitung der Regulierung bedeutet. Notwendig wäre eine intensivierete Kontrolle der Investitionspolitik der Unternehmen und

damit auch das Ausweiten der sichtbaren politischen Verantwortung für mögliche Fehlinvestitionen im Bereich der Stromversorgung.

Unabhängig von der Beantwortung der Frage, ob dieser Weg aus ökonomischer Sicht sinnvoll gewesen wäre – der U.S.-Gesetzgeber wählte den anderen Weg, die Etablierung von Wettbewerb in der Stromerzeugung. Die Schaffung der EWG-Kategorie in der Stromerzeugung entließ weite Teile der Stromwirtschaft aus der bisherigen Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen. Der EPAct stellt damit auch einen Schritt zu einer grundsätzlichen Reallokation von Investitionsrisiken dar: Trugen bisher die Stromkunden grundsätzlich das Risiko von Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung, so wurde jetzt das Risiko stärker den Stromerzeugern zugewiesen. Diese hatten allerdings in dem ermöglichten Wettbewerb in der Stromerzeugung auch die Chancen, überdurchschnittliche Gewinne bei ex post richtigen Investitionen zu realisieren.

Zusammenfassend läßt sich festhalten, daß der EPAct die Kombination einer partiellen Deregulierung der Stromerzeugung mit einer Neuregulierung der Stromübertragung darstellt. Er bedeutet gleichzeitig eine föderale Neuordnung von Regulierungsbefugnissen. Die FERC konnte aus diesen neuen Bestimmungen allerdings keine generelle Verpflichtung der integrierten Versorgungsunternehmen zur Öffnung ihrer Übertragungsnetze entnehmen. Die entsprechenden Passagen im Federal Power Act sahen explizit ein einzelfallbezogenes Vorgehen der FERC im Rahmen ihrer Mißbrauchsaufsicht vor.

3 Die Stromwirtschaft in den Vereinigten Staaten: Der Status quo

Der Schwerpunkt der folgenden Betrachtungen liegt auf den Entwicklungen im Bereich des Großhandels mit Strom, da diese auf der einen Seite den wesentlichen Impuls für die bereits skizzierten gesetzlichen Reformen gegeben haben und auf der anderen Seite die Großhandelstransaktionen das Hauptarbeitsfeld der FERC bilden. Diese hat gerade in den letzten Jahren wesentliche Impulse für die Ausdehnung des Großhandelsvolumens und die Änderung der Art der Handelstransaktionen gegeben.

3.1 Unternehmensstruktur in der Stromversorgung

Die heutige Struktur des Elektrizitätssektors in den Vereinigten Staaten leitet sich in großem Maße aus der in den ersten drei Jahrzehnten dieses Jahrhunderts erfolgten Expansion und Konsolidierung privater Holdings ab (Watkins und Smith 1993: 450). Die dem PUHCA folgende Entflechtung führte in den dreißiger Jahren zu einem Bruch in der Konsolidierungstendenz. Bis Ende der achtziger Jahre ist keine wesentliche Änderung der Eigentümerstrukturen mehr zu beobachten.

Private Unternehmen dominieren den Verkauf an Endkunden mit 76 vH, sie sind im Besitz von 78 vH der gesamten Erzeugungskapazität (ohne unabhängige Erzeugungskapazität¹⁵) (Tabelle 1). Sie sind meist vertikal integriert und umfassen im Regelfall die Tätigkeitsbereiche Erzeugung, Transport, Verteilung und den Verkauf an Endkunden. Sie besitzen in den meisten Fällen regionale exklusive Konzessionen für die Versorgung von Endkunden und werden im Gegenzug von den Staaten und/oder den Kommunen preisreguliert und unterliegen einer Versorgungspflicht.

Der Rest der Endversorgung entfällt auf Unternehmen der öffentlichen Hand. Dies sind lokale öffentliche (meist kommunale) Versorgungsunternehmen, genossenschaftliche (meist ländliche) und bundesstaatliche Unternehmen:

¹⁵ Unter unabhängiger Erzeugungskapazität ist in diesem Zusammenhang die Kapazität zu verstehen, die in der amtlichen Statistik nicht zum Anlagenbestand der Versorgungsunternehmen gezählt wird. Dies sind Anlagen zur Eigenerzeugung und/oder zur Einspeisung von (Überschuß-) Strom in das öffentliche Netz.

Tabelle 1 — Endversorgungsunternehmen nach Eigentümern 1994

	Anzahl der Unternehmen		Anteil an Erzeugungskapazität	Anteil an Zahl der Endkunden	Anteil an der Abgabe an Endkunden	Durchschnittlicher Erlös
		vH	vH			€/kWh
Privatwirtschaftliche Unternehmen	250	7,8	77,9	75,6	76,3	7,1
Lokale öffentliche Unternehmen	2 005	62,6	13,1	13,6	14,4	6,1
Genossenschaftliche Unternehmen	939	29,3	4,2	10,8	7,8	7,0
Bundesstaatliche Unternehmen	10	0,3	4,7	0	1,6	2,8
Insgesamt	3 204	100	100	100	100	6,9

Quelle 1: EIA (1995a: Fig.1, Tab. 2, 9, 8), EIA (1995b: Tab. E3).

Die *lokalen öffentlichen Unternehmen* variieren in der Größe erheblich. Die Zahl der Endkunden reicht von einigen hundert bis zu mehr als 1,3 Millionen Kunden im Fall des Los Angeles Department of Water and Power. In Nebraska ist ein einziges staatsweites öffentliches Unternehmen für die Stromversorgung zuständig. Die meisten der lokalen Unternehmen sind hingegen klein, wie an der gemessenen am Anteil an der Unternehmenszahl relativ geringen Stromabgabe und dem Anteil an den Endkunden abzulesen ist.

Die *genossenschaftlichen Unternehmen* entstanden insbesondere nach Erlaß des Rural Electrification Acts von 1936, der die Grundlage günstiger Darlehensvergabe des Bundes schuf. Die meist kleinen Genossenschaften sind oft nur Stromverteiler, nutzen aber teilweise auch die für sie vorgesehenen besonderen Kreditkonditionen des Bundes zum Aufbau von eigenen Erzeugungs- und Übertragungsanlagen.

Die *bundesstaatlichen Unternehmen* sind in der Mehrzahl für den Betrieb großer Wasserkraftwerke zuständig und versorgen in der Regel keine eigenen Endkunden, sondern beliefern andere (meist lokale und genossenschaftliche) Versorgungsunternehmen. Historisch betrachtet, ent-

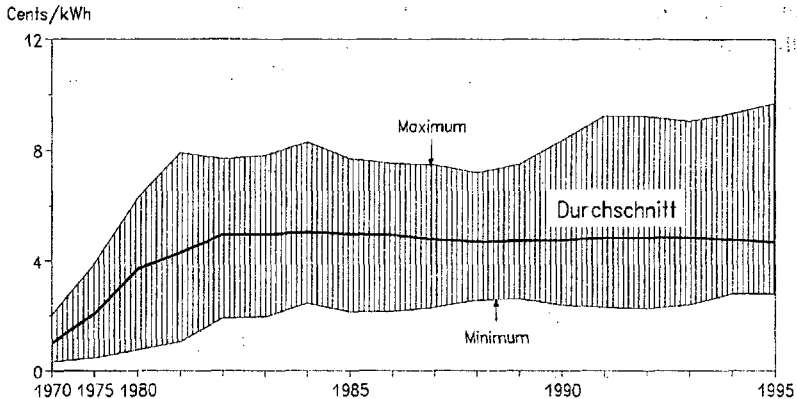
wickelte sich das Engagement des Zentralstaates in der Stromwirtschaft quasi durch die „Hintertür“ (Phillips 1993: 651): Die meisten Projekte, die zum Einstieg des Bundes in die Stromwirtschaft führten, dienten im wesentlichen anderen Zwecken (Hochwasserschutz, Wasserversorgung, befahrbare Wasserstraßen) und lieferten Strom als Neben- oder Kuppelprodukt.¹⁶

3.2 Strompreise innerhalb der Vereinigten Staaten: Erhebliche Disparitäten

Die Strompreise differieren erheblich zwischen den Regionen (Abbildung 1). Die Strompreise für industrielle Nachfrager stiegen in den siebziger Jahren im Durchschnitt erheblich, die Steigerungsraten nahmen Anfang der achtziger Jahre allmählich ab. Seit 1982 ist der (nominale) durchschnittliche Strompreis weitgehend konstant geblieben. Dies gilt jedoch nicht für alle Bundesstaaten: Wie anhand des maximalen und minimalen Strompreises deutlich wird, schwanken die regionalen Strompreise im Zeitablauf erheblich. Beispielsweise liegt der entsprechende Wert in 1995 für New Hampshire mit 9,6 ¢/kWh um 220 vH über dem Wert von 3 ¢/kWh im Bundesstaat Washington. Generell zeigt sich ein Ost-West-Gefälle bei den regionalen Strompreisen. Aber auch die Strompreise direkt benachbarter Bundesstaaten können im Einzelfall drastisch differieren. In Kalifornien lag der Industriestrompreis in 1995 bei 7,5 ¢/kWh und damit um 114 vH höher als in Oregon. Diese erheblichen Differenzen haben in den letzten Jahren nicht etwa abgenommen, sondern sind tendenziell eher wieder gestiegen.

¹⁶ Trotz dieser anfänglichen Konzentration der Bundesaktivitäten auf Wasserkraftanlagen begannen jedoch einzelne Bundesunternehmen, in andere Erzeugungstechnologien zu diversifizieren. Die Tennessee Valley Authority (TVA) tat sich bei diesen Aktivitäten besonders hervor: Heute ist sie im Besitz nicht nur von Wasserkraftanlagen, sondern auch fossil befeuerter Kraftwerke und Kernkraftwerken.

Abbildung 1 – Industriestrompreise in den Vereinigten Staaten 1970 – 1995^a



^a Durchschnittlicher Preis pro kWh für industrielle Stromnachfrager einschließlich Unternehmenssteuern, ohne durchlaufende Steuern; Maximum (Minimum): Bundesstaat mit dem höchsten (niedrigsten) Preis in den Vereinigten Staaten im jeweiligen Jahr.

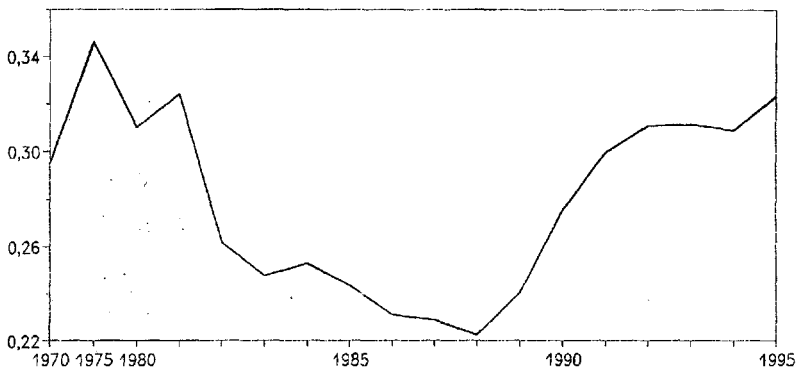
Quelle: EIA (1986; 1992; 1995a; 1996), eigene Berechnungen.

Dies wird auch bei der Betrachtung der statistischen Streuung der Strompreise deutlich (Abbildung 2): Der Variationskoeffizient¹⁷ als Maß für die relative Streuung sank ab Anfang der achtziger Jahre bis 1988, die regionalen Strompreise haben in diesem Zeitraum also Anzeichen einer Konvergenz gezeigt. Diese Entwicklung hat sich aber seit 1988 umgekehrt: Der Variationskoeffizient hat im Jahr 1995 wieder ein Niveau erreicht, das dem von Anfang und Mitte der siebziger Jahre entspricht.

Wie ist diese Entwicklung zu interpretieren? Offensichtlich spiegeln die unterschiedlichen Strompreise zum Teil Unterschiede in den Stromerzeugungskosten wider. Gerade der massive Ausbau von Kernkraftwerkskapazitäten in den östlichen Staaten der Vereinigten Staaten wird für die überdurchschnittlichen Preissteigerungen dort verantwortlich gemacht, während in Oregon oder Washington relativ kostengünstige Wasserkraft

¹⁷ Der Variationskoeffizient ist ein statistisches Maß für die relative Streuung einer Variablen und als Quotient der Standardabweichung und des arithmetischen Mittels definiert.

Abbildung 2 – Streuung der Industriestrompreise in den Vereinigten Staaten (Variationskoeffizient) 1970 – 1995^a



^a Berechnet nach den durchschnittlichen Preisen pro kWh für industrielle Stromnachfrager einschließlich Unternehmenssteuern, ohne durchlaufende Steuern.

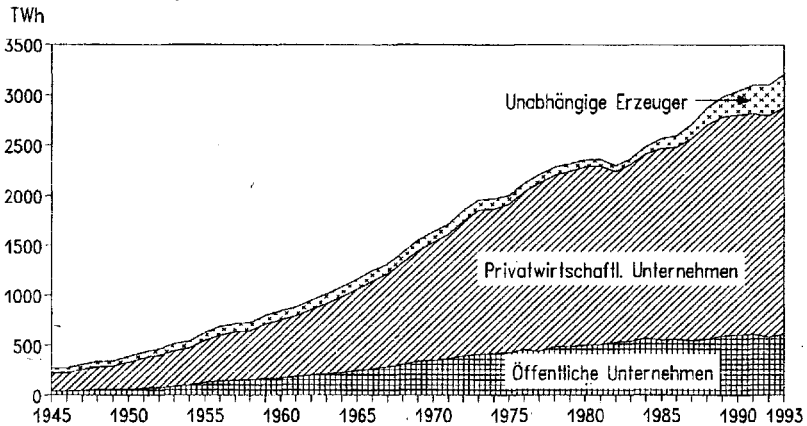
Quelle: Wie Abbildung 1.

Einsatz findet. Die Differenzen reflektieren auch unterschiedliche Preisregulierungsansätze der einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen im Gefolge des PURPA.

Darüber hinaus zeigen sie noch einen weiteren Aspekt auf, der in der öffentlichen Diskussion an Bedeutung gewonnen hat: Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Stromhandels werden offenbar nicht in einem derartigen Maß ausgenutzt, daß die Differenzen entscheidend begrenzt werden. Selbst wenn die Kosten des Stromtransports berücksichtigt werden, verdeutlicht obiges Beispiel für Oregon und Kalifornien, daß Effizienzpotentiale offenbar unzureichend durch den Handel ausgeschöpft werden. Dabei kann davon ausgegangen werden, daß die beobachteten Preisdifferenzen nicht unerheblich die Kosten der Stromübertragung überschreiten, die bei einem Transport über die zum Teil geringen Entfernungen beispielsweise zwischen Erzeugern in Oregon und den Nachfragern in Kalifornien entstehen würden.¹⁸

¹⁸ Es seien beispielsweise Untersuchungen genannt, die Joskow und Schmalensee (1983) zitieren. Hiernach betragen die Übertragungskosten (ohne Netzverluste) rund 0,1 ¢ für den

Abbildung 3 – Stromerzeugung in den Vereinigten Staaten nach Eigentümern 1945 – 1993^a



^a Versorgungsunternehmen = Privatwirtschaftliche und Öffentliche Unternehmen.

Quelle: DOC (lfd. Jgg.).

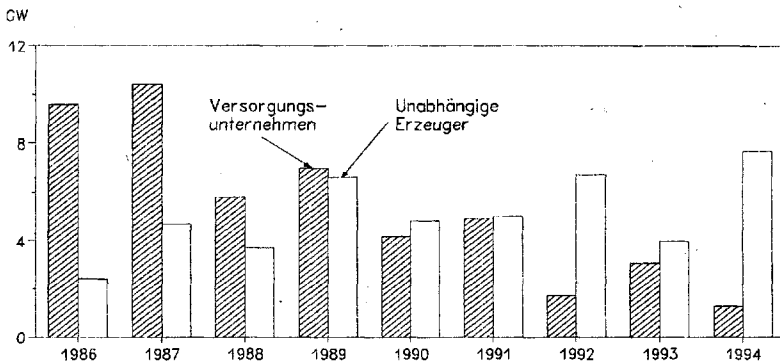
3.3 Die Rolle der unabhängigen Stromerzeugung

In den bisherigen Betrachtungen dieses Abschnitts ist eine Gruppe von Marktakteuren vernachlässigt worden, deren Bedeutung in den letzten Jahren erheblich zugenommen hat: die sogenannten unabhängigen Stromerzeuger. Dies sind zunächst einmal diejenigen Erzeuger, die Strom vorwiegend für den Eigenverbrauch produzieren. Bis zur Verabschiedung des PURPA im Jahre 1978 hatte deren Bedeutung im Beobachtungszeitraum (seit dem Zweiten Weltkrieg) kontinuierlich abgenommen (Abbildung 3).

Diese Abnahme ist zum großen Teil den Bestimmungen des PUHCA und des FPA zu verdanken, die derartige unabhängige Stromerzeugung unter starke juristische Beschränkungen stellte und faktisch den Aufbau

Transport einer kWh über 100 Meilen. Die Netzverluste betragen nach diesen Untersuchungen rund 1 vH für 100 Meilen. Selbst wenn diese Werte für die jeweiligen spezifischen Bedingungen und unter Berücksichtigung von Kostensteigerungen zu gering angesetzt wären, so könnten sie selbst bei einer Verdreifachung bei einem Preisdifferential von 4 ¢/kWh (zwischen Oregon und Kalifornien) technischer einen Transport über 1-333 Meilen rechtfertigen.

Abbildung 4 – Erzeugungskapazitätszuwachs nach Eigentümern 1986 – 1994^a



Quelle: EIA (1993; 1995c).

neuer Kapazitäten verhinderte. Erst seit der PURPA speziell für die sogenannten Qualifying Facilities den Markteintritt wieder erlaubte, hat sich dieser Trend umgekehrt: Die unabhängigen Stromerzeuger besitzen zunehmende Marktanteile an der gesamten Stromerzeugung. Noch deutlicher wird der Trend hin zu der unabhängigen Stromerzeugung, wenn die neu ans Netz gegangenen Erzeugungskapazitäten betrachtet werden (Abbildung 4). Hier gilt seit Anfang der neunziger Jahre, daß die neuen Kapazitäten unabhängiger Erzeuger die neuen Kapazitäten von Versorgungsunternehmen erheblich übersteigen. Diese Tatsache signalisiert wohl am deutlichsten die erheblichen Umstrukturierungsprozesse, die in der U.S.-Stromwirtschaft derzeit zu beobachten sind. Die Rolle der Versorgungsunternehmen ist in einem deutlichen Wandel begriffen, das Modell der integrierten Versorgungsunternehmen verliert an Bedeutung.

Diese Aussage bestätigt sich bei einem Blick auf die Investitionsausgaben der privaten Versorgungsunternehmen in den Jahren 1973 bis 1990 (Tabelle 2). Der Anteil der Ausgaben für Erzeugungskapazität an den gesamten Bauausgaben lag in 1973 bei 56 vH, stieg 1982 auf 72 vH und sank bis 1990 auf 39 vH. Die Investitionen der Versorgungsunternehmen haben also auf die geänderten Rahmenbedingungen, die den Markteintritt in die

Erzeugung erleichtern; in starkem Maße reagiert.¹⁹ Das finanzielle Engagement von vertikal integrierten Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung nimmt ab, es wird zunehmend auf den Bezug von Strom aus fremden Kraftwerken gesetzt.²⁰

3.4 Die Entwicklung des Großhandels

Es stellt sich bei diesen Entwicklungen die Frage, inwieweit die Umsätze auf der Großhandelsebene bereits auf die gesetzlichen Reformen und die Änderungen der Marktstruktur in der Stromerzeugung in der U.S.-Stromwirtschaft reagiert haben. In Abbildung 5 sind die Komponenten des Großhandelsvolumen von 1986 bis 1994 abgetragen und dem Endverkaufsvolumen gegenübergestellt. Unter „Austauschlieferungen“ sind in der amtlichen Statistik Bezüge von Strom auf kurzfristiger Basis zu verstehen, die regelmäßig nicht finanziell entgolten werden, sondern durch ähnliche Lieferungen auf bilateraler Basis ausgeglichen werden. Die Werte spiegeln insofern z.B. Werte für den Spitzenlastausgleich und der gemeinsamer Nutzung von Reservekapazität wider. Die Rolle der Austauschlieferungen – gemessen am gesamten Großhandelsvolumen – hat abgenommen.

¹⁹ Dabei sollte nicht unerwähnt bleiben, daß insbesondere seit dem EPAct einige Kraftwerksbauten der Versorgungsunternehmen nicht mehr als solche gezählt werden, sondern als Zugang bei den unabhängigen Erzeugern berücksichtigt werden, wenn diese zu einer Tochter-EWG gehören. Insofern wird der Anteil der „unabhängigen“ Anlagen dann überschätzt, wenn von den statistischen Angaben direkt auf das tatsächliche finanzielle Engagement der Versorgungsunternehmen geschlossen wird. Nichtsdestotrotz sind solche „unabhängigen“ Anlagen auch im tatsächlichen Wortsinn als unabhängig zu bezeichnen, wenn auf deren Aktivitäten im Großhandelsmarkt abgestellt wird, da diese EWGs im Regelfall den von ihnen erzeugten Strom nicht an die Muttergesellschaft verkaufen dürfen. Sie dürfen alleine an andere Abnehmer auf dem Großhandelsmarkt verkaufen.

²⁰ Vgl. etwa die in PG&E (1996) dokumentierte Absicht der Pacific Gas and Electric Company – dem gemessen am Umsatz größten U.S.-amerikanischen Versorgungsunternehmen –, zukünftig keine eigenen Kraftwerke mehr zu bauen, da der Bezug von Strom auf dem Großhandelsmarkt kostengünstiger wäre.

Tabelle 2 - Reale Ausgaben für Bauten der privaten Versorgungsunternehmen^a 1973-1990

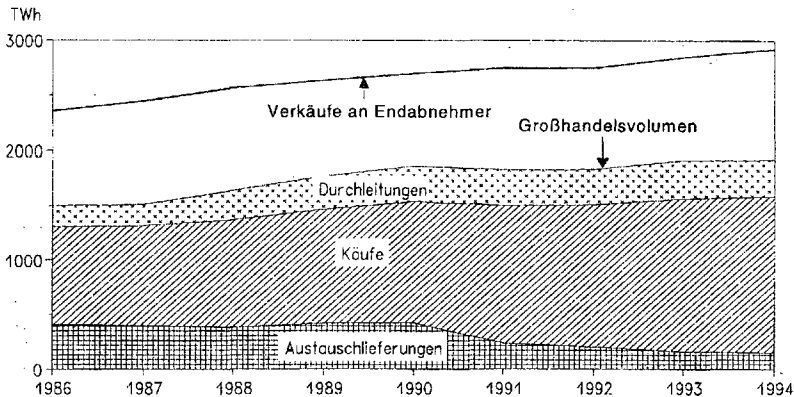
Jahr	Bauten Insgesamt	Erzeugung			Übertragung			Verteilung		
		Mrd. US-\$	Mrd. US-\$	Zuwachs gegen Vorjahr in vH	Anteil in vH ^b	Mrd. US-\$	Zuwachs gegen Vorjahr in vH	Anteil in vH ^b	Mrd. US-\$	Zuwachs gegen Vorjahr in vH
1973	31,0	17,4		56,13	3,9		12,58	7,3		23,55
1974	31,8	18,7	7	58,81	3,9	0	12,26	6,7	-8	21,07
1975	27,3	17,0	-9	62,27	3,0	-23	10,99	5,2	-22	19,05
1976	29,2	19,1	12	65,41	2,9	-3	9,93	4,7	-10	16,10
1977	32,2	21,8	14	67,70	2,6	-10	8,07	5,1	9	15,84
1978	33,8	22,7	4	67,16	2,4	-8	7,10	5,5	8	16,27
1979	34,7	23,7	4	68,30	2,7	13	7,78	5,6	2	16,14
1980	33,0	22,4	-5	67,88	2,7	0	8,18	5,3	-5	16,06
1981	32,7	22,3	0	68,20	2,4	11	7,34	4,9	-8	14,98
1982	35,3	25,3	13	71,67	2,2	-8	6,23	4,8	-2	13,60
1983	37,3	24,0	-5	64,34	2,2	0	5,90	4,8	0	12,87
1984	31,0	22,2	-8	71,61	2,0	-9	6,45	5,5	15	17,74
1985	28,0	19,3	-13	68,93	1,6	-20	5,71	6,0	9	21,43
1986	25,7	16,3	-16	63,42	1,5	-6	5,84	6,0	0	23,35
1987	21,7	12,3	-25	56,68	1,8	20	8,29	6,3	5	29,03
1988	18,0	8,2	-33	45,56	1,6	-11	8,89	6,8	8	37,78
1989	18,3	7,8	-5	42,62	2,0	25	10,93	6,9	1	37,70
1990	17,0	6,6	-15	38,82	1,8	-10	10,59	6,8	-1	40,00

^a In Preisen von 1982. --- ^b Anteil an Gesamtausgaben für Bauten im jeweiligen Jahr.

Quelle: Gilbert und Kahn (1996: Tabelle 5-6), eigene Berechnungen.

Unter „Käufen“ sind Bezüge auf kommerzieller Basis zu verstehen. Diese Käufe von unabhängigen Erzeugern oder anderen Versorgungsunternehmen sind in der amtlichen Statistik derart definiert, daß sie eigene Erzeugung auch mittel- bis langfristig ersetzen. Sie spiegeln somit den aus mittel- bis langfristigen Kostendifferenzen herrührenden Handel wider und haben im betrachteten Zeitraum kontinuierlich zugenommen. Die Bedeutung der Durchleitungen stagnierte demgegenüber seit Anfang der neunziger Jahre, nachdem ihr Volumen bis 1990 gewachsen war. Dies beruht vermutlich auf der Tatsache, daß der FERC bis 1992 kaum juristische Möglichkeiten zur Verfügung standen, derartige Durchleitungen anzuordnen, sie also im wesentlichen nur auf freiwilliger Basis zustande kommen konnten. Erst der EPAct schuf wirkungsvolle justiziable Durchleitungsrechte für unabhängige und gebietsfremde Erzeuger. Mögliche Konse-

Abbildung 5 – Großhandelsvolumen und Endverkaufsvolumen 1986 – 1994^a



^a Gesamtvolumen des Großhandels als Summe von Austauschlieferungen, Käufen und Durchleitungen; Verkäufe: Endverkaufsvolumen.

Quelle: EIA (1992b; 1995c);

quenzen aus diesen Durchleitungsrechten sind den bisher vorliegenden Statistiken allerdings noch nicht zu entnehmen.

Zusammenfassend zeigt sich bei der Betrachtung der Großhandelsmarkttransaktionen zwar, daß der Umsatz zugenommen hat. Dieser Zuwachs im Großhandelsvolumen nimmt aber nicht das Ausmaß an, das angesichts der neueren gesetzlichen Rahmenbedingungen und den enormen regionalen Preisdifferenzen erwartet werden könnte. Die rechtlichen Änderungen haben noch nicht zu einer Anpassung der Handelstransaktionen in Form einer generellen Ausweitung geführt. Die Zusammensetzung des Handels hat jedoch bereits reagiert: Der Anteil der reinen Austauschlieferungen hat zu Gunsten derjenigen Handelstransaktionen abgenommen, die nicht auf den Spitzenlastausgleich und die gemeinsame Nutzung von Reservekapazitäten zurückzuführen sind. Darin sind zunehmend Bezüge von unabhängigen Stromerzeugern enthalten.

4 Die Politik der FERC

Die nachhaltigen regionalen Preisdifferenzen in Verbindung mit dem offenbar unzureichenden Großhandelsvolumen führten zu Überlegungen, wie der Wettbewerb auf der Großhandelsebene weiter intensiviert werden kann. Die FERC nahm hierbei eine aktive Rolle ein. Sie stützte dabei einen Teil ihrer Aktivitäten auf die neuen Bestimmungen des EAct, „besann“ sich aber in zunehmendem Maße auch auf die Befugnisse nach dem Federal Power Act von 1935 und interpretierte einige Passagen des FPA neu.

4.1 Die Regulierungspolitik der FERC bis zur Entscheidung vom April 1996

Die traditionelle Methode der Preisregulierung in den Vereinigten Staaten war die cost-plus-Regulierung. Die FERC genehmigte Preise im Bereich des Stromverkaufs auf der Großhandelsebene nur dann, wenn die betreffenden Unternehmen ihre Konditionen an den von ihnen belegten Kosten der jeweiligen Strombereitstellung orientierten. Insofern konnten die Preise schon prinzipiell nicht in freien Verhandlungen zwischen Anbietern und Nachfragern auf der Großhandelsebene bestimmt werden. In den achtziger Jahren begann die FERC jedoch, ihre Preisregulierungskompetenz flexibler zu handhaben. Sogenannte Marktpreise wurden dann als angemessen akzeptiert, wenn alle beteiligten Unternehmen keine nennenswerte Marktmacht in dem jeweiligen Marktsegment besaßen – oder anders formuliert, wenn die FERC keine asymmetrische Machtpositionen der beteiligten Unternehmen unterstellte. In diesem Fall blieb die Festlegung der Konditionen den beteiligten Marktakteuren überlassen, und die FERC nahm und nimmt eine weitgehend passive Rolle ein.

In den letzten Jahren hat die FERC dieses Kriterium der fehlenden Marktmacht derart konkretisiert, daß sie von einer strikten Preisregulierung dann absieht, wenn im Vorfeld die beteiligten Unternehmen ihre Übertragungsnetze für Durchleitungen Dritter geöffnet haben. Dies impliziert, daß ein Unternehmen der strikten Regulierung durch die FERC dadurch entgehen konnte, daß es „freiwillig“ beispielsweise Tarife für die Nutzung seiner Übertragungsanlagen veröffentlichte.

Diese neue Regulierungspolitik war Ausdruck des Willens der FERC, den Großhandelsmarkt für wettbewerbliche Elemente zu öffnen. Der Er-

folg des Versuchs, Durchleitungsrechte für unabhängige und gebietsfremde Stromerzeuger zu definieren, war jedoch in allen Fällen von der Interessenlage des jeweiligen netzbesitzenden Unternehmens abhängig. Erst wenn diese Unternehmen aus eigenem Interesse für sich einen vereinfachten Zugang zum Großhandelsmarkt wünschten, konnten sie von der FERC zur Öffnung ihrer Netze für Dritte „gedrängt“ werden. Das Beispiel eines integrierten Privatunternehmens, das über relativ teure eigene Erzeugungskapazität verfügt, verdeutlicht das sich hieraus ergebende Problem: Als Anbieter auf dem Großhandelsmarkt wird es kaum in Erscheinung treten, als Nachfrager im Interesse der Auslastung eigener Anlagen ebenfalls nicht. Da es aber regelmäßig selber als Verkäufer von Strom an kleinere lokale Versorgungsunternehmen auftritt, kann es auch keinerlei Interesse daran haben, daß Durchleitungsrechte durch seine eigenen Netze entstehen. Ergo wird es sich weitgehend einer Intensivierung eigener Aktivitäten im Großhandelsbereich enthalten und hierdurch auch das Zustandekommen von Durchleitungen verhindern. Ausgerechnet relativ teuer produzierende integrierte Unternehmen können also das Entstehen eines wettbewerblicheren Großhandelsmarktes zu weiten Teilen verhindern.

Erst der EPAct erlaubte es der FERC, Durchleitungen auch gegen den Willen des netzbesitzenden Unternehmen anzuordnen. In Reaktion darauf waren bis 1996 in 12 von insgesamt 14 auf den Bestimmungen des EPAct basierenden Fällen Anordnungen zur Durchleitung von Strom ergangen (FERC 1996a: 33). Aus Sicht der FERC ist jedoch dieses einzelfallbezogene Instrument nicht hinreichend für das Entstehen eines wirksamen Wettbewerbs im Großhandelsbereich. Auch führte die Politik der FERC, die Preisbildung im Stromgroßhandelsbereich dann flexibler zu regulieren, wenn die betreffenden Unternehmen Durchleitungstarife publizieren, dazu, daß in den Vereinigten Staaten ein Nebeneinander unterschiedlicher Netzzugangsregime entstand: Manche netzbesitzende Unternehmen hatten ihre Netze weitgehend für die Nutzung durch andere geöffnet, andere Unternehmen hatten weder Durchleitungstarife publiziert, noch Durchleitungen auf bilateraler Basis erlaubt, und eine dritte Gruppe von netzbesitzenden Unternehmen hatte einzelne Durchleitungen nach Anordnung durch die FERC zulassen müssen. Es gibt kaum einen Zweifel daran, daß die seit Ende der achtziger Jahre wieder zunehmenden regionalen Strompreisdifferenziale auch auf dieses Nebeneinander der Netzzugangsregime zurückzuführen sind.

4.2 Die endgültige Entscheidung vom April 1996: Ein Common-Carrier-Modell

Im EAct wurden Durchleitungsrechte definiert, die unabhängigen und gebietsfremden Stromerzeugern durch die Netze von integrierten Unternehmen zustehen. Der FERC wurde das Instrumentarium an die Hand gegeben, derartige Rechte im Einzelfall auch gegen den Willen der betreffenden netzbesitzenden Unternehmen durchzusetzen. Gestützt auf den durch den EAct neu formulierten 15 USC §824j kann jedes Unternehmen, das Strom für den Großhandel erzeugt, die FERC auffordern, eine Durchleitung anzuordnen. Bemerkenswerterweise ist dieses Durchleitungsrecht weit gefaßt: Die Inhaber der Übertragungsanlagen können durchaus auch dazu verpflichtet werden, ihre Netzkapazitäten auszubauen, um die Durchleitungen technisch zu ermöglichen (15 USC §824j (a)).

Da jedoch die Durchleitungen im Einzelfall anzuordnen sind und trotz der erwähnten Möglichkeit der Auferlegung von Ausbaupflichten grundsätzlich eine prioritäre Eigennutzung der Übertragungsnetze vorgesehen ist, kann das durch den EAct formulierte Modell des Netzzugangs als *Modell spezifischer Durchleitungsrechte* charakterisiert werden (vgl. Kumkar 1996b: 28 ff.).

Aus Sicht der FERC war die Einrichtung eines solchen Modells des Netzzugangs jedoch nicht hinreichend für die Etablierung von wirksamen Wettbewerb auf der Großhandelsebene. Vielmehr scheint es nach Meinung der FERC erfolversprechender zu sein, die Übertragungsnetze generell und uniform für die Nutzung durch Dritte zu öffnen, also vor allem die Priorität der Eigennutzung zu beseitigen. Bei einem solchen Ansatz ist die Trennung von Eigentum und Verfügungsrechten impliziert.

Gestützt auf eine seit 1935 existierende (durch den EAct unveränderte) Bestimmung des Federal Power Act, der für alle Preise und sonstige Konditionen auf der Großhandelsebene das Prinzip der Nichtdiskriminierung festlegt (15 USC §824e (a)), schreibt die FERC mit ihrem Beschluß vom April 1996 (FERC 1996a) für die Übertragungsnetze die Einrichtung eines *Common-Carrier-Modells* vor. Dieses Modell des Netzzugangs beinhaltet zwei wesentliche Elemente: Zum einen die Pflicht von Versorgungsunternehmen, Tarife für die Nutzung ihrer Übertragungsanlagen zu veröffentlichen. Zum anderen müssen diese Tarife bestimmten Kriterien genügen, die eine effiziente Allokation der Übertragungskapazitäten si-

herstellen sollen, so daß Wettbewerb in der Stromversorgung sich möglichst ungehindert entwickeln kann. Dabei wird angestrebt, Marktergebnisse zu erreichen, die denen bei einer vollständigen vertikalen Separation in Erzeugung und Übertragung ähneln. Die FERC begründet ihr Vorgehen mit den Ineffizienzen und Ungerechtigkeiten, die durch das oben erwähnte Nebeneinander der verschiedenen Netzzugangsregime bedingt sind (z.B. FERC 1996a: 4, 111) und durch die hohen Transaktionskosten, die mit dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte für die Netzzugang begehrenden Unternehmen verbunden sind (z.B. FERC 1996a: 35, 111).

4.2.1 Netzzugangsregime

4.2.1.1 Tarifierungspflicht

Um das Zustandekommen von Durchleitungen zu erleichtern, werden die Versorgungsunternehmen zur Veröffentlichung von Tarifen zur Nutzung ihrer Anlagen verpflichtet; diese Tarife sind von der FERC zu genehmigen.

Dabei gilt als wichtigste Bestimmung, daß die Tarife *diskriminierungsfrei* sein sollen. Darunter ist zu verstehen, daß die eigene Nutzung von Übertragungsanlagen den gleichen Konditionen unterliegen muß wie eine Nutzung durch Dritte. An dieser Stelle wird deutlich, daß durch die Entscheidung der FERC eine neue – fiktive – Unternehmenskategorie gebildet wird: die „Übertragungsunternehmen“.²¹ Diese sind regelmäßig Teil eines integrierten Unternehmens. Die Verkaufsabteilungen der integrierten Unternehmen müssen somit an das eigene „Übertragungsunternehmen“ Preise für die Nutzung der Anlagen entrichten.

4.2.1.2 Funktionelle Entflechtung

Die Vorschrift, daß die Nutzung von Übertragungsanlagen durch eigene Handels- und Erzeugungsunternehmensbereiche den selben Konditionen unterliegen müssen, die auch für Dritte gelten (FERC 1996a: 3), verdeut-

²¹ Auch der EPAct definierte eine Kategorie von Übertragungsunternehmen. Dies sind alle Unternehmen, die über Übertragungsanlagen verfügen, also beispielsweise auch öffentliche Unternehmen, die nicht der generellen Regulierungskompetenz der FERC unterliegen. Insofern ist der hier verwendete Begriff des Übertragungsunternehmens enger gefaßt und umfaßt die Unternehmen (-bzw. Unternehmensteile), die basierend auf der generellen Regulierungskompetenz der FERC den Bestimmungen nach dem Beschluß vom April 1996 unterliegen

licht den Ansatz der FERC, die integrierten Unternehmen so weit vertikal zu entflechten, wie es für eine effektive Regulierung der eigentumsmäßig integrierten Unternehmen für notwendig erachtet wird. In der Sprache der FERC müssen die Unternehmen zu diesem Zweck „funktionell“ entflochten werden (functional unbundling, FERC 1996a: 778 f.). Darunter ist keine gesellschaftsrechtliche Zerlegung (beispielsweise wie in England und Wales) zu verstehen, sondern eine Kombination verschiedener Vorkehrungen insbesondere im Bereich der Rechnungslegung, damit die internen Unternehmenstransaktionen der Überwachung durch die Regulierungsinstanzen unterworfen werden können. Quersubventionen zwischen dem weithin als monopolistisch geltenden Bereich der Stromübertragung und der -erzeugung sollen verhindert werden.

Die FERC sieht also davon ab, die Bildung von tatsächlich rechtlich unabhängigen Netzgesellschaften (sog. Independent System Operator ISO) verbindlich vorzuschreiben.²² Die FERC läßt allerdings keinen Zweifel daran, daß sie die Bildung solcher ISO gutheißen würde (FERC 1996a: 279). Diese Entscheidung – keine Verpflichtung zur Bildung von ISOs – stellt einen Kompromiß dar, der nicht unumstritten war. Vertreter etwa des U.S.-Justizministeriums oder der Federal Trade Commission hatte sich in der dem Beschluß vom April 1996 vorangehenden Diskussion explizit für eine derartige Verpflichtung ausgesprochen, die zwar hinter einer eigentumsrechtlichen Zerlegung zurückbleibt, aber doch über die funktionelle Entflechtung in der Definition der FERC hinausgeht (FERC 1996a: 56 ff.)

Es bleibt der Eindruck einer Unsicherheit seitens der FERC, welche Entflechtungsmaßnahmen den integrierten Unternehmen vorgeschrieben werden können und sollten. In dem Beschluß vom April 1996 wird darauf hingewiesen, daß die Unternehmensbereiche nicht organisatorisch entflochten werden müssen (FERC 1996a: 6). In einer zeitgleich beschlossenen und ergänzenden Entscheidung wird allerdings eine derartige organisatorische Trennung der Bereiche Stromerzeugung und -übertragung ver-

²² Bei den Reformen in Kalifornien hat die einzelstaatliche Regulierungskommission CPUC hingegen die Bildung eines ISO verpflichtend vorgeschrieben (vgl. Kumkar 1996b oder 1996c). Der ISO betreibt die Übertragungsanlagen mehrerer beteiligter Versorgungsunternehmen. Ein solcher ISO unterliegt fast automatisch der Regulierung durch die FERC, da die Übertragungsanlagen in ihrer Gesamtheit als potentiell dem Großhandel dienend kategorisiert werden.

bindlich vorgeschrieben (FERC 1996b: 137). In ihrer Gesamtheit muß also die Stromübertragung sowohl buchhalterisch als auch organisatorisch von anderen Unternehmensbereichen separiert werden. Dieser sich durch die Form der Entflechtungsvorschriften ergebende Eindruck einer Unsicherheit über die anzustrebende Form der Entflechtung spiegelt dabei den aktuellen Stand der ökonomischen Diskussion wider. Taylor (1996: 72) stellt beispielsweise als Argument gegen eine weitreichende Entflechtung fest, „We simply do not know enough about this industry, given how distorted it has been by government intervention, to pass judgement about whether vertical integration is or is not efficient“.

4.2.1.3 Netzhilfsdienstleistungen

Bei der obigen Darstellung der Tarifierungsvorschriften wurden Tarife beschrieben, die für Stromübertragungen „im engen Sinne“ gelten. Sie dienen der Finanzierung des Baus und des Unterhalts von Übertragungsanlagen. Eine Durchleitung von Strom kann aber regelmäßig nicht alleine dadurch definiert werden, daß an verschiedenen Orten absolut zeitgleich Einspeisungen und Entnahmen vorgenommen werden, die sich unter Berücksichtigung von Übertragungsverlusten exakt ausgleichen. Zur Sicherung der Systemstabilität und aus Gründen der Effizienz des Gesamtsystems werden im Bereich der Stromübertragung regelmäßig weitere Dienstleistungen erbracht, die zur Stromübertragung im weiten Sinne gezählt werden. Hierzu können – je nach Definition – beispielsweise die Vorhaltung von Reservekapazität, der Ausgleich von Netzverlusten sowie generelle Überwachungs- und Kontrolltätigkeiten gezählt werden. Aus Sicht der FERC müssen die Betreiber von Übertragungsnetzen dazu verpflichtet werden, solche Netzhilfsleistungen in die Tarife für Übertragungsleistungen mit aufzunehmen (FERC 1996a: 198 ff.). Dahinter steht die Annahme, daß die Organisation und zum Teil auch die Bereitstellung solcher Netzhilfsleistungen Elemente eines natürlichen Monopols aufweisen. Daher soll auch der Zugang zu diesen Dienstleistungen durch die Regulierungsvorschriften derart ausgestaltet werden, daß die Verfügungsrechte über derartige Güter nicht zu Verzerrungen des Wettbewerbs im Bereich der Stromerzeugung führen. Die Begründung der Regulierungsnotwendigkeit lautet also analog der Begründung für die Regulierung der Stromübertragung im engeren Sinne.

Die FERC definiert in ihrer Entscheidung sechs verschiedene Kategorien der Netzhilfsdienstleistungen (FERC 1996a: 237). Für alle diese Dienstleistungen gilt, daß das Übertragungsunternehmen verpflichtet ist, sie bereitzustellen. Einige müssen bei jeder Stromdurchleitung vom Kunden bezahlt werden, andere nur dann, wenn der Kunde sie nicht selber produzieren oder anderweitig beschaffen kann oder will (FERC 1996a: 236). Zur ersten Gruppe zählen beispielsweise allgemeine Systemüberwachungsfunktionen, zur zweiten Gruppe u.a. die Bereithaltung von Reservekapazität.

Bemerkenswerterweise ist die Verpflichtung des Übertragungsunternehmens zur Bereitstellung der Netzhilfsdienstleistungen weit gefaßt. Auch im Falle, daß diese Netzhilfsdienstleistungen vom eigenen Unternehmen bislang weder gebraucht noch erstellt werden, entfällt die Vorschrift zur Bereithaltung derartiger Dienstleistungen nicht: Das Unternehmen ist in diesem Fall dazu verpflichtet, derartige Dienstleistungen entweder von anderen zu akquirieren oder aber nunmehr selbst zu produzieren. Es fungiert im ersten Fall als Agent für die Übertragungskunden.

Auch für diese Netzhilfsdienstleistungen gelten Entflechtungsvorschriften. Hiernach müssen die sechs verschiedenen Kategorien einzeln in die Übertragungstarife aufgenommen werden. Gebündelte Tarife können ergänzend angeboten werden (FERC 1996a: 244; 246). Grundsätzlich gilt hier wie für die Übertragungstarif im engen Sinne, daß die Tarife durch die FERC genehmigt werden müssen und nicht etwa zwischen den Unternehmen ausgehandelt werden können.

Zusammengefaßt beinhalten die Vorschriften zum Netzzugangsregime weitgefaßte Eingriffe in die Verfügungsgewalt der Versorgungsunternehmen. Die 166 Versorgungsunternehmen, die direkt den neuen Bestimmungen unterliegen (FERC 1996a: 763) werden einer Kontrahierungspflicht unterworfen, die bislang nur im Endverkaufsbereich bekannt war. Das altbekannte Konzept der Anschluß- und Versorgungspflicht wird praktisch auf den Großhandelsbereich ausgedehnt.

4.2.2 Übertragungspreise

Kommt man bei der Betrachtung des Beschlusses vom April 1996 zur Frage, in welcher Art die Übertragungstarife gebildet werden müssen, bzw. der Frage, welche Preisregulierungsmethode die FERC für derartige Lei-

stungen zukünftig anwenden wird, so bleibt auch hier der Eindruck einer gewissen Unsicherheit auf seiten der FERC. Die FERC will es sich offenbar vorbehalten, flexibel im Einzelfall vorzugehen. Insbesondere scheint sie den verschiedenen einzelstaatlichen Reformen – die zum Teil die Bildung eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (ISO) zum Ziel haben – kaum restriktive Vorgaben machen zu wollen. Gegenüber dem ersten Vorschlag zur Neuregulierung vom April 1995 („NOPR“, FERC 1995) sind die Ausführungen zu diesem Punkt noch unbestimmter geworden. Die FERC will den betroffenen Unternehmen die Initiative überlassen und die von den Unternehmen erstellten Tarife überprüfen, während in der ursprünglichen NOPR noch recht detaillierte Anforderungen an die Art und Struktur der Übertragungstarife gestellt wurden. Diese vorsichtige Politik spiegelt zu einem guten Teil den Stand der akademischen Diskussion um anreizkompatible und effiziente Übertragungstarife wider.²³ Festzuhalten bleibt, daß die FERC signalisiert, bei der Genehmigungspraxis auf unterschiedliche Marktgegebenheiten Rücksicht nehmen zu wollen (FERC 1996a: 45).

4.2.3 Stranded Costs

Ein in der Öffentlichkeit und auch in der akademischen Begleitung der laufenden Umstrukturierungen überaus prominente Frage ist die nach der Behandlung von „Stranded costs“. Die FERC definiert Stranded costs im Bereich des Stromgroßhandels als „any legitimate, prudent and verifiable cost incurred by a public utility or a transmitting utility to provide service to (i) a wholesale requirements customer that subsequently becomes, in whole or in part, an unbundled wholesale transmission services customer of such public utility or transmitting utility; or (ii) a retail customer, or a newly created wholesale power sales customer, that subsequently becomes,

²³ Vgl. etwa Ruff (1994); Bayless (1992); Doyle und Maher (1992); Hogan (1992); Ray (1987) und die von der FERC wiedergegebene Diskussion (FERC 1996a: 286–319). Es kann in diesem Beitrag nicht auf diese Diskussion eingegangen werden, es sei nur die Anmerkung erlaubt, daß die Diskussion um effiziente Übertragungstarife eng verwoben ist mit der Frage, welche Marktform für den Großhandelsbereich generell angestrebt werden sollte. Die grundsätzliche Frage, ob bei den Strommarktreformen eine von den Regulierern überwachte, offene und transparente Strombörse oder eine eher dezentral ausgerichtete Marktstruktur angestrebt werden sollte, wurde insbesondere anlässlich der kalifornischen Reformen auf akademischer Ebene kontrovers diskutiert. Vgl. hierzu Kumkar (1996a: 40–42; 45–49; 78–81).

in whole or in part, an unbundled wholesale transmission services customer of such public utility or transmitting utility.“ (FERC 1996a: 768)

Aus dieser Definition folgt, daß es sich bei den Stranded costs nicht um durch die Umstrukturierungen ursächlich bedingte Kosten geht, sondern um Sunk costs. Es werden Kosten betrachtet, die für die Versorgung von Kunden bereits angefallen sind – genaugenommen für Kunden, die diese Versorgung durch das bisherige Unternehmen im Gefolge der Restrukturierungen nicht (mehr) wünschen. Dabei ist unter (i) der Fall desjenigen Kunden – beispielsweise eines kommunalen Verteilers – genannt, der bisher vom Besitzer der Übertragungskapazität auch den Strom kaufte und in Zukunft unter mehreren Anbietern wählen kann, also eventuell Durchleitungen durch das Netz seines bisherigen Stromlieferanten fordern wird. Hier könnten die Stranded costs beispielsweise bereits getätigte und noch nicht abgeschriebene Investitionen für Kraftwerke sein. Im unter (ii) genannten Fall werden Stranded costs erfaßt, die durch den Wegfall von Endkunden „verursacht“ werden. Darunter ist näherungsweise der Teil des bisherigen gebündelten Endverkaufspreises zu verstehen, der für die bei der Stromversorgung des Endkunden anfallenden Übertragungskosten berechnet wurde.

Der wesentliche Teil dieser Stranded costs entstammt Investitionen in Kraftwerken, deren Buchwerte unter wettbewerblächeren Bedingungen im Einzelfall drastisch über den Marktwerten liegen werden. Zu den Investitionen, die zu Stranded costs führen können, zählen auch langfristige Lieferverträge mit Erzeugern auf der Großhandelsebene, deren Konditionen unter den neuen Bedingungen nicht wettbewerbsfähig wären.

Die FERC sah sich gezwungen, 1994, also bereits vor der Vorstellung des ersten Vorschlags zur Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der NOPR einen ersten Vorschlag zur Behandlung der Stranded-cost-Problematik vorzulegen (FERC 1994). Die Klärung dieser Frage ist auch nach den Erfahrungen bei anderen tiefgreifenden wettbewerbliehen Umstrukturierungen von erheblicher Bedeutung hinsichtlich der politischen Durchsetzbarkeit von Reformen. Bereits das britische Beispiel verdeutlichte diesen Sachverhalt überaus deutlich: Hier blockierte die Frage, wie zukünftig die unwirtschaftlichen Kernkraftwerke finanziert werden sollten, für geraume Zeit die Umsetzung der Reformen (Kumkar 1994). Letztlich sind der mangelhaften Behandlung dieses Themas bei der Vorbereitung der

britischen Reformen von 1990 einige der wettbewerbspolitischen Probleme zu „verdanken“, die auch heute noch die Stromwirtschaft in England und Wales auszeichnen.²⁴ Auch einige einzelstaatliche Reformen in den Vereinigten Staaten – beispielsweise in Kalifornien (vgl. Kumkar 1996c: 229–230) – konnten erst dann angegangen werden, als die erheblichen Widerstände bei den bisherigen dominierenden Unternehmen durch die Zusage einer Stranded-cost-Abgabe zur Finanzierung unwirtschaftlicher Kraftwerke überwunden werden konnten.

Die Frage, ob derartige Stranded costs von den Unternehmen selbst zu tragen sind oder ob sie von den bisherigen Kunden zu finanzieren sind, ist eine der am heftigsten diskutierten Probleme vor der Verabschiedung der Entscheidung vom April 1996 gewesen (vgl. beispielsweise Joskow 1996, aber auch Niskanen 1986, Michaels 1996 oder Navarro 1996). Die FERC traf in dem Beschluß vom April 1996 die Entscheidung, grundsätzlich als Stranded costs anerkannte Kosten durch die Nachfrager finanzieren zu lassen. Dabei gilt, daß derartige Kosten über eine „Austrittsgebühr“ zu finanzieren sind, die ein Kunde des betrachteten Versorgungsunternehmens bei einer Beendigung des bisherigen Liefervertrages zu entrichten hat. Diese Summe bemißt sich an den Kosten beispielsweise von Kraftwerksinvestitionen, die noch nicht abgeschrieben worden sind, die aber getätigt worden sind unter der zu belegenden Vermutung, daß dieser Kunde unter den bisherigen Ordnungsprinzipien der Stromversorgung weiterhin Kunde bleiben würde. Dies kann der Fall sein, wenn der Kunde ein reines Verteilungsunternehmen ist, das vorgelagerte Unternehmen diesen Verteiler dauerhaft

²⁴ In der frühen Phase der Vorbereitung der Reformen in England und Wales wurde festgelegt, daß die Kernkraftwerke zeitgleich mit den anderen Kraftwerken privatisiert werden sollen. Es erwies sich aber als undurchführbar, die Kernkraftwerke direkt zu verkaufen. Daher wurde beschlossen, die Kernkraftwerke zusammen mit dem größten Teil der fossilen Kraftwerke in eine neues Unternehmen einzubringen und den restlichen Teil der Kraftwerke in ein zweites Unternehmen zu übertragen. Das derart zu bildende Duopol im Bereich der Erzeugung sollte die Ertragsaussichten für beide Unternehmen derart stabilisieren, daß sie an der Börse zu platzieren wären. Kurz vor dem Stichtzeitpunkt der Umstrukturierung erkannte die britische Regierung, daß auch in dieser Konstellation die Verkaufsaussichten für das größere der beiden Unternehmen schlecht waren. Die Kernkraftwerke wurden daher von der Privatisierung in 1990/1991 vollständig ausgenommen und blieben vorerst vollständig in staatlicher Hand. Von der vorhergegangenen Entscheidung, nur zwei große private Erzeuger zu bilden, wurde wohl aus Zeitgründen nicht mehr abgerückt. Die Marktkonzentration in der Stromerzeugung ist auch heute noch höher als es wettbewerbspolitisch wünschenswert wäre.

mit Strom auf der Großhandelsebene belieferte und glaubhaft machen kann, daß es im Interesse dieses Kunden in der Vergangenheit Kraftwerk-sinvestitionen getätigt hat. Entschließt sich dieser Kunde unter den neuen Marktbedingungen dazu, seinen Lieferanten zu wechseln, so kann der bisherige Lieferant die Erstattung derartiger Stranded costs verlangen. Dies ist ein Unterschied zum Beispiel zur Fossil-Fuel-Levy in England und Wales oder zur vergleichbaren Competition Transition Charge in Kalifornien, die zwar ähnlichen Zwecken dienen wie die hier betrachtete Austrittsgebühr, aber jeweils von allen Kunden zu entrichten ist.

Diese Austrittsgebühr kann immer dann erhoben werden, wenn langfristige Lieferverträge, die bis zum 11. Juli 1994 (dem Datum der Veröffentlichung der ersten NOPR zu dem Thema) abgeschlossen wurden, aufgelöst oder nicht verlängert werden (FERC 1996a: 627 ff.). Im letzteren Fall muß derjenige, der Stranded costs geltend machen will, belegen, daß mit einer Verlängerung des bisherigen Liefervertrages unbedingt zu rechnen war und er in dieser Hinsicht auch Investitionen getätigt hat. Kurzfristige Lieferverträge können keine Erstattung von Stranded costs begründen, da davon ausgegangen wird, daß für derartige Lieferverträge keine Investitionen in nennenswertem Umfang getätigt worden sein können. Es ist vorgesehen, daß die Höhe der Austrittsgebühr einzelfallbezogen über bilaterale Verhandlungen festgelegt wird. Die FERC wird diese Vereinbarungen überwachen und hat in Streitfällen die Entscheidungsgewalt.

4.2.4 Stromerzeugung

Aus den bisherigen Betrachtungen drängt sich der Eindruck einer erheblich intensivierten Regulierung auf: Die Anforderungen an die Betreiber von Übertragungsnetzen sind strikt, die Eingriffe in die Verfügungsrechte massiv. Es ist aber daran zu erinnern, daß aus Sicht der FERC eine Intensivierung der Regulierung im Bereich der Stromübertragung gerechtfertigt ist, weil hierdurch der Bereich der Stromübertragung in Zukunft schrittweise dereguliert werden kann.

Die FERC folgt im Bereich der Stromübertragung einer Variante der sogenannten „Essential Facility Doctrine“. Dieses in der U.S.-Kartellrechtsdiskussion entwickelte Konzept sieht eine staatliche Regulierung dann vor, wenn die Bereitstellung eines wichtigen (essentiellen) Inputs zur wettbewerblichen Produktion eines Outputs monopolistisch organisiert wird. Dieses Konzept hat in der Diskussion um die Regulierung

von Netzwerkindustrien an Bedeutung gewonnen und ist Grundlage beispielsweise von Regulierungen im Bereich der Telekommunikation oder der Erdgaswirtschaft in den Vereinigten Staaten, aber auch im Bereich des Luftverkehrswesens.²⁵

Angewandt auf die Stromwirtschaft impliziert die Essential Facility Doctrine eine mögliche Begründung für die Regulierung der Stromübertragungsaktivitäten: Zur Produktion des Endprodukts „Stromlieferung“ an einen Kunden bedarf es (mindestens) zweier Teilleistungen (Inputs): Stromerzeugung und -übertragung. Der Bereich der Stromübertragung ist durch Elemente eines natürlichen Monopols gekennzeichnet, die Erzeugung hingegen prinzipiell wettbewerblich organisierbar. Dieser Wettbewerb setzt jedoch den Zugang zum Produkt „Übertragung“ voraus, erst dann kann auch wirksamer Wettbewerb im Bereich der Stromlieferung an Kunden entstehen. Im Bereich der Stromübertragung geht die FERC davon aus, daß die bereits geschilderten Regulierungen einen weitgehend diskriminierungsfreien Zugang der Stromerzeuger zum Input Stromübertragung gewährleisten werden.

Insofern hält sie es unter den neuen Bedingungen für sinnvoll, die Stromerzeugung schrittweise zu deregulieren. Zu diesem Zweck will sie die Stromerzeugung aus neuen Kraftwerken grundsätzlich nicht mehr nach der cost-plus-Methode preisregulieren. Die Unternehmen sollen die Preise für den in diesen Kraftwerken erzeugten Strom frei am Markt bestimmen können. Die derart gebildeten Preise werden dann einer Ex-post-Überwachung im Rahmen der Mißbrauchsaufsicht unterliegen.

²⁵ Die Essential Facility Doctrine ist in der ökonomischen Literatur nicht unumstritten. Insbesondere wird die logische Konsistenz des Konzepts in Frage gestellt (z.B. Reiffen und Klett 1990). Bei unregulierten Märkten sind in der Tat Zweifel an dem Argument angebracht, daß die Monopolisten den Zugang diskriminierend ausgestalten würden: Die Nutzungs- bzw. Zugangspreise für unabhängige Nutzer wären unter plausiblen Annahmen identisch mit den internen Transferpreisen innerhalb des integrierten Unternehmens. Dieses Argument ändert sich aber in dem Moment entscheidend, wenn ein Teil des Markets preisreguliert ist (vgl. auch Maddock 1995: Fn.1): In diesem Fall kann u.U. ein Teil der Monopolgewinne an das Downstream-Tochterunternehmen verschoben werden. Hier könnte erwartet werden, daß das integrierte Unternehmen andere Nutzer des Inputs ausschließt, es seinen eigenen verbundenen Unternehmen geringe Preise berechnet, und diese dann höhere Gewinne abwerfen, da diese dann auf dem unregulierten Markt Monopolpreise verlangen können.

Die Preise für den in älteren Kraftwerken erzeugten Strom hingegen sollen grundsätzlich nicht dereguliert werden (z.B. FERC 1996a: 70-73). Hier behält sich die FERC die Beibehaltung einer strikten Preisregulierung vor. Offenbar geht die FERC also davon aus, daß in einigen Regionen selbst bei einer Öffnung der Übertragungsnetze die Marktkonzentration im Erzeugungssektor derart hoch ist, daß eine zumindest temporäre Beibehaltung der strikten Preisregulierung vonnöten wäre.

Zusammengenommen kann festgehalten werden, daß die FERC mittel- bis langfristig die Regulierungsintensität im Sektor der Stromerzeugung senken will. Die Tarifierungsbestimmungen im Zusammenhang mit den anderen neuen Regulierungen etwa der Netzhilfsdienstleistungen etablieren im Bereich der Stromübertragung ein Common-Carrier-Modell. Dies soll die Deregulierung der Stromerzeugung ermöglichen und begleiten.

4.2.5 Übergangsbestimmungen

Der Kreis derjenigen Unternehmen, die der generellen Regulierungsbefugnis der FERC unterliegen, ist juristisch begrenzt: Nach dem Federal Power Act von 1935 ist dieser Kreis auf die privaten Versorgungsunternehmen begrenzt. Der EPAct von 1992 erweiterte zwar die Regulierungsbefugnis auch auf öffentliche Unternehmen, aber nur für einen genau definierten Teil des Bereichs der Stromübertragung. Die FERC kann daher zwar Durchleitungen nach dem EPAct auch durch Netze öffentlicher Unternehmen anordnen, dort aber nicht die umfassenden Regulierungen durchsetzen, die in den bisherigen Ausführungen dieses Abschnitts erörtert wurden. Aus diesem Grund wurden in der dem Beschluß vom April 1996 vorangegangenen Diskussion Befürchtungen laut, die mögliche Wettbewerbsverzerrungen zugunsten der öffentlichen Unternehmen zum Inhalt hatten: Während private Unternehmen ihre Netze öffnen müßten, könnten öffentliche Unternehmen von diesem hierdurch bewirkten Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt profitieren, ohne ihre Netze in gleichem Ausmaß selber öffnen zu müssen. Sie könnten also Wettbewerb um ihre eigenen Kunden auf dem Großhandelsmarkt verhindern. Aus diesem Grund beschloß die FERC sogenannte Reziprozitätsklauseln, die diese möglichen Wettbewerbsverzerrungen begrenzen sollen: Insbesondere kann ein privates Versorgungsunternehmen den Zugriff eines öffentlichen Unternehmens auf eigene Übertragungsanlagen dann verhindern, wenn dieses öffentliche Unternehmen selber dem privaten Unternehmen dem Netzzugang verwei-

gert (FERC 1996a: 6). Den öffentlichen Unternehmen steht es offen, der FERC freiwillig Tarife zur Kenntnis zu geben, die den Anforderungen genügen, die die Tarife privater Unternehmen erfüllen müssen. In diesem Fall erteilt die FERC eine Genehmigung für den Tarif. Diese Genehmigung hätte zur Folge, daß das private Unternehmen den Netzzugang des betreffenden öffentlichen Unternehmens nicht mehr verweigern kann (FERC 1996a: 336).

Neben diesen Bestimmungen, die eine faktische Ausweitung der neuen Regulierungsvorschriften auch auf öffentliche Unternehmen nach sich ziehen dürfte, hat die FERC für die existierenden Unternehmen einige „Sicherungsleinen“ in den Beschluß vom April 1996 eingezogen. Dabei sind zum einen die bereits erwähnten Bestimmungen zu den Stranded costs zu nennen. Zum anderen gilt für bestehende Lieferverträge auf dem Großhandelsmarkt ein Bestandsschutz. Die neuen Regeln im Bereich des Netzzugangs und der Regulierung der Stromerzeugung gelten nur für neue Lieferverträge (FERC 1996a: 6). Die Konditionen insbesondere der langfristigen Bezugsverträge werden sich also nur im Zeitablauf den neuen Marktbedingungen anpassen. Die FERC ist insofern ihrer bereits frühzeitig geäußerten Maxime gefolgt, einen „geordneten“ und „angemessenen“ (FERC 1995: 1) Weg des Übergangs zu mehr Wettbewerb in der Stromwirtschaft begehen zu wollen.

5 Die U.S.-Reformen und die Reformen in der Europäischen Union – Parallelen und Unterschiede

Die rechtlichen und regulatorischen Änderungen in der U.S.-Stromwirtschaft habe dazu geführt, daß sich zwei Entwicklungen abzeichnen:

Zum einen ist ein Trend hin zur Einführung von Wettbewerbselementen in der Stromerzeugung zu beobachten. Dieser Trend geht einher mit einer Erosion des Modells der vollständig vertikal integrierten Gebietsmonopolisten, einer zunehmenden Regulierungsintensität im Bereich der Stromübertragung und einer föderalen Neuuzuweisung von Regulierungskompetenzen. Zum anderen sind neben dieser Entwicklung auch weitergehende Reformen in einzelnen Bundesstaaten hin zum Wettbewerb um Endkunden zu beobachten, die als Ergänzung der Reformen auf der Bun-

desebene zu betrachten sind (vgl. z.B. Electricity Journal May 1995, Juni 1996 sowie FERC 1996a: 47; Kumkar 1996b; 1996c).

Damit sind in der U.S.-Stromwirtschaft ähnliche Prozesse zu beobachten, wie auf der Ebene der Europäischen Union.²⁶

Die Ähnlichkeiten bei den Ursachen des Reformdrucks sind auffallend: Sowohl innerhalb der Europäischen Union als innerhalb der Vereinigten Staaten können enorme regionale Preisunterschiede festgestellt werden. Die beobachteten Preisdifferentiale können in ihrem Ausmaß nicht auf Transportkosten zurückgeführt werden. Damit gilt, daß der derzeitige Stromhandel sich offenbar sowohl in Europa als auch in den Vereinigten Staaten nicht oder nur unzureichend an Effizienzkriterien orientiert. Als Ursache dieser Ineffizienzen werden in beiden Fällen zunehmend die bestehenden Regulierungsstrukturen erkannt: Die bisherigen Ordnungsrahmen der Stromwirtschaft setzen generell zu wenig auf Wettbewerbsmechanismen und sind darüber hinaus dadurch gekennzeichnet, daß die Existenz konfligierender Regulierungsinstanzen den effizienz erhöhenden Stromtausch über Landes- oder Staatsgrenzen behindert.

Die vorgesehene europäische Stromrichtlinie zielt auf eine buchhalterische Entflechtung der integrierten Unternehmen (unbundling) und auf die Etablierung von Netzzugangsrechten für gebietsfremde und unabhängige Erzeuger. Allerdings sieht die Richtlinie beispielsweise keine Tarifierungspflicht für die Stromübertragung vor, sondern überläßt die konkrete Ausgestaltung der Netzzugangsrechte den einzelnen Mitgliedsstaaten. Insofern sieht sie – ähnlich dem EAct von 1992 – kein Common-Carrier-Modell, sondern ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte vor, hier als „verhandelbarer Netzzugang Dritter“ bezeichnet. Auf der anderen Seite zielt die Richtlinie von vornherein auf Wettbewerb um Endkunden, während die in diesem Beitrag behandelten Reformen in den Vereinigten Staaten primär den Großhandelsmarkt betreffen. Wettbewerb um Endkun-

²⁶ Der Rat hat nach mehrjährigen Diskussionen (vgl. Kumkar 1995) im Juni 1996 einen gemeinsamen Standpunkt zur Stromrichtlinie verabschiedet (Rat 1996). Diese Stromrichtlinie muß vom EU-Parlament noch in zweiter Lesung gebilligt werden. Angesichts des derzeitigen Diskussionstandes scheint eine Ablehnung durch das Parlament wenig wahrscheinlich, so daß die Richtlinie zum 1. Januar 1997 in Kraft treten könnte.

den kann – bedingt durch die spezifische rechtliche Situation in den Vereinigten Staaten – nur auf der Ebene der Bundesstaaten angestrebt werden.

Ähnlichkeiten sind wiederum bei der Frage der zeitlichen Umsetzung der Reformen zu vermerken: Sowohl in den Vereinigten Staaten als auch in Brüssel wird versucht, die Umstrukturierungen derart zu gestalten, daß den existierenden Versorgungsunternehmen relativ lange Übergangsfristen für die notwendigen Anpassungsmaßnahmen zur Verfügung stehen. In der Richtlinie ist hierzu eine neunjährige Öffnungsphase vorgesehen, in der nur relativ große industrielle Nachfrager und Weiterverteiler Zugang zum wettbewerblichen Markt haben. Über eine weitere Liberalisierung soll zu einem späteren Zeitpunkt entschieden werden. In den Vereinigten Staaten sind die bisherigen Lieferverträge generell von den neuen Bestimmungen ausgenommen und der Kreis der Marktteilnehmer auf der Bundesebene auf Akteure des Großhandelsmarktes beschränkt. In einzelnen Bundesstaaten wurden aber durchaus auch Reformen begonnen, die Wettbewerb um Endkunden zum Inhalt haben. Zusätzlich ist vorgesehen, den bisherigen Gebietsmonopolisten den Übergang zu wettbewerblicheren Märkten durch die Instrumente zur Finanzierung der Stranded Costs zu „erleichtern“.

Es kann gefolgert werden, daß die U.S.-Reformen insgesamt zwar ähnliche Ziele verfolgen wie die Stromrichtlinie auf europäischer Ebene. In den Fragen der Ausgestaltung von Netzzugangsrechten und der Organisation des Übergangs zu wettbewerblicheren Märkten sind jedoch erhebliche Unterschiede festzustellen.

Gemein ist den beiden Reformen, daß eine Neuregulierung insbesondere in der Stromübertragung eingeführt wird. Diese Neuregulierung bedeutet einen Eingriff in die Verfügungsgewalt der netzbesitzenden Versorgungsunternehmen, der durch die erhofften Effizienzgewinne in einem insgesamt durch eine Senkung der Marktzugangsbarrieren erreichten wettbewerblicheren Strommarkt gerechtfertigt wird.

Literaturverzeichnis

- Badger, W.A. (1992). Prudence Reviews: New Approaches are Needed. *Public Utilities Fortnightly* 15. Juli: 22–26.
- Bayless, C.E. (1992). Transmission Pricing: Striking a Balance. *Public Utilities Fortnightly* 15. Oktober: 13–17.
- CEC (California Energy Commission) (1995). *1994 Electricity Report*. P300-95-002.
- Council (Council of Economic Advisers) (1996). Annual Report of the Council of Economic Advisers. In United States Government Printing Office (Hrsg.), *Economic Report of the President*. Washington, D.C.
- Crew, M.A., und P.R. Kleindorfer (1986). *The Economics of Public Utility Regulation*. Houndmills.
- DOC (Department of Commerce of the United States) (lfd. Jgg.). *Statistical Abstract of the United States*. Washington, D.C.
- DOE (Department of Energy of the United States) (1978). *The National Energy Act*. Reference Information from the Department of Energy, Office of Public Affairs, Washington, D.C.
- Doyle, C., und M. Maher (1992). Common Carriage and the Pricing of Electricity Transmission. *Energy Journal* 13 (3): 63 – 93.
- EIA (Energy Information Administration) (1986, 1992). *State Energy Price and Expenditure Report*. Washington, D.C.
- (1993). *The Changing Structure of the Electric Power Industry, 1970–1991*. DOE/EIA-0562.
- (1995a). *Electric Sales and Revenue 1994*. DOE/EIA-0540(94). Washington, D.C.
- (1995b). *Inventory of Power Plants in the United States*. DOE/EIA-0095(94). Washington, D.C.
- (1995c). *Electric Power Annual 1994. Vol II*. DOE/EIA-0348(94/2). Washington, D.C.

— (1996). *Electric Power Monthly*. DOE/EIA-0226(96/03). Washington, D.C.

Electricity Journal (Ild. Jgg.).

FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1994). Docket RM94-7 000 (Notice of Proposed Rulemaking, Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities)

— (1995). *Notice of Proposed Rulemaking and Supplemental Notice of Proposed Rulemaking*. March 29. (Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities. RM95-8-000 und RM94-7-001).

— (1996a). *Order No. 888 - Final Rule*. April 24. (Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities RM95-8-000; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities RM94-7-001).

— (1996b). *Order No. 889 Final Rule* (April 24, 1996) Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct. (75 FERC 61,078) (Dockets No. RM95-9-000).

Fort, R., und W.S. Hallagan (1995). *Nuclear Power in the United States and Japan: Economic and Political Explanations*. In T.C. Lowinger, G.W. Hinman, *Nuclear Power at the Crossroads: Challenges and Prospects for the Twenty-First Century*. Boulder, CO.

Gilbert, R.J., und E.P. Kahn (1996). *U.S. Electric Power Regulation*. In R.J. Gilbert und E.P. Kahn (Hrsg.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge.

Goldberg, V.P. (1991). *Comment on Joskow*. In R.O. Zerke und V.P. Goldberg (Hrsg.), *Research in Law and Economics*. 13, Washington, D.C.

Heimann, F.F. (1991). *The Electric Policy Study*. *Research in Law and Economics* 13: 1-6.

Hogan, W.W. (1992). *Contract Networks for Electric Power Transmission*. *JoRE* 4: 211-242.

- Hyman, L.S.: (1994). *America's Electric Utilities: Past, Present and Future*. 5th Ed. Arlington, Virginia.
- Joskow, P.L. (1974). Inflation and Environmental Concern: Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation. *Journal of Law and Economics* 17: 291-327.
- (1987). Productivity Growth and Technical Change in the Generation of Electricity. *Energy Journal* 8 (1): 17-38.
- (1996). Does Stranded Cost Recovery Distort Competitions? *The Electricity Journal* 9 (3): 31-45.
- , und R. Schmalensee (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge, Mass.
- Kahn, A. (1988). *The Economics of Regulation*. New Edition, Cambridge, Mass.
- Kahn, E. (1988). *Electric Utility Planning and Regulation*. Washington.
- Kolbe, A.L., W.B. Tye und S.C. Myers (1993). *Regulatory Risk: Economic Principles and Applications to Natural Gas Pipelines and Other Industries*. Boston, Mass.
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93-112.
- (1995). Widerstände und Spannungen auf dem Weg zum Binnenmarkt für Elektrizität. *Die Weltwirtschaft* (4): 444-470.
- (1996a). Wettbewerb im Stromsektor der USA — I: Re-Regulierung der Großhandelsebene. Kieler Arbeitspapiere 738. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- (1996b). Wettbewerb im Stromsektor der USA — II: Re-Regulierung der Einzelhandelsebene in Kalifornien, Kieler Arbeitspapiere 739. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- (1996c). Wege zum Wettbewerb in der Stromversorgung – Das Beispiel Kalifornien. *Die Weltwirtschaft* (2): 219-235.
- Maddock, R. (1995). *Access to Essential Facilities: Implementing Hilmer*. Seminar Paper 1/95. Monash University.

- Mead, D.E., G. Roberts und J.C. Liles (1989). Regulation and Independent Power. *Forum for Applied Research and Public Policy* 4 (1): 49–58.
- Michaels, R.J. (1996). Stranded Investments, Stranded Intellectuals. *Regulation* 1996 (1): 47–51.
- Navarro, P. (1996). Electric Utilities: The Argument for Radical Deregulation. *Harvard Business Review* 74: 112–125.
- Niskanen Jr., W.A. (1996). A Case against Both Stranded Cost Recovery and Mandatory Access. *Regulation* 19 (1): 16–17.
- OTA (Office of Technology Assessment) (1995). Renewing Our Energy Future. OTA-ETI-614, September. Washington, D.C.
- PG&G (Pacific Gas and Electric Company) (1996). Comments of Pacific Gas and Electric Company on Divestiture of Generation Facilities. 19. März.
- Phillips, C.F. (1993). *The Regulation of Public Utilities: Theory and Practice*. 3rd Ed. Arlington, Virginia.
- Pierce Jr., R.J. (1991). Using the Gas Industry as a Guide to Reconstituting the Electricity Industry. *Research in Law and Economics* 13: 7–56.
- Rat (Rat der Europäischen Union) (1996). Gemeinsamer Standpunkt (EG) Nr. 56/96 im Hinblick auf den Erlaß der Richtlinie 96/.../EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. *Abl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* C314/18 vom 24. Oktober.
- Ray, D.J. (1987). A Cost Analysis of Wheeling in the Electric Utility Industry. Diss. Madison.
- Reiffen, D., und A.N. Kleff (1990). Terminal Railroad Revisited: Foreclosure of an Essential Facility or Simple Horizontal Monopoly? *Journal of Law and Economics* 33 (2): 419–438.
- Rothwell, G. (1992). Can Nuclear Power Compete ? *Regulation* Winter 1992: 66 – 74.
- Ruff, L. (1994). Stop Wheeling and Start Dealing: Resolving the Transmission Dilemma. *Electricity Journal* 7 (5): 24–43.

- Sillin, J.O. (1995). Judging Past Policies: Where are we in the Electricity Policy Debate? *Electricity Journal* 8 (8): 44–53.
- Spulber, D.F. (1989). *Regulation and Markets*. Cambridge, Mass.
- Taylor, J. (1996). Electric Utility Reform: Shock Therapy or Manages Competition? *Regulation* 1996(3): 63-76.
- Tedmon, C.S., und A. Roeder (1995). Technologies for the Future Global Electric Power Market – Impact of Deregulated Markets. *Electricity Journal* 8 (10): 60–64.
- USC (*United States Code, Gesetzbuch der Vereinigten Staaten*) (1994). Ausgabe vom U.S. Government Printing Office, Stichdatum 26. Januar 1994. Washington, D.C.
- Watkiss, J.D., und D.W. Smith (1993). The Energy Policy Act of 1992 – A Watershed for Competition in the Wholesale Power Market. *Yale Journal of Regulation* 10 (2): 444–492.