

Kumkar, Lars

Working Paper — Digitized Version

Wettbewerb im Stromsektor der USA I: Re-Regulierung der Großhandelsebene

Kiel Working Paper, No. 738

Provided in Cooperation with:

Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Kumkar, Lars (1996) : Wettbewerb im Stromsektor der USA I: Re-Regulierung der Großhandelsebene, Kiel Working Paper, No. 738, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/47133>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Kieler Arbeitspapiere

Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 738

Wettbewerb im Stromsektor der USA
I: Re-Regulierung der Großhandelsebene

von

Lars Kumkar

Mai 1996



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

ISSN 0342 - 0787

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 738
Wettbewerb im Stromsektor der USA
I: Re-Regulierung der Großhandelsebene

von
Lars Kumkar

Mai 1996

693995

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

Gegenstand des Beitrages sind die Umstrukturierungen der Stromwirtschaft in den Vereinigten Staaten. Im Gefolge von Gesetzesreformen auf der Bundesebene – dem Public Utilities Regulatory Policies Act von 1978 und dem Energy Policy Act von 1992 – beginnt sich zunehmender Wettbewerb in der Stromversorgung zu entfalten. Das Modell des vertikal integrierten Gebietsmonopols wird abgelöst durch entflochtene Formen der Stromversorgungsunternehmen. Insbesondere in der Stromerzeugung gewinnen neue Unternehmen erhebliche Marktanteile. Die föderale Struktur der Vereinigten Staaten bedingt eine Entwicklung zum Teil heterogener wettbewerblichen Strukturen in den einzelnen Bundesstaaten. In diesem Beitrag werden die gesetzlichen Änderungen auf der Bundesebene und deren Auswirkungen auf Marktstrukturen und Regulierungen diskutiert. Dabei wird ausführlich auf die neuere Politik der Federal Energy Regulatory Commission eingegangen, die als Ziel die Etablierung eines Common Carrier-Modells auf der Ebene der Stromübertragung hat. Angestrebt wird die Etablierung eines funktionsfähigen Großhandelsmarktes für Strom.

JEL Classification: L4, L5, L9

Gliederung

1 Ein Überblick	1
2 Gesetzliche Rahmenbedingungen im Wandel der Zeit	4
2.1 Public Utility Act von 1935: Ein Modell regionaler Versorgungsmonopole	7
2.1.1 Public Utility Holding Company Act	7
2.1.2 Federal Power Act	9
2.1.3 Würdigung der beiden Gesetze	10
2.2 Der Public Utility Regulatory Policies Act von 1978 (PURPA): Ein erster Schritt zur Reform	13
2.3 Zu den Folgen und der Bedeutung des PURPA	17
2.4 Der Energy Policy Act (EPAct) von 1992: Ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte nebst anderer Regu- lierungen der Stromwirtschaft	21
2.5 Zur Bedeutung des Energy Policy Act	27
3 Die Regulierung der Stromversorgung: Bundes- und Staatskompe- tenzen bis 1992	31
3.1 Einige Defizite im traditionellen System der Regulierung	33
3.2 Zur Politik der Federal Energy Regulatory Commission vor 1992: Intensivierung des Großhandels mit beschränkten Mitteln	37
4 Die Antwort der Federal Energy Regulatory Commission auf den EPAct	45
4.1 Die unmittelbare Reaktion der FERC auf den EPAct	45
4.2 Die Notice of Proposed Rulemaking von 1995	46
4.2.1 Ein Common Carrier-Modell für die Stromwirtschaft	48
4.2.2 Stranded Costs	53
4.3 Zum Zusammenspiel zwischen Gesetzgeber und Bundesregulie- rungsbehörde	55
5 Ausblick: Der Trend zum Wettbewerb in der Stromversorgung	58
6 Fazit	60
Literaturverzeichnis	63

Abkürzungsverzeichnis

APPA	American Public Power Association
CFR	Code of Federal Regulation
CPUC	California Public Utility Commission
DSM	Demand Side Management
EIA	Energy Information Administration
EPAct	Energy Policy Act of 1992
EWG	Exempted Wholesale Generators
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FPA	Federal Power Act
FPC	Federal Power Commission
IOU	Investor-owned Utility
IRP	Integrated Resources Planning
ISO	Independent System Operator
NOPR	Notice of Proposed Rulemaking
PUA	Public Utility Act
PUHCA	Public Utility Holding Company Act of 1935
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
QF	Qualifying Facilities
SEC	Securities and Exchange Commission
UDC	Utility Distribution Company
USC	United States Code

1 Ein Überblick

Die Elektrizitätswirtschaft in den Vereinigten Staaten ist bis heute stark reguliert. Diese Regulierung umfaßt zum einen strukturbeeinflussende Maßnahmen durch Fusionskontrolle und Kartellrecht (Antitrust). Zum anderen umfaßt sie die Verhaltensregulierung der Marktteilnehmer etwa durch Preisaufsicht und durch die Setzung von Markteintrittsbarrieren territorialer und vertikaler Art.

Eine Deregulierung der Stromwirtschaft – nach dem Vorbild anderer Sektoren (Telekommunikation, Verkehr) – ist erst seit wenigen Jahren in der wirtschaftspolitischen Diskussion. Bis vor wenigen Jahren wurde die massive Regulierung der Stromwirtschaft mit den allgemein unterstellten branchentypischen technischen Besonderheiten der Elektrizitätsversorgung – hohe Kapitalintensität, Nicht-Speicherbarkeit, Netzwerkcharakter (Verbundvorteile), Größenvorteile in Erzeugung, Transport und Verteilung – begründet.¹ Wettbewerbliche Elemente in der Stromversorgung spielen in dieser gesetzlich fixierten Struktur nur eine unwesentliche Rolle oder wurden sogar explizit verboten.

Das heutige System der Elektrizitätsversorgung in den Vereinigten Staaten kann sowohl hinsichtlich der Unternehmensstruktur als auch der Regulierungspolitik zu großen Teilen bis in die Anfänge dieses Jahrhunderts zurückgeführt werden: Bereits in den dreißiger Jahren wurden auf der Ebene des Bundes strikte und weitreichende Regulierungen der Stromwirtschaft eingeführt, nachdem zu Beginn nur die einzelnen Bundesstaaten die Stromwirtschaft regulierten.

Die neueren Entwicklungen in der U.S.-Stromwirtschaft sind auf gesetzliche Änderungen zurückzuführen, die Ende der siebziger Jahre auf der

¹ Zu den wenigen frühen Ausnahmen vom auch in der akademischen Diskussion dominierenden Konsens zählt Primeaux (1975, 1985, 1986); später vertrat insbesondere Berry (1983) innovative Ideen zum Wettbewerb in der Stromwirtschaft.

Bundesebene eingeleitet worden sind. Der Public Utility Regulatory Policies Act von 1978 (PURPA), der als Mittel zur Senkung der Energieintensität in den Vereinigten Staaten intendiert war, förderte die Erzeugung in „unabhängigen“ Kraftwerken auf der Basis regenerativer Energien oder der Kraft-Wärme-Kopplung. Einer der Effekte dieses Gesetzes war ein rapide steigender Anteil dieser unabhängigen Erzeugung in den Vereinigten Staaten seit Mitte der achtziger Jahre.

Der auf diese Entwicklungen aufbauende Energy Policy Act von 1992 (EPAct) führte zu der nächsten, bis heute nicht abgeschlossenen Umwälzung in der nordamerikanischen Stromwirtschaft. Der EPAct umfaßte zwei wesentliche Neuerungen, die direkt die Struktur der Stromerzeugung veränderten: zum einen die Schaffung einer – weitgehend unregulierten – Kategorie von Stromerzeugern auf der Großhandelsebene und zum anderen die Erweiterung der Kompetenzen der Federal Energy Regulatory Commission hinsichtlich der Anordnung von Durchleitungen durch „fremde“ Netze.

Diese beiden Änderungen schufen die Voraussetzungen dafür, daß im Prinzip jeder in das Marktsegment der Stromerzeugung einsteigen und seinen Strom auf der Großhandelsebene verkaufen kann – so er Käufer findet. Diese Möglichkeit existierte vor dem EPAct nicht, da hohe gesetzliche Eintrittsbarrieren in die Stromerzeugung existierten, die sich zum Teil auf die Stromerzeugung und zum Teil auf Regulierungen der Übertragungsnetze bezogen. Verbindendes Merkmal der seit 1992 umgesetzten und projektierten Reformen ist die Tatsache, daß keine bloße Deregulierung im eigentlichen Wortsinne stattfindet, sondern vielmehr in einigen Bereichen eine Neu- oder Re-Regulierung greift, die eine partielle Deregulierung in anderen Marktsegmenten begleitet oder nach anderer Lesart überhaupt erst ermöglicht.

Bei diesen Reformen bedingen die im Konzept des Föderalismus begründeten unterschiedlichen legislativen und exekutiven Kompetenzen des Bundes und der einzelnen Staaten eine wichtige Rolle. In diesem Beitrag werden schwerpunktmäßig die Reformbestrebungen auf der Bundesebene behandelt, in ihren ökonomischen Aspekten analysiert und hinsichtlich ihre Auswirkungen auf die wettbewerbliche Situation der Stromversorgung in

den Vereinigten Staaten untersucht. Diese Reformen haben eine Intensivierung des *Wettbewerbs zwischen den Versorgungsunternehmen auf der Großhandelsebene* zum Ziel. Auf den Wettbewerb um Endkunden können die Regulierungsinstanzen des Bundes im föderalen System der Vereinigten Staaten mangels Zuständigkeit keinen Einfluß nehmen. Im zweiten Abschnitt werden die gesetzlichen Grundlagen der Stromversorgungsaktivitäten und im dritten Abschnitt die praktische Ausgestaltung der Regulierungspolitik bis 1992 untersucht. Im vierten Abschnitt wird ausführlich auf die jüngste Politik der Bundesregulierungsbehörde eingegangen, die eine massive Umgestaltung der Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft mit sich bringen wird. Im fünften Abschnitt wird auf die weitere Entwicklung in der Stromversorgung in den Vereinigten Staaten eingegangen und schließlich im sechsten und letzten Abschnitt ein Fazit der wettbewerblichen Veränderungen gezogen.

2 Gesetzliche Rahmenbedingungen im Wandel der Zeit

Die Stromversorgung in den Vereinigten Staaten umfaßt gegenwärtig rund 3 200 Unternehmen (Public Utilities), die sich erheblich in Größe, Eigentümerstruktur und Art der wirtschaftlichen Betätigung unterscheiden. Sie setzt sich zusammen aus vier verschiedenen Eigentümerkategorien: den privatwirtschaftlichen Unternehmen (Investor-owned Utilities), den nicht-bundesstaatlichen öffentlichen Unternehmen, bundesstaatlichen Unternehmen und Genossenschaften. Die dominierenden Unternehmen, die größere Gebiete mit Strom versorgen, sind sowohl in der Stromerzeugung, der Stromübertragung als auch in der Verteilung des Stroms an Endkunden engagiert.² Neben diesen großen Unternehmen existiert eine Vielzahl kleinerer Unternehmen, die nur Verteilungsaufgaben übernehmen und auf den Bezug von Strom von anderen Unternehmen angewiesen sind. Die in der Stromversorgung engagierten bundesstaatlichen Unternehmen sind insofern in einer Sonderrolle, als sie bis auf wenige Ausnahmen (insbesondere der Tennessee Valley Authority) im wesentlichen nur Strom erzeugen und an Verteilungsunternehmen weiterverkaufen, also selber nicht in der Verteilung engagiert sind (FPC 1971 I-2-I).

Seit den Anfängen der öffentlichen Stromversorgung in den Vereinigten Staaten ist dieser Sektor durch – gemessen am allgemeinen Wirtschaftswachstum – starke nachfragebedingte Zuwächse gekennzeichnet. Dabei ermöglichten Fortschritte in der Stromübertragungstechnologie eine zunehmende Erweiterung der Versorgungsgebiete. Die verbesserten Stromübertragungsmöglichkeiten gaben dabei dem Einsatz sukzessive größerer Stromerzeugungsanlagen Raum. Größenvorteile sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Übertragungsebene schufen gemeinsam die Voraussetzungen für die Konsolidierung ehemals kleinerer Stromversorgungsunternehmen zu

² Ein Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen, die wiederum innerhalb begrenzter Regionen der Verteilung elektrischer Energie an Endabnehmer dienen.

immer größeren Einheiten. Die dabei entstandenen (regionalen) Monopolpositionen waren in vielen Fällen Grund für eine einsetzende Regulierung oder aber alternativ die direkte Übernahme der Stromversorgung durch lokale Gebietskörperschaften.

Der rechtliche Rahmen der Stromversorgung in den Vereinigten Staaten wird zum großen Teil durch Gesetze bestimmt, die in den dreißiger Jahren verabschiedet worden sind. Nach den beiden grundlegenden Gesetzen von 1935, die am Anfang des folgenden Unterabschnitts behandelt werden, wird der Public Utility Regulatory Act von 1978 (PURPA) diskutiert (Übersicht 1). Dieser kann als (unbeabsichtigter) Ausgangspunkt für die heutigen Entwicklungen der Stromwirtschaft interpretiert werden, da er den Marktzutritt neuer Unternehmen in der Stromerzeugung bewirkte. Die dadurch begonnene Entwicklung hin zu einer stärker desintegrierten Stromerzeugung führte dann schließlich zur Verabschiedung des Energy Policy Act von 1992. Dieser kann als Beginn einer partiellen Deregulierung in der Stromwirtschaft gekennzeichnet werden, nachdem der PURPA noch weitgehend auf dem traditionellen Modell eines vertikal integrierten Versorgungsunternehmens aufbaute.

Übersicht 1: Wichtige Rahmenbedingungen der US-Stromwirtschaft

Public Utility Act (PUA) (1935):

Public Utility Holding Company Act (PUHCA) (Titel I des PUA)

Der PUHCA hatte als Ziel die Zerschlagung großer Holdinggesellschaften, die die US-Stromwirtschaft in dieser Zeit zu weiten Teilen dominierten.

Federal Power Act (FPA) (Titel II des PUA)

Der FPA schuf die Grundlage der Regulierung des zwischenstaatlichen Handels mit Strom durch die Federal Power Commission FPC (später die Federal Energy Regulatory Commission, FERC).

Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) (1978)

Der PURPA hatte das Ziel der Förderung zumeist kleinerer, auf regenerativen Energien basierender Anlagen und zum anderen der Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie zur Senkung der Energieintensität. Er änderte Teilbestimmungen des FPA und des PUHCA.

Energy Policy Act (EPAAct) (Oktober 1992)

Der EPAAct schuf eine neue, von den striktesten Bestimmungen des PUHCA befreite Kategorie von Großhandelsstromproduzenten und erweiterte die Befugnisse der FERC zur Anordnung von Durchleitungen. Damit änderte auch er den FPA und den PUHCA.

FERC-Notice of Proposed Rulemaking on Wholesale Competition (März 1995)

Der Vorschlag der FERC sieht einen Common Carrier-Status der Übertragungsnetze vor. Der Großhandel mit Strom soll hierdurch intensiviert und effektiver Wettbewerb in der Stromerzeugung ermöglicht werden.

2.1 Public Utility Act von 1935: Ein Modell regionaler Versorgungsmonopole

Die insbesondere in den zwanziger Jahren aufgetretene Unternehmenskonzentration in der Stromversorgung der USA und die verschachtelten Eigentümerstrukturen der Holdinggesellschaften führte zur Verabschiedung des Public Utility Act von 1935, der zum einen die Zerschlagung der großen Unternehmen zum Ziel hatte und zum anderen erstmalig eine Regulierung von bestimmten Marktsegmenten der Stromübertragung und des Stromhandels durch Bundesbehörden einführt. Bis dahin waren allein die Bundesstaaten für die Regulierung der Versorgungsunternehmen zuständig.

2.1.1 Public Utility Holding Company Act

Der als Public Utility Holding Act bekannte erste Teil des PUA gilt als eines der striktesten Wettbewerbsgesetze, die jemals vom Kongreß verabschiedet worden sind (Troxel 1947: 172; Phillips 1993: 632). Das Ziel des PUHCA war eine Zerschlagung der staatsüberschreitenden Holdinggesellschaften.³ Diese Holdinggesellschaften wurden in den zwanziger Jahren für die Politik wegen ihrer Unüberschaubarkeit zu einem Problem.⁴ Die staatsübergreifende Natur der meisten Holdings stellten die Effektivität der bisherigen Überwachungsinstanzen in Frage, da diese alleine die Endverkaufspreise, aber – wegen der grenzüberschreitenden Natur – nicht die an Bedeutung

³ Vgl. zum PUHCA Troxel (1947: 171–189); Sherman (1989); Phillips (1993). Es gilt in diesem Aufsatz folgende Zitierweise für die 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-5 (Public Utility Holding Company Act) des Hauptabschnitts 15 (Commerce and Trade) im Gesetzbuch der Vereinigten Staaten. Die Verweise beziehen sich – wo nicht anders erwähnt – auf die vom U.S. Government Printing Office herausgegebene Ausgabe, die gesetzlichen Änderungen bis zum 26. Januar 1994 berücksichtigt und im Literaturverzeichnis dieses Beitrages unter „USC“ zu finden ist.

⁴ Bis 1917 stieg die Zahl der Versorgungsunternehmen an, bis eine Konsolidierungsphase hauptsächlich durch Holdingbildung begann. 1932 beherrschten 16 Holdinggesellschaften rund 76 vH der Erzeugung, davon die drei Größten 44,5 vH (Phillips 1993: 625; vgl. auch FPC 1964: 19).

gewinnenden Großhandelspreise kontrollieren konnten.⁵ Darüber hinaus führte der Börsenkrach 1929 dazu, daß die finanzielle Solidität der Holdinggesellschaften und damit die Sicherheit der Stromversorgung Gegenstand wirtschaftspolitischer Diskussionen wurde. Eine Begrenzung der regionalen Ausdehnung der Versorgungsunternehmen – auf das Gebiet eines einzelnen Bundesstaates – schien die naheliegende Lösung und war die maßgebliche Richtschnur der Entwicklung nach der Verabschiedung des PUHCA.

Die grenzüberschreitenden Holdinggesellschaften wurden hinsichtlich ihrer Finanzpolitik der Securities and Exchange Commission (SEC) unterstellt, der weitreichende Vetokompetenzen hinsichtlich des Kaufs und Verkaufs von Vermögensteilen der Gesellschaften eingeräumt wurde.⁶ Wichtiger für die weitere Entwicklung der Stromwirtschaft sind jedoch zwei andere Bestimmungen des PUHCA, die die Marktstruktur direkt regulieren:

1. Die sogenannte „*death sentence*“-Klausel zog eine grundlegende, erst in den sechziger Jahren abgeschlossene Umstrukturierung bzw. Zerschlagung der bestehenden Unternehmen nach sich. Die auch heute noch gültige Klausel schreibt vor, daß keine Holdinggesellschaft, deren Töchter selbst Holdinggesellschaften sind, im Besitz einer anderen Holdinggesellschaft sein darf (15 USC § 79k).^{7,8}

⁵ Dies lag an der einzelstaatlichen Natur der Regulierung: Die Bundesstaaten hatten nicht die Kompetenz, den Großhandel mit Strom zu regulieren, wenn er sich über die Grenzen der Bundesstaaten erstreckte.

⁶ Unter die für das Gesetz relevante Definition einer Holdinggesellschaft fallen alle Unternehmen, die mindestens 10 vH des Eigenkapitals an einer oder andere Kontrollmöglichkeiten über einer anderen Holdinggesellschaft oder an einer Public Utility halten (15 USC § 79b(7)).

⁷ Nach dem Gesetzestext dient diese Zerschlagung der „Vereinfachung“ und dem Abbau „unnötig komplexer“ Unternehmensstrukturen (15 USC § 79k(a)).

⁸ Heute existieren nurmehr 13 Unternehmen, die nach dem PUHCA registriert werden, nachdem zwischen 1940 und 1962: 2 419 Gas- und Stromversorgungsunternehmen registriert worden sind. Von diesen 2 419 Unternehmen wurden 928 zerschlagen, 793 fielen durch Auflösung, Fusionen oder sonstige Gründe aus der Zuständigkeit der SEC und 514 durch explizite Ausnahmegenehmigungen, die

2. Die „one-area“-Klausel des PUHCA schreibt vor, daß das Versorgungsgebiet der Holdings zusammenhängend sein muß (15 USC § 79k(b)(1); Troxel 1947: 179). Diese Bestimmung wurde damit begründet, daß viele der damaligen Holdinggesellschaften derart um Versorgungsgebiete miteinander konkurrierten, daß die resultierende Zersplitterung der Versorgungsgebiete zur mangelhaften Ausschöpfung von Größenvorteilen führte (FPC 1964: 19; Breyer und MacAvoy 1974: 131 (Fn 11)). Damals durchaus bestehender Wettbewerb wurde also als destruktiv und hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Effizienz kontraproduktiv eingeschätzt.

Konsequenz und Absicht der beiden Hauptbestimmungen des PUHCA war das explizite Verbot wesentlicher wettbewerblicher Verhaltensweisen und der Ausschluß potentieller Konkurrenz.

Der PUHCA schaffte daneben durch die weitgehende Zerschlagung der Holdinggesellschaften die Voraussetzungen dafür, daß die Einzelhandelspreise weiterhin durch die Staatsbehörden überwacht werden konnten (EIA 1995a II: 84). Ob diese Zerschlagung sinnvoll war (und ist) und ob eine Überwachung der Stromwirtschaft durch einzelstaatliche Regulierungskommissionen effizient ist, ist eine Frage, die bereits zum Zeitpunkt der Verabschiedung des Gesetzes umstritten war (vgl. etwa Troxel 1947: 189) und auf die im weiteren Verlauf dieses Beitrages noch einzugehen sein wird.

2.1.2 Federal Power Act

Nach dem als Federal Power Act (FPA) bekannten zweiten Teil des PUA wurde erstmalig einer Bundesbehörde Regulierungsbefugnis über die Stromversorgung zugewiesen.⁹ Die staatsübergreifende Stromübertragung und der

nach 15 USC § 79c bei Holdings möglich sind, deren Einzelhandelsaktivitäten sich wesentlich auf einen Bundesstaat beschränken (Phillips 1993: 634 und 665, FN 30, vgl. auch Greenberger 1991).

⁹ Der FPA ist unter geänderter Paragraphenbezeichnung als § 791 – § 828c Teil des 16. Hauptabschnitts (Conservation) in den USC eingefügt. In diesem Beitrag wird der im USC eingefügte Text zitiert.

Großhandel mit Strom wurden der Regulierung durch die Federal Power Commission (FPC) unterworfen.¹⁰ Hintergrund der Schaffung einer Bundesregulierungsinstanz für die Stromwirtschaft waren einige höchstrichterliche Entscheidungen, die sich mit dem Stromhandel zwischen Stromversorgungsunternehmen und dem Transport von Strom über Hochspannungsübertragungsleitungen befaßten. Sie stellten eine Nichtzuständigkeit der einzelstaatlichen Regulierungskommissionen bei derartigen Transaktionen fest (Pierce 1991: 9). Diese Nichtzuständigkeit wurde damit begründet, daß diese Großhandelstransaktionen potentiell Staatsgrenzen überschreitenden Charakter besitzen. Damit bestand vor der Verabschiedung des FPA keine rechtliche Möglichkeit, derartigen Handel zu regulieren. Dadurch waren wesentliche Kostenkomponenten der Strompreise durch die bestehenden Regulierungskommissionen nicht zu überwachen; die Regulierungskommissionen mußten nach der herrschenden Rechtsmeinung die Kosten von Strombezügen eines Versorgungsunternehmens bei der Gewinnregulierung als tatsächliche Kosten anerkennen, auch wenn sie offensichtlich überhöht waren. Die Schaffung einer zentralstaatlichen Regulierungsbehörde war somit eine Konsequenz der für notwendig erachteten Regulierung der Endkundenpreise.

2.1.3 Würdigung der beiden Gesetze

Beide Teile des Public Utility Act von 1935, PUHCA und FPA, hatten eine intensiviertere Regulierung der Stromwirtschaft zum Ziel. Diese bestehende Regulierung wurde in den zwanziger und dreißiger Jahren durch Unternehmenskonzentrationen zunehmend erschwert. Die Zerschlagung der großen Versorgungsunternehmen und die Etablierung der Federal Power Commission als zentralstaatliche Regulierungskommission waren die Mittel, die nach dem Willen des Gesetzgebers eine effektive Regulierung (wieder) ermöglichen sollten.

¹⁰ Bis 1935 war die FPC für die Regulierung der Wasserkraftnutzung außerhalb der bundesstaatlichen Anlagen zuständig (Phillips 1993: 648 ff.). Seit 1977 ist die neugeschaffene FERC (Federal Energy Regulatory Commission) für die Regulierung der Stromwirtschaft zuständig.

Im Ergebnis der beiden Teilgesetze wurde durch den PUA eine Regulierungsstruktur in den Vereinigten Staaten etabliert, die in weiten Teilen noch bis heute Geltung hat: Danach sind die *einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen* für die Regulierung der Endpreise zuständig, während die Federal Power Commission bzw. ihre Nachfolgekommission *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* den Großhandel zwischen den Versorgungsunternehmen reguliert. Da die Unternehmen im Gefolge des PUHCA im wesentlichen auf das Gebiet eines Staates begrenzt wurden, muß von der FERC tatsächlich fast nur den Handel zwischen eigenständigen Unternehmen reguliert werden. Handel zwischen Unternehmensteilen (innerhalb einer Holding) mit Staatsgrenzen überschreitendem Charakter wird durch den PUHCA praktisch ausgeschlossen; wo er innerhalb eines Bundesstaates stattfindet, unterliegt er regelmäßig der Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen.

Hauptziel des PUA war eine Erhöhung der Effizienz in der Stromversorgung durch eine stärkere Koordinierung des Betriebs der vorhandenen Anlagen (16 USC § 824a). Diese Koordinierung schien dem Gesetzgeber durch Wettbewerb zwischen Versorgungsunternehmen nicht erreichbar: Der tatsächliche Wettbewerb, der sich im wesentlichen als Wettbewerb um Versorgungsgebiete entfaltete, wurde als destruktiv und ineffizient eingeschätzt. Der in dem PUA manifestierte Wille des U.S.-Gesetzgebers und auch die laufenden Stellungnahmen etwa der Federal Power Commission (z.B. FPC 1964: 3) räumten dementsprechend dem Wettbewerb keinen Raum ein. Statt dessen wurde ein Potential zu Strompreissenkungen konstatiert, das sich aus einem weiteren Nachfragewachstum ergäbe und durch engere Kooperation innerhalb der Stromwirtschaft ausgeschöpft werden könne.

Die Betonung der erhofften Koordinierungserträge steht dabei in einem offenkundigen Mißverhältnis zur beschlossenen Zerschlagung der großen Versorgungsunternehmen, deren Existenz und Entstehung unter anderem auf das Potential für die Ausnutzung von Größenvorteilen hinweist. Wenn diese Größenvorteile nicht innerhalb eines Unternehmens ausgeschöpft werden können, dann müssen leistungsfähige Instrumente zwischen verschiedenen Unternehmen eingesetzt werden. Eben diese Intensivierung der Zusammen-

arbeit zwischen eigenständigen Unternehmen fand aber nach 1935 nur in sehr unzureichendem Ausmaße statt: Ein Bericht der Federal Power Commission aus dem Jahr 1964 wiederholt fast wörtlich Formulierungen aus dem Jahr 1935, in denen eine mangelhafte Abstimmung des Betriebs und der Investitionen in der U.S.-Stromwirtschaft beklagt wird.¹¹

Zusammenfassend läßt sich festhalten, daß durch den PUHCA und den FPA der durchaus in Teilbereichen bestehende Wettbewerb beseitigt wurde und Maßnahmen ergriffen wurden, die dem Wiedererstarken wettbewerblicher Lenkungsmechanismen effektiv einen Riegel vorschoben. Unter den Bedingungen des bereits bei Verabschiedung der beiden Gesetze in 1935 vorherrschenden Organisationsmodells des vertikal integrierten Gebietsmonopols wird die einzige Form des Wettbewerbs – der Wettbewerb um Versorgungsgebiete – effektiv verboten. Potentieller Marktzutritt wird durch die gesetzlichen geographischen Beschränkungen von Versorgungsunternehmen erheblich eingeschränkt, wenn nicht sogar ausgeschlossen. Die Betonung des Unternehmenskoordinierungsziels im FPA hinterläßt einen zwiespältigen Eindruck. Die gleichzeitig praktizierte Gewinnregulierung unterstützt jedenfalls diese Kooperationen nicht, impliziert im Gegenteil eher eine „Selbstversorgermentalität“ der regulierten Unternehmen und gerade nicht die verstärkte Kooperation der Unternehmen z.B. im Hinblick auf die Ausnutzung von Erzeugungsanlagen.¹²

¹¹ Vgl. die Formulierung des Hauptziels der Energiepolitik im Zwischenbericht zu einem (nie erschienenen) National Power Survey 1935 (zitiert in FPC 1964: 3): „Improving the interconnection and coordination of existing power facilities“. Zur Entwicklung der Netzverbindungen: Diese werden „relatively hapharded, handicapped by intercompany rivalries and prejudices and by artificial barriers, such as State lines, and by a lack of uniformity in tax laws in adjoining communities.“ (FPC 1964: 3). 1964 stellt die FPC dann fest, daß „yet even today many individual systems are subject to the same criticisms“.

¹² Die in den USA vorherrschende Form der Preisregulierung ist die der Rate-of-Return-Regulierung. Diese birgt die Gefahr ineffizienten Faktoreinsatzes (i.d.R. überhöhter Kapitaleinsatz), da die „erlaubte“ Rendite auf das Eigenkapital bezogen wird. An sich effizienter Bezug von Strom auf der Großhandelsebene schmälert den Gewinn mittel- bis langfristig, da die eigene Kapitalbasis tenden-

2.2 Der Public Utility Regulatory Policies Act von 1978 (PURPA): Ein erster Schritt zur Reform

Der Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) markierte 1978 die erste wichtige Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft nach 1935. Er stellte an sich keinen Schritt zu einer Deregulierung oder zur Einführung von Wettbewerb in der Stromversorgung dar, hatte aber Konsequenzen, die sich in den heutigen Reformschritten zeigen.¹³

Der Verabschiedung des PURPA gingen in den siebziger Jahren zwei Entwicklungen voraus, die den Status quo in der Stromversorgung in Frage stellten:

1. Der *Ölpreisschock* 1973 führte zur Entwertung großer Teile des bestehenden Kraftwerksbestands und zu erheblichen Kostensteigerungen bei der Stromerzeugung. Damit ergab sich erstmals eine Tendenz hin zu real steigenden Endverbraucherpreisen. In der Folge begannen einzelne Regulierungskommissionen, (nominale) Preissteigerungen nicht mehr „automatisch“ zu genehmigen.¹⁴ Investitionskosten für neue Kraftwerke wurden zum Teil nicht mehr in die regulierten Endpreise aufgenommen. Eine Folge hiervon war, daß die Unternehmen in einigen Bundesstaaten zunehmend versuchten, Kapitalinvestitionen in eigene Kraftwerke zu verringern; ein – durchaus nicht einheitlicher – Trend hin zum Kauf von Strom auf der Großhandelsebene deutete sich an. In einigen Bundesstaaten ergab sich ein grundsätzlich neues Risiko für die Versor-

ziell sinkt. Dies führt zu ineffizient geringem Großhandelsvolumen (und ist eine Variante des bekannten Averch-Johnson-Effekts, vgl. z.B. Spulber 1989: 287 ff.).

¹³ 16 USC § 2601f. Vgl. zum PURPA Bolle (1990: 138 ff.); Kahn (1988: 199 ff.; 1995); Gordon (1992); Joskow (1991, 1992); Pierce (1991: 9); Schulz (1988); Smith (1996: 26 f.); Watkiss und Smith (1993); DOE (1978, 1982).

¹⁴ Tatsächlich wurden als allererste Reaktion auf Inflation und steigende Inputpreise vielfach Preisanpassungsklauseln in die Preisgenehmigungen aufgenommen, die automatisch die Preise steigen ließen, wenn sich die nominalen Kosten erhöhten. Die hierdurch induzierten Preissteigerungen stießen auf erheblichen öffentlichen Widerstand.

gungsmonopolisten: Konnten sie bisher davon ausgehen, daß alle ihre Kosten (um einen „Gewinnaufschlag“ auf das Eigenkapital ergänzt) in die Endkundenpreise eingingen, so war diese Sicherheit nunmehr nicht mehr gegeben.¹⁵

2. Das *zunehmende Umweltbewußtsein* in der Bevölkerung stellt einen weiteren Grund für die Infragestellung der bisherigen Organisation der Stromerzeugung dar: Zunehmend wurde bewußt, daß die Bestimmungen des PUHCA und des FPA Effizienzhemmnisse in der Stromerzeugung darstellen können, da beispielsweise die Eigenerzeugung in industriellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zugunsten des Strombezugs von Versorgungsunternehmen benachteiligt wurde. Diese Eigenerzeugung kann aber unter Umständen sowohl energetisch effizient als auch bei entsprechenden Rahmenbedingungen kostengünstiger sein als die Erzeugung in zentralen Kraftwerken. Die hohe energetische Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen machte sie in der öffentlichen Diskussion höchst attraktiv zur Linderung der im Gefolge der ersten Ölpreiskrise befürchteten Verknappung von Primärenergien. Daneben fanden auch Überlegungen Raum, verstärkt auf die Nutzung regenerativer Energien zu setzen.

Beide Faktoren führten zu den Überlegungen auf seiten der Politik und einiger großer Stromnachfrager, Alternativen zu dem Bezug von Strom durch die Versorgungsunternehmen in Erwägung zu ziehen. Die bis dato einzige Alternative zu diesem Bezug bestand in der Eigenerzeugung: Diese hatte jedoch in den Vereinigten Staaten kontinuierlich an Bedeutung verloren – ihr

¹⁵ Tatsächlich kann und hat sich in einzelnen Fällen eine Umkehrung des Averch-Johnson-Effektes ergeben: Einzelne Regulierungsinstanzen legten an die „Vernünftigkeit“ einzelner Kraftwerksinvestitionen strenge Kriterien. Dies führte dazu, daß manche Investitionen ex post als „unvernünftig“ (imprudent) kategorisiert wurden und damit keine Berücksichtigung bei der Ermittlung der erlaubten Gewinne fanden (vgl. Badger 1992; Heiman 1991). Unter diesen Bedingungen kann die erwartete Rendite der eigenen Anlagen unter die Marktzinsen sinken. Damit kann ein Averch-Johnson-Effekt, der tendenziell zum Aufbau überoptimaler eigener Kraftwerksanlagen führt, gedämpft oder sogar umgekehrt werden.

Anteil an der gesamten Stromerzeugung in den Vereinigten Staaten war von ehemals 21 vH in 1940 auf 3,5 vH in 1978 gesunken (DOC 1975: 44–52).

Potentielle Betreiber derartiger – von den Gebietsmonopolisten unabhängigen – Eigenerzeugungsanlagen argumentierten, daß die Versorgungsunternehmen ihre Monopsonmacht als Netzbetreiber dazu ausnutzten, um ihre Monopolstellung in der Stromerzeugung zu stabilisieren. Durch Verweigerung des Ankaufs von „unabhängigem“ (Überschuß-)Strom versuchten die Gebietsmonopolisten erfolgreich, die unabhängige Stromerzeugung zu behindern. Die Verabschiedung des PURPA war die Reaktion des Kongresses auf dieses Problem.¹⁶ Der PURPA hatte als generelles Ziel die Senkung der Abhängigkeit von ausländischen Energiequellen und verfolgte dies über

1. das Mittel der Energieeinsparung, d.h. der Erhöhung der Energieeffizienz¹⁷ und
2. die Optimierung des Betriebs bestehender Anlagen – sowohl der industriellen Eigenerzeugung als auch der Versorgungsunternehmen. Hierbei war das Ziel weniger die Erhöhung der Energieeffizienz als die der Kapitalproduktivität.

¹⁶ 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.

¹⁷ Unter Energieeffizienz ist generell das Verhältnis von eingesetzter (Primär-) Energie zur Produktion einer bestimmten Menge Output zu verstehen. Dabei kann Energieeffizienz im engen, thermodynamischen Sinne (Verhältnis von eingesetzter Primärenergie zu verwertbarer Endenergie) von der Energieeffizienz im weiten Sinne unterschieden werden: Letztere bezieht die Produktivität des Endenergieeinsatzes in der beabsichtigten Verwendung mit ein und kann sowohl thermodynamische, physikalische als auch ökonomische Werte in Beziehung setzen. So kann beispielsweise die Energieeffizienz als Primärenergieeinsatz (in Joule gemessen) zur Erreichung einer bestimmten Temperatur in einem geschlossenen Raum berechnet werden. Dabei kann die Energieeffizienz durch eine bessere Wärmedämmung des Raumes, durch einen höheren Wirkungsgrad der Umwandlungsanlagen bei gegebener eingesetzter Primärenergie oder durch einen Wechsel der Primärenergieart erhöht werden (Patterson 1996).

Die in diesem Zusammenhang wichtigste Bestimmung des PURPA schreibt den Gebietsmonopolisten vor, Strom aus den sogenannten Qualifying Facilities anzukaufen. Dieser Kontrahierungszwang gilt unabhängig davon, ob die Stromversorger den Strom für die Belieferung ihrer Kunden benötigen. Damit zusammenhängend wurden sie auch verpflichtet, Betreiber unabhängiger Kraftwerke mit Strom zu versorgen.¹⁸ Zu den Qualifying Facilities gehören kleine, auf regenerativen Energien basierende Kraftwerke mit weniger als 80 MW Erzeugungskapazität und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Sie werden juristisch nicht zu den Versorgungsunternehmen gezählt, sind daher von den meisten Bestimmungen des PUHCA und des FPA ausgenommen. Insbesondere unterliegen sie nicht der Regulierung durch Bundes- oder Staatsregulierungskommissionen.¹⁹

Es liegt auf der Hand, daß eine reine Ankaufsverpflichtung ohne Regulierung oder Überwachung der Ankaufspreise wenig erfolgversprechend gewesen wäre. Im PURPA wurde daher festgelegt, daß die Preise die Entwicklung und den Einsatz der Qualifying Facilities im Sinne der beiden oben genannten Ziele des PURPA unterstützen sollten. Die Ankaufspreise sollen „gerecht“ und „angemessen“ ausgestaltet sein und wurden derart nach oben begrenzt, daß sie die Opportunitätskosten des aufnehmenden Versorgungsunternehmens nicht übersteigen dürfen (16 USC § 824a-3(b)). Diese Opportunitätskosten wurden bestimmt durch die inkrementalen Kosten des Versorgungsunternehmens für alternative Strombeschaffung entweder durch eigene Erzeugung oder durch den Großhandelsbezug von anderen Erzeugern.

¹⁸ 16 USC § 824a-3; vgl. auch Pierce (1991: 13). Die Begründung der letzteren Bestimmung liegt in den Ineffizienzen isolierter Stromnetze. Die Versorgungsmonopolisten könnten die Eigenerzeugung durch die Verweigerung der Bereitstellung von Reserve- und Zusatzstrom gezielt wirtschaftlich unattraktiv machen.

¹⁹ Die Qualifying Facilities (QF) dürfen als Primärenergien Biomasse, Abfall, andere regenerierbare Energien (Sonne, Wind, Geothermik) und Kombinationen dieser Energien einsetzen; sie dürfen nicht im überwiegenden Eigentum von Versorgungsunternehmen stehen. Neben der 80 MW-Grenze für QFs existieren noch andere, temporäre Grenzen, die im Rahmen dieses Beitrages von geringem Interesse sind.

Die FERC wurde angewiesen, eine konkrete Rahmenregulierung zu entwickeln, die von den einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen implementiert werden muß.

Nach den auf dem Gesetz basierenden FERC-Rahmenregulierungen mußten (und müssen) sich die Ankaufspreise an den sogenannten totalen vermiedenen Kosten der Versorgungsunternehmen orientieren, d.h. eventuell notwendige Kapitalkosten neuer Erzeugungsanlagen einschließen. Den einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen wurde dabei durch die FERC Spielraum bei der Festlegung der vermiedenen Kosten eingeräumt, der durchaus eine Festlegung von Ankaufspreisen erlaubt, die über den von der FERC oder dem PURPA gesetzten Grenzen liegen, wenn diese durch einzelstaatliche Bestimmungen explizit getragen wird (DOE 1982: II.a.-9). In einigen Staaten wurde (und wird) diese Bestimmung zu einer Subventionierung der Qualifying Facilities benutzt: Die in diesen Fällen festgelegten Einspeisungsentgelte liegen erheblich über den vermiedenen Kosten der aufnehmenden Versorgungsunternehmen (Pierce 1991: 13).

2.3 Zu den Folgen und der Bedeutung des PURPA

Die ersten Erfahrungen mit dem PURPA waren überraschend (Bushnell und Oren 1994: 6; Joskow 1991: 64): Einige Regulierungskommissionen veröffentlichten administrativ ermittelte Angaben zu den totalen vermiedenen Kosten der von ihnen regulierten Unternehmen. In der Folge wurden sie mit Angeboten unabhängiger Erzeuger für die Lieferung von Strom nach dem PURPA konfrontiert, deren Umfang weit über das benötigte Maß hinausging. Joskow (1992: 29–30) beurteilt dieses Verfahren im Rückblick als „costly and inefficient“ und stellt fest: „States that relied on the price regulation approach generally ended up forcing utilities to contract for excessive capacity at exorbitant prices“.

In der Folge reagierten einige einzelstaatliche Regulierungskommissionen durch eine Änderung der Ermittlung der Einspeisungspreise. Sie ermittelten zunächst für die einzelnen Versorgungsunternehmen den Bedarf an neuen Erzeugungsanlagen und verpflichteten die Unternehmen zur Aus-

schreibung der hierin produzierbaren Strommengen. Diese Auktionen hatten dann Festlieferungsverträge über mehrjährige Perioden zum Inhalt. Der Ankaufspreis wurde in diesen Auktionen ermittelt. Dieser Preis war dann Einspeisungspreis für den in den Qualifying Facilities erzeugten Strom und konnte auch als Berechnungsgrundlage der Zahlungen an andere QF-Erzeuger dienen, die nicht im Rahmen der in den Auktionen ermittelten Verträge Strom einspeisten.

Die Bedeutung des PURPA läßt sich durch drei Aspekte charakterisieren, die für die heutigen Reformen in der U.S.-Stromwirtschaft von Bedeutung sind:

- Zum einen zeigte sich bei den angebotenen Mengen, daß die Stromerzeugung als ganzes *nicht* mehr zweifelsfrei *als natürliches Monopol* zu charakterisieren ist. Die QF-Anlagen waren (und sind) regelmäßig kleiner als die in der Vergangenheit immer größer werdenden Kraftwerke der Versorgungsunternehmen und waren bei den ermittelten vermiedenen Kosten der Erzeugung durchaus wettbewerbsfähig. Das Zeitalter der beständig steigenden kostenminimalen Betriebsgrößen schien vorbei zu sein.
- Zum anderen zeigten sich die zunehmenden *Probleme der traditionellen Regulierung der Stromwirtschaft*. Die Gewinnregulierung der Gebietsmonopolisten birgt die Gefahr einer ineffizienten Produktionsweise, beispielsweise durch eine verzerrte Inputstruktur bei der Stromerzeugung. Dies kann ein Grund für den Bau kapitalintensiver Kraftwerke sein; es kann auch ein Grund dafür sein, daß volkswirtschaftlich effizienter Bezug von Strom aus unabhängigen Kraftwerken durch die Versorgungsmonopolisten nicht freiwillig erwogen wird. Aus ökonomischer Sicht ist dies eine Begründung für ein Einspeisungsgesetz wie dem PURPA oder auch für eine allgemeine Regulierungsvorschrift für die Versorgungsunternehmen, benötigte Strommengen in einer wettbewerblichen Ausschreibung zu akquirieren. Es gilt aber auch, daß die Ermittlung der Ankaufspreise für die Regulierungskommission unter anderem aufgrund von Informationsproblemen mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden

ist, wie die Ergebnisse nach dem PURPA verdeutlichen.²⁰ Diese Informationsprobleme lassen sich zwar teilweise durch regulatorische Maßnahmen (z.B. Ausschreibungspflicht) verringern. Es bleibt aber das generelle Problem, daß die Einspeisungspreise nach den Bestimmungen des PURPA reguliert werden müssen. Und dies wiederum führt nach den Erfahrungen nach dem PURPA dazu, einzelnen Interessengruppen Manipulationsmöglichkeiten bei der Ermittlung der „vermiedenen Kosten“ zu eröffnen (Joskow 1992: 33); Rent-seeking ist kaum zu vermeiden.

- Festzuhalten ist auch, daß in einzelnen Bundesstaaten die Ausschreibungsverfahren für neu benötigte Erzeugungskapazität weitere Möglichkeiten für unabhängige Stromerzeugung aufzeigten. Ein Trend zum *Wettbewerb in der Stromerzeugung* bahnte sich an. Von entscheidender Bedeutung ist in diesem Zusammenhang weniger die Frage, ob die Einspeisungstarife korrekt bemessen wurden, sondern der Punkt, daß in der Folge dieser Entwicklung ansatzweise eine Neuallokation der ökonomischen Risiken bei der Stromerzeugung eingeführt wurde: Das Risiko von Investitionen in neue Kraftwerksanlagen wurde bisher zum überwiegenden Teil von den Endkunden getragen, was insbesondere nach dem massiven Kostensteigerungen beim Bau von Kernkraftwerken zu erheblichen Endpreissteigerungen in einigen Bundesstaaten führte. Bei den Ausschreibungsverfahren für neue Kapazität, die in einigen Bundesstaaten nach dem PURPA entwickelt wurden, wird ein großer Teil dieses Risikos von dem Investor getragen, da die Einspeisungsverträge zum großen Teil Festpreise beinhalteten und die QFs

²⁰ Zum Teil sind die Probleme der Festlegung der markträumenden Einspeisungstarife auch darauf zurückzuführen, daß die Kosten der Stromerzeugung in den QFs wegen des Kuppelproduktcharakters von Strom kaum administrativ zu ermitteln ist. Dies erklärt unter Umständen auch, warum gar nicht erst der Versuch einer Gewinnregulierung bei den QFs gemacht wurde, wie es den Traditionen des PUHCA und des FPA entsprochen hatte: Ziel des PURPA war ja explizit nicht Wettbewerb, sondern allein Erhöhung der Effizienz durch eine intensiviertere Regulierung des Strombezuges der Versorgungsmonopolisten. Die Defizite der einen Regulierung wurden zum Anlaß genommen, eine weitere Regulierung einzuführen.

selber nicht gewinnreguliert wurden, also höhere Anreize für den effizienten Bau und Betrieb der Kraftwerke hatten.²¹

Insofern kann festgehalten werden, daß der PURPA dem Wettbewerb in der Stromerzeugung einen – weitgehend unbeabsichtigten – Schub gab und einen (sehr eingeschränkten Schritt) hin zur Deregulierung der Stromerzeugung darstellt (Kahn 1988: 200). Dies gilt trotz der Tatsache, daß der PURPA selbst einige Probleme aufwarf, die sich zum einen in der Preisregulierung der Einspeisungen zeigten und zum anderen in der einseitigen Bevorzugung einzelner Umwandlungstechnologien. Verstärkt wurden diese Probleme durch einzelne Regulierungskommissionen, die zusätzliche Ineffizienzen und Strompreiserhöhungen verursachten.²² Selbst wenn also der PURPA selbst nicht als Deregulierungsschritt bezeichnet werden kann (Schulz 1988: 12), so schuf er doch Fakten, die die Diskussion von Deregulierungsoptionen auf eine neue Basis stellten, nämlich die ersten Anzeichen der Tragfähigkeit von wettbewerblichen Elementen auf der Großhandelsebene.

Es blieben aber zwei Faktoren, die die Etablierung eines effektiven Großhandelsmarktes erschwerten und die in der Folge der PURPA-Gesetzgebung zunehmend deutlich wurden:

²¹ Es sei darauf hingewiesen, daß die durchaus heterogene Politik der Regulierungskommissionen in den einzelnen Bundesstaaten dieses Prinzip der Reallokation von Investitionsrisiken zum Teil auf den Kopf stellte: In Connecticut wurde – basierend auf dem PURPA – ein Gesetz erlassen, das die Erstattung von Entwicklungskosten für ein QF durch das Versorgungsunternehmen (und damit via reguliertem Preis durch den Endkunden) vorsieht. Diese Kosten müssen dem (potentiellen) Besitzer eines QFs erstattet werden, wenn das QF aufgrund einer Kündigung des Einspeisungsvertrages durch den QF-Besitzer nicht ans Netz geht (vgl. Cross 1992: 41).

²² In der Folge des PURPA gingen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ans Netz, deren Wärmeauskopplung Alibi-Charakter besaß und deren Stromerzeugungskapazität im Einzelfall Größenordnungen (1 000 MW) erreichte, die ansonsten von Kernkraftwerken erreicht werden; diese Anlagen werden in der U.S.-amerikanischen Diskussion als PURPA-Machines bezeichnet (vgl. Mead et al. 1989: 55; Cross 1992).

- Ohne den Zugang potentieller Erzeuger zum Transportnetz ist die Wettbewerbsintensität in der Stromerzeugung gering. Die Transportpreise und der Großhandel unterliegen zwar der Regulierung durch die FERC. Diese hat aber keine tatsächliche Autorität zur Durchsetzung von Durchleitungen durch fremde Netze, kann somit den Ausbau des Großhandels kaum unterstützen.²³ Wettbewerb in der Stromerzeugung kann also nur entstehen, wenn dies im Interesse des jeweiligen Übertragungsnetzeigentümers ist.
- Die Bestimmungen des PUHCA von 1935 stellten den zweiten Grund dar: Erzeuger, die nicht die Bedingungen des PURPA zur Anerkennung als Qualifying Facility erfüllten, liefen grundsätzlich Gefahr, den Bestimmungen des PUHCA und des FPA zu unterliegen, also nach 15 USC § 79b(3) als Stromversorgungsunternehmen klassifiziert zu werden. Dies hätte die Konsequenz, der sowohl kostenträchtigen als auch inflexiblen Regulierung sowohl durch die SEC (Securities and Exchange Commission) als auch durch die FERC und die einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen unterworfen zu werden.

2.4 Der Energy Policy Act (EPAct) von 1992: Ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte nebst anderer Regulierungen der Stromwirtschaft

In den achtziger Jahren wurde in Konsequenz der Erfahrungen mit dem PURPA Reformen der Stromversorgung diskutiert, die über eine Einspeisungsverpflichtung für Gebietsmonopolisten hinausgeht. Dabei sind zwei Hauptlinien der Diskussion zu unterscheiden: Zum einen wurden die Ergeb-

²³ Im PURPA wurde zwar der FERC die Möglichkeit der Anordnung von Durchleitungen eingeräumt, aber nur unter der Maßgabe, daß hierdurch die „wettbewerblichen Bedingungen“ nicht geändert werden (DOE 1978: IV.c.4). Dies hat eher die Wirkung, der FERC solche Anordnungen faktisch zu untersagen. Ohne diese Bestimmung hätte die FERC Durchleitungen im „öffentlichen Interesse“ (Erhöhung der Effizienz in der Stromerzeugung) anordnen können; nach Maßgabe der PURPA-Bestimmung muß sie vorher deutlich machen, daß durch die Durchleitung keinesfalls Wettbewerb eingeführt wird.

nisse wettbewerblicher Ausschreibungsverfahren für neue Erzeugungskapazität zum Anlaß genommen, die Tragfähigkeit von (partiellem) Wettbewerb in der Stromerzeugung zu diskutieren. Dieser Ansatz zielte im wesentlichen auf eine intensiviertere Regulierung der Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten der vertikal integrierten Unternehmen ab, um im Bereich der Stromerzeugung eine Deregulierung zu ermöglichen. Auf der anderen Seite wurde eine umfassende Deregulierung der gesamten Stromversorgung gefordert: Dies hätte eine grundsätzliche Reform des PUHCA oder dessen ersatzlose Abschaffung bedeutet (vgl. z.B. Gordon 1992).

Im Kongreß setzte sich mit der Verabschiedung des Energy Policy Act (EPAct) in 1992 die erste Richtung – eine Reform statt einer Abschaffung der Regulierung – durch.²⁴ Dieses Gesetz hat weitreichende Konsequenzen und legte den Grundstein zu einer bis heute nicht abgeschlossenen Re-Regulierung der Stromwirtschaft. Die Hauptziele der im EPAct formulierten nationalen Energiepolitik lauten: (i) Erhöhung der Versorgungssicherheit insbesondere durch Verwendung heimischer Energiequellen und (ii) Erhöhung der Energieeffizienz. Sie entsprachen somit denen des PURPA, wobei bei der Umsetzung dieser Ziele nunmehr explizit wettbewerbliche Instrumente eingesetzt werden sollten.²⁵

Der EPAct ist weder als reines Deregulierungsgesetz zutreffend charakterisiert, noch als Gesetz, welches zu erweiterten Kompetenzen der einzelnen Regulierungsinstitutionen führt. Vielmehr wählte der EPAct zwei

²⁴ Vgl. zum EPAct auch Studness (1992); Kahn (1995); Watkiss und Smith (1993) sowie die Beiträge im *Public Utilities Fortnightly* (1993 1. Januar: 14–30). Zur Entstehungsgeschichte des EPAct im politischen Prozeß vgl. auch Greenberger (1992).

²⁵ (Energie-)Politische Ereignisse anderer Art gingen der Verabschiedung des EPAct voran: War die Brisanz beim PURPA durch die erste Ölpreiskrise verursacht (Präsident Carter bezeichnete die Energiekrise als „moral equivalent of war“; Cross 1992: 39), übte der Golfkrieg 1990/91 erneut politischen Druck aus, die Effizienz und Versorgungssicherheit der Energiewirtschaft durch legislative Maßnahmen zu erhöhen (Wellford und Elston 1991).

Schwerpunkte für die Reform der Stromwirtschaft, deren Zusammenspiel Charakteristika einer De- als auch einer Re-Regulierung umfassen:

1. In dem einen Teil des EAct wurden einige Bestimmungen des PUHCA eingeschränkt und hierdurch bestimmte, noch zu erläuternde, Kategorien der Stromerzeugungsunternehmen von den umfassenden Regulierungsvorschriften ausgenommen. Dies bedeutete eine (partielle) Deregulierung der Stromerzeugung, die über das hinausging, was im PURPA von 1978 vorgesehen war.
2. Im anderen Teil des EAct, der die Änderungen des FPA beinhaltet, wurden die Regulierungskompetenzen der FERC erweitert und den einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen neue Richtlinien vorgegeben; dieser Teil kann als Intensivierung der Regulierung für einige Teilsegmente des Stromsektors charakterisiert werden.

Im ersten Schwerpunkt, der *Änderung des PUHCA*, wurde eine neue Kategorie von unabhängigen Erzeugungsunternehmen geschaffen, die von den Bestimmungen des PUHCA weitgehend ausgenommen wurden.²⁶ Sie werden in diesem Zusammenhang nicht als Stromversorgungsunternehmen eingestuft. Diese als „Exempted Wholesale Generator“ (EWG) bezeichneten Stromerzeuger werden dadurch definiert, daß sie über Erzeugungs- und/oder Übertragungsanlagen verfügen, die allein dem Verkauf von Strom auf dem Großhandelsmarkt und somit nicht für den Verkauf an Endkunden dienen (15 USC § 79z-5b).²⁷ Sie unterliegen nicht den eigentumsrechtlichen Beschränkungen, denen etwa die Qualifying Facilities nach dem PURPA ausgesetzt sind. Nunmehr kann jedes Nicht-Strom-Unternehmen Tochtergesellschaften gründen, die Strom für den Eigenbedarf sowie den Verkauf auf dem

²⁶ Im PUHCA wurden alle Unternehmen, die Anlagen zur Erzeugung, der Übertragung oder der Verteilung von Strom besitzen oder betreiben, als „electric utility company“ definiert, solange sie nicht ausschließlich Strom für den Eigenbedarf erzeugen (15 USC § 79b(a)(3)). Jedes derartige Versorgungsunternehmen (public utility) unterliegt der Regulierung nach dem PUHCA und dem FPA.

²⁷ Die EWGs bedürfen der Zulassung durch die FERC. Diese Zulassung ist in der Praxis eine Formsache (Watkiss und Smith 1993: 469).

Großhandel produzieren. Unter dem alten Recht wäre die Muttergesellschaft als Stromversorgungsholding unter die Bestimmung des PUHCA gefallen. Die Stromversorgungsunternehmen ihrerseits können nach diesen Änderungen des PUHCA erstmals auch ohne drastische regulatorische Konsequenzen Tochtergesellschaften besitzen, die in anderen Bundesstaaten oder dem Ausland operieren; die „one-area“-Klausel wird in diesem Zusammenhang obsolet.

Damit wurden wesentliche Marktzugangsbarrieren zur Stromerzeugung beseitigt. Galt bisher, daß ein Unternehmen, das in der Stromerzeugung engagiert war, grundsätzlich der Regulierung nach dem FPA und dem PUHCA unterlagen und damit erhebliche Marktzutrittsbarrieren vorlagen, so ist mit der Schaffung der EWG-Kategorie eine neue Möglichkeit des Marktzutritts für Stromerzeuger gegeben. Dieser Marktzutritt unterliegt nicht den Restriktionen des PURPA, der nur bestimmte Erzeugungsarten von der Regulierung freistellte.

Im zweiten Schwerpunkt des EAct, der *Änderung des FPA*, ist als wichtigste Bestimmung festgelegt, daß jedes für den Großhandel produzierende Unternehmen die FERC auffordern kann, eine Durchleitungsanordnung zu erlassen. Die FERC kann diese Anordnung erlassen, wenn dies im „öffentlichen Interesse“ ist und mit den anderen Bestimmungen des Federal Power Act vereinbar ist. Dabei kann die FERC unter bestimmten Umständen den Ausbau bestimmter Übertragungsanlagen fordern.²⁸ Die Anordnungsbezugnis der FERC ist jedoch auf zweierlei Art begrenzt: Zum einen darf die FERC nur Durchleitungen auf der Großhandelsebene anordnen, die Anordnung von Durchleitungen zu Endkunden wird der FERC also explizit unter-

²⁸ Bei der Regulierung der Netznutzungsgebühren hat die FERC gesetzlichen Spielraum, der dadurch begrenzt wird, daß den bisherigen Kunden des durchleitenden Unternehmens durch die Durchleitung keine Preiserhöhungen erwachsen (16 USC § 824k(a)). Die Formulierungen in dem relevanten Paragraphen des neuen FPA lassen eine Orientierung an den Grenzkosten der Durchleitung erkennen, die aber nicht exakt definiert werden (vgl. Watkiss und Smith 1993: 463).

sagt (16 USC § 824k(h)). Zum anderen ist die Anordnungsbefugnis nur einzelfallbezogen definiert.

Aus diesen beiden gesetzlichen Einschränkungen der Autorität der FERC im Bereich der Durchleitungsrechte folgt, daß die Etablierung eines allgemeinen *Common Carrier-Modells* für den Übertragungssektor im EPAct nicht vorgesehen war. In einem solchen Common Carrier-Ansatz²⁹ wäre der Zugang zu diesen Anlagen „diskriminierungsfrei“ auszugestalten und eine prioritäre Nutzung des Netzeigentümers nicht institutionalisiert. Eben diese Priorität ist aber in den Durchleitungsparagraphen des EPAct vorgesehen (vgl. z.B. 16 USC § 824j(d)(1)). Im EPAct ist somit die Einführung eines *Modells spezifischer Durchleitungsrechte* vorgesehen, das unabhängigen oder gebietsfremden Stromerzeugern zwar die Möglichkeit bietet, direkt mit Nachfragern auf der Großhandelsebene Verträge abzuschließen. Diese Verträge haben eine Lieferung von Strom über fremde Netze zum Inhalt. Dem Netzeigentümer stehen aber Möglichkeiten offen, solche Netznutzungen durch Dritte zu ver- oder zu behindern und damit das Entstehen von Verträgen auf der Großhandelsebene zu verhindern, wenn diese nicht in seinem Interesse sind.

Zusammengenommen bedeuteten diese Änderungen des PUHCA und des FPA trotz der Einschränkungen eine grundlegende Revision der Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung. War nach dem alten PUHCA der Bau von Erzeugungsanlagen in der Regel eigentumsrechtlich und geographisch an die regionalen Verteilungsmonopole gebunden (one-area-Klausel), schränkte der EPAct zumindest diese Gründe für den hohen Grad der vertikalen Integration und das geringe Stromlieferungsvolumen über geographisch nicht direkt zusammenhängende Gebiete ein.

²⁹ Ein solches Common Carrier-Modell würden das Eigentum und die Nutzung der Übertragungsanlagen voneinander trennen und allen potentiellen Nutzern die gleichen Rechte zur Nutzung der Anlagen einräumen. Vgl. zu einer Abgrenzung des Common Carrier-Modells vom Modell spezifischer Durchleitungsrechte auch Kumkar (1996: 30–33).

Den *einzelstaatlichen Regulierungskommissionen* obliegt es nach dem EPAct, den Handel zwischen EWGs einerseits und den von ihnen regulierten Versorgungsunternehmen andererseits zu überwachen. Insbesondere steht es ihnen frei, Handel zwischen einem als Tochterunternehmen eines Stromversorgers fungierenden EWG und seiner Muttergesellschaft zu untersagen (15 USC § 79-5a(k)). Insofern wird das Recht der einzelnen Staaten bestätigt, in diesem Bereich eine weitgehende Regulierung der Versorgungsunternehmen beizubehalten und befürchteten Quersubventionen zwischen Versorgungsunternehmen und ihren EWG-Töchtern zu begegnen.

Deutlich wird damit, daß der U.S.-Kongreß die Autorität der einzelstaatlichen Instanzen zum einen durch das Verbot einer Durchleitungsanordnung für Einzelhandelszwecke und zum andern durch die offengelassene Regulierung der Lieferungen von EWGs an verbundene Unternehmen weitgehend respektiert und – was die allgemeine Regulierungskompetenz in Wettbewerbsfragen angeht – nur wenig an der Zuständigkeit der Bundesstaaten geändert hat.

Dies gilt eingeschränkt auch für die anderen Änderungen des FPA, auf die kurz eingegangen werden soll: An erster Stelle ist die Regulierung eines EWG nach dem FPA zu nennen. Wie erwähnt, fällt ein solches Unternehmen nicht unter den PUHCA, Teile des FPA gelten allerdings auch für ein EWG. Hierbei gilt, daß die FERC die Preise dieser Exempted Wholesale Generator auf dem Großhandelsmarkt überwachen kann. Insbesondere in dem Fall, daß die Preise unter den von der FERC vermuteten Kosten der Erzeugung liegen (räuberisches Preisverhalten) oder signifikant über denselben liegen (Ausnutzung wie auch immer gearteter Monopolmacht) kann die Bundesregulierungskommission einschreiten (z.B. 16 USC § 824m).³⁰

An zweiter Stelle ist die Einführung von weiteren Rahmenregulierungen zu nennen, die zur Erreichung oben genannter allgemeiner Ziele der Ener-

³⁰ Hierbei hat die FERC recht weite Kompetenzen. Sie kann auch kollusives Verhalten ahnden, wenn etwa zwei Versorgungsunternehmen reziprok der jeweils anderen Tochter-EWG „überhöhte“ Preise bezahlen. Vgl. Watkiss und Smith (1993: 472).

giepolitik z.B. nunmehr auch auf Bundesebene den Begriff des „Integrated Resources Planning“ (IRP) definierten.³¹ Dieses Konzept sieht im Prinzip die gleichrangige Berücksichtigung von Nachfrage- und Angebotsoptionen bei der Planung neuer Erzeugungs- und Übertragungsanlagen vor. Hierbei werden beispielsweise mögliche Energieeinsparmaßnahmen zur Vermeidung ansonsten nötiger Erweiterungsinvestitionen berücksichtigt. Externe Kosten der Stromversorgung etwa durch Umweltschäden können expliziten Einzug in die Genehmigungspraxis der einzelnen Staaten finden. Anwendung haben Varianten des IRP auf der Ebene einzelner Bundesstaaten bereits vor der Verabschiedung des EPAct gefunden. Die neuen Bestimmungen des FPA legten fest, daß die einzelnen Bundesstaaten die Etablierung eines IRP-Verfahrens erwägen müssen. Über die genaue Form dieser Erwägung wird keine Festlegung getroffen.

Die Bedeutung dieser zusätzlichen Rahmenregulierungen ist dem Gesetz nicht direkt zu entnehmen. Es scheint im wesentlichen eine Bestätigung dessen zu sein, was einzelne bundesstaatliche Regulierungsinstanzen seit längerem praktizieren; die anderen Staaten werden aber nicht zur Übernahme dieser Maßnahmen gezwungen. Diese Ergänzungen scheinen daher im wesentlichen proklamatorischen Charakter zu besitzen und sind wohl eine Konzession an die Forderungen einiger Umweltschutzgruppen (vgl. zu solchen Forderungen Hempling 1991).³²

2.5 Zur Bedeutung des Energy Policy Act

Der EPAct war ein bedeutsamer Schritt in der Umstrukturierung des Stromsektors in den Vereinigten Staaten. Hatten die Erfahrungen nach dem PURPA gezeigt, daß Wettbewerb in der Stromerzeugung nicht mehr undenkbar war, wurden die Bestimmungen nach dem PUHCA und dem FPA

³¹ Diese Änderungen wurden dem PURPA, nicht dem FPA hinzugefügt (16 USC § 2621).

³² In der Tat ist der Trend zum zentralen IRP in Kalifornien, wo dieses Konzept in den letzten Jahren besonders aggressiv verfolgt worden ist, inzwischen umgekehrt worden. Vgl. Kumkar (1996: 74 f.).

als wesentliche Hemmnisse auf dem Weg zu einer effizienten Stromerzeugung identifiziert. Dabei zeigten sich im Gefolge des PURPA auch deutlich die Grenzen eines staatlich „veranstalteten“ Wettbewerbs in Form der in einzelnen Bundesstaaten durchgeführten Ausschreibungsverfahren.³³ Die Versuche, zentral administrierte Einspeisungspreise für die QFs zu verwenden, hatten sich bereits vorher als wenig sinnvoll erwiesen.

Damit blieb die Frage nach dem Instrument für die – nicht von allen Interessierten³⁴ – als notwendig erachtete Marktöffnung. Wenn also die zentrale Planung über einen Ausschreibungswettbewerb nicht die Lösung zu sein schien, dann schien die Lösung nahezuliegen: direkte Verhandlungen zwischen Anbietern und Nachfragern auf dem Großhandelsmarkt als Verfahren zur Auslese wirtschaftlicher Erzeugungsoptionen. Diesem an sich einfachen – und aus anderen Wirtschaftssektoren wahrlich nicht unbekanntem – Ansatz stand das Verfügungsrecht der Netzeigentümer gegenüber, die über die Nutzung ihrer Übertragungsanlagen weitgehend frei verfügen konnten. Dieses Verfügungsrecht an ihrem Eigentum wird durch den EAct wesentlich verändert: Sie können nunmehr verpflichtet werden, Konkurrenten die Nutzung ihrer Netze zum Beliefern von ehemals eigenen Kunden zu erlau-

³³ 1991 hatten bereits 22 Bundesstaaten derartige Ausschreibungsverfahren eingeführt, an dem nicht nur die QFs, sondern auch andere unabhängige Stromerzeuger teilnahmen (Wellford und Elston 1991: 25); die Tatsache, daß solche unabhängigen privaten Erzeuger außerhalb der vom PURPA eingeräumten Grenzen gegründet wurden, läßt einiges über die Ineffizienzen im bisherigen System vermuten.

³⁴ Vgl. z.B. Gegax und Nowotny (1993: 87), die den EAct als kontraproduktiv bezeichnen: „Absent substantial controls, the deintegrated, deregulated electric utility industry will evolve into a tight oligopoly where society will be the loser, and a few lucky investors will be the winners“. Die beiden Autoren gehen davon aus, daß die Stromversorgung als ganzes Subadditivitäten in den Kostenfunktionen aufweist, ein (instabiles) natürliches Monopol darstellt und vor Markteintritt in die Stromerzeugung geschützt werden müsse. Vgl. auch zur Sicht eines Vertreters der Versorgungsunternehmen vor der Verabschiedung des EAct Jordan (1991).

ben, auch wenn dieser Kontrahierungszwang auf den Großhandel beschränkt bleibt.³⁵

Damit kann ein Resümee der gesetzlichen Änderungen und der damit durchgeführten wesentlichen Änderungen des Ordnungsrahmens für die Stromversorgung gegeben werden: Der Public Utility Regulatory Policies Act von 1978 basierte auf dem seit 1935 kodifizierten Modell des vertikal integrierten Gebietsmonopolisten. Das Mittel zur beabsichtigten Erhöhung der Effizienz in der Stromversorgung war eine wesentlich intensiviertere Regulierung der Beschaffungspraxis dieser Versorgungsunternehmen über staatlich administrierte und unterstützte Einspeisungen von unabhängigen Stromerzeugern. Das Volumen dieser Einspeisungen war durch die Beschränkung auf bestimmte Erzeugungstechnologien zwar begrenzt; aber selbst hier zeigten sich die Grenzen der Effizienz von Regulierungskommissionen im Einzelfall deutlich.

Der Energy Policy Act von 1992 geht einen grundsätzlich anderen Weg zur Erhöhung der Effizienz in der Stromversorgung: Anstelle einer staatlich administrierten Änderung der Beschaffungspraxis von Gebietsmonopolisten³⁶ wird ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte eingeführt. Die Schaffung einer neuen Kategorie von Stromerzeugern, die nicht der strikten Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierer unterlegen, ist auch als Antwort auf die in den achtziger Jahren befürchteten Kapazitätsengpässe zu

³⁵ Diese Einschränkung des Verfügungsrecht über die Nutzung eigenen Eigentums ist dabei kein grundsätzlich neuer Aspekt insbesondere der Versorgungsin-
dustrien auch in anderen Ländern: Es sei nur die regelmäßig auferlegte Versor-
gungspflicht für Endkunden erwähnt, deren Kontrahierungszwang (unter Um-
ständen zu regulierten Preisen) ebenfalls eine signifikante Einschränkung der
Property Rights des Eigentümers beinhaltet.

³⁶ Eine Variante dieses Ansatzpunktes – Änderung der Beschaffungspraxis der
Monopolisten beispielsweise über einen Ausschreibungswettbewerb – wird bei
der Diskussion über eine Änderung des Ordnungsrahmen in der Stromwirtschaft
der Europäischen Union insbesondere von französischer Seite unter der Bezeich-
nung „Alleinabnehmersystem“ (Single Buyer) vertreten. Vgl. Kumkar (1995:
464 ff.); Mathis (1995).

interpretieren: Schufen bis 1992 einige der einzelstaatlichen Regulierungskommissionen die Bedingungen für die Wirksamkeit eines umgekehrten Averch-Johnson-Effekts, wurde durch den EPAct ein Teil der Stromerzeugung von der einzelstaatlichen Regulierungskompetenz ausgenommen. Dieses hat grundsätzliche Konsequenzen sowohl hinsichtlich der Betätigungsfelder der beteiligten Akteure – Stromerzeuger und Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt – als auch der konkreten Betätigungsfelder für die verschiedenen Regulierungsinstanzen. Der Schwerpunkt in der Großhandelsregulierung wandert von der Überwachung der Stromerzeugung integrierter Unternehmen hin zur Überwachung des Geschäftsbereichs der Stromübertragung. Die Ausgestaltung dieser Überwachung ist von entscheidender Bedeutung für die Entwicklung des Wettbewerbs auf der Großhandelsebene und damit auch für die gesamte Effizienz in der Stromerzeugung.

3 Die Regulierung der Stromversorgung: Bundes- und Staatskompetenzen bis 1992

Im föderalen System der Vereinigten Staaten ist der Bund für die Regulierung derjenigen Aspekte der Stromversorgung zuständig, die Staatsgrenzen überschreitenden Charakter besitzen. Nach der herrschenden Rechtslage kann damit die Federal Energy Regulatory Commission als Bundesregulierungsbehörde fast uneingeschränkt alle Segmente des Großhandels mit Strom regulieren. Dies liegt in der prinzipiell hohen Interdependenz in verbundenen Stromnetzen begründet. Die Übertragungsnetze in den Vereinigten Staaten sind bis auf wenige Ausnahmen untereinander gekoppelt, so daß Stromflüsse fast automatisch Staatsgrenzen überschreiten. Somit ist jede Lieferung auf dem Großhandelsmarkt über die Übertragungsnetze zumindest potentiell grenzüberschreitender Natur und unterliegt der Regulierungsautorität durch die FERC.

Die Federal Energy Regulatory Commission genehmigt basierend auf dem Federal Power Act (i) die Verbindungsanlagen zwischen verschiedenen Versorgungsunternehmen, (ii) die Kooperationsformen zwischen eigenständigen Unternehmen und reguliert (iii) die Konditionen der Lieferungen auf dem Großhandelsmarkt. Damit ist die FERC beispielsweise auch für die Überwachung formaler Erzeugungspools zuständig (z.B. Phillips 1993: 644 ff.; Mead et al 1989; FERC 1994: 10–14; Breyer und MacAvoy 1974). Die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen hingegen regulieren die Preise der Versorgungsunternehmen bei der Versorgung von Endkunden und nehmen hierbei direkt Einfluß auf die gesamten Gewinne der integrierten Unternehmen. Die von der FERC getroffenen Entscheidungen bzw. Genehmigungen gehen hierbei als Datum in die Berechnung der von der Regulierungskommission für „notwendig“ erachteten Erlöse der Versorgungsunternehmen ein. Damit werden die sich letztlich ergebenden Gewinne der Unter-

nehmen also wesentlich von den Entscheidungen der einzelstaatlichen Kommissionen, nicht von der FERC direkt beeinflußt.³⁷

Die FERC unterscheidet bei der Regulierung von Großhandelspreisen verschiedene Arten der Handelstransaktionen: Sogenannte *Versorgungslieferungen* (requirement transactions) werden in der Regel strikt kostenorientiert (nach den Zusatzkosten) reguliert. *Koordinierungslieferungen* (economy transactions oder emergency transactions) werden von der FERC uneinheitlich reguliert: Die FERC kann Zusatzkosten zugrunde legen, alternativ Durchschnittskosten als Preise festlegen oder von dieser Kostenbasierung abweichen und beispielsweise eine split-savings-Formel anwenden, bei der der Preis zwischen den Bereitstellungskosten des liefernden und den Opportunitätskosten des beziehenden Unternehmens liegt (vgl. z.B. Bolle 1990: 47 f., Mead et al. 1989).

Der Grund für die unterschiedliche Behandlung von Versorgungs- und Koordinierungslieferungen ist in der unterschiedlichen Marktmachtkonstellation zu sehen, die die Bundesregulierungskommission bei den beiden Großhandelstransaktionsarten unterstellt. Vereinfacht ausgedrückt, nimmt die FERC bei Versorgungslieferungen eine Marktdominanz der Anbieter an – kombiniert mit unzureichenden eigenen Erzeugungsanlagen der Nachfrager. Damit ist der Nachfrager zur Erfüllung seiner Endversorgungspflicht auf die Lieferungen auf dem Großhandelsmarkt angewiesen. Um hier einer möglichen Ausnutzung von Monopolmacht der Anbieter vorzubeugen, werden die Großhandelspreise kostenbasiert reguliert. Bei Koordinierungslieferungen

³⁷ Die „Arbeitsteilung“ zwischen FERC und den einzelstaatlichen Regulierungskommissionen sieht regelmäßig so aus, daß die FERC Preise für Verkäufe und Übertragungen im Großhandel zwar kostenbasiert reguliert, ohne aber explizit die gesamte Gewinnsituation der Unternehmen zu berücksichtigen. Die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen hingegen betreiben zwar formal eine Preisregulierung, berücksichtigen dabei aber explizit die gesamte Gewinnsituation des jeweiligen Unternehmens. Dies bedeutet beispielsweise, daß die von der FERC regulierten Erlöse oder Ausgaben in die Berechnung der „revenue requirements“ eingehen, die Grundlage der genehmigten Preise sind (vgl. hierzu beispielsweise für Kalifornien CPUC 1995: 44).

wird hingegen prinzipiell ausreichende Erzeugungskapazität der Nachfrager unterstellt, so daß sie auf die Lieferung durch den Anbieter nicht angewiesen sind. Daher ist die unterstellte Marktmacht der Anbieter geringer als im Fall der Versorgungslieferungen. Konsequenz ist eine flexiblere Regulierung der Preise derartiger Lieferungen. Die FERC erhofft sich von der flexibleren Regulierung eine Erhöhung der gehandelten Strommengen, da im Einzelfall sowohl Angebots- als auch Nachfragereaktionen zu erwarten sind, die das Entstehen von Lieferungen auf der Großhandelsebene begünstigen.

3.1 Einige Defizite im traditionellen System der Regulierung

Das traditionelle Ordnungssystem der Stromversorgung in den Vereinigten Staaten kann als Modell der vertikal integrierten Gebietsmonopole charakterisiert werden. Die privaten Versorgungsunternehmen besitzen auf der einen Seite rechtlich abgesicherte, exklusive Versorgungsgebiete und werden auf der anderen Seite von den einzelstaatlichen Regulierungskommissionen und der Federal Energy Regulatory Commission reguliert.

Aus den Kostensteigerungen seit den siebziger Jahren ergaben sich zwei Konsequenzen:

- Zum einen wurde wegen der steigenden Durchschnittskosten³⁸ die Eigenenerzeugung tendenziell wieder wirtschaftlicher. Bedingt durch die steigenden Energiepreise brach der langfristige Trend der Stromnachfrage ab: Galt früher die Faustformel, daß sich alle zehn Jahre die Elektrizitätsnachfrage verdoppelt, stieg der Stromverbrauch in den Jahren 1973 bis 1983 nur um 26 vH (DOC lfd. Jgg.). Damit ergab sich eine drastische Änderung der Nachfragetrends für die Versorgungsunternehmen: Nahm die Stromnachfrage insgesamt ohnehin nicht mit den gewohnten Zuwachsraten zu, führte insbesondere der PURPA zu einer stark wachsenden Bedeutung der industriellen Eigenerzeugung und

³⁸ Vgl. nur Joskow (1987) oder EIA (1993: 36–39). Einige Gründe für die steigenden Durchschnittskosten wurden in den steigenden Überwachungskosten, der höheren Ausfallwahrscheinlichkeit und den längeren Bauzeiten der großen Anlagen identifiziert.

damit zu weiter sinkenden Nachfragezuwächsen bei den Versorgungsunternehmen.

- Zum anderen reagierten die Regulierungskommissionen auf diese Änderungen in stark unterschiedlichem Ausmaß: Einige einzelstaatliche Kommissionen nahmen die sinkenden Nachfragezuwächse zum Anlaß, bereits getätigte Investitionen in Erzeugungsanlagen nicht mehr als „vernünftig“ anzuerkennen.³⁹ Damit hatte sich die Risikosituation der einzelnen Unternehmen entscheidend geändert: „Electric Utilities perceive the new social contract as a ‘tails you win,’ heads I lose’ proposition“ (Pierce 1991: 14). In der Folge wurden zahlreiche Versorgungsunternehmen vorsichtiger bei der Planung von Investitionen in neue Erzeugungskapazität, da sie nicht mehr davon ausgehen konnten, daß ihre Investitionsausgaben über die Strompreise an die Endkunden weitergeleitet werden können; manche Beobachter erwarteten für die Zukunft Versorgungsengpässe (vgl. hierzu auch Badger 1992).

Insgesamt war das bisherige regulierte System nur wenig geeignet, auf die Änderungen in den siebziger Jahren eine Antwort finden zu können. Insbesondere bei den Investitionen schienen erhebliche Ineffizienzen vorzuliegen. Diese anhand von offensichtlichen Überkapazitäten erkennbaren Ineffizienzen ließen einzelne Regulierungskommissionen faktisch dazu übergehen, das Investitionsrisiko zu einem größeren Teil den Unternehmen zu überantworten. Daher konnten die Unternehmen sich nunmehr nicht mehr sicher sein, ob eine überdurchschnittlich gute Investitionspolitik auch zu überdurchschnittlichen Gewinnen führen wird. Insofern zeigten sich in einigen Bundesstaaten Tendenzen zur Unterinvestition in neue Anlagen, die als Ausdruck eines umgekehrten Averch-Johnson-Effekts bezeichnet werden können. Dieser liegt in dem in der Regulierungspolitik angelegten Risiko, welches tendenziell entweder zu einer weiteren Erhöhung der erwarteten Rendite führen mußte oder aber in der langen Frist zu einer Gefährdung der

³⁹ Zwischen 1980 und 1985 wurden Investitionskosten im Umfang von über 6,5 Mrd. US-\$ alleine in Kernkraftwerken als „unvernünftig“ klassifiziert (Mead et al. 1989: 51).

Versorgungssicherheit führen muß (vgl. auch Kolbe und Tye 1992; Kolbe et al. 1993). Es bleibt festzuhalten, daß die bestehenden Tendenzen zur Überinvestition, die dem traditionellen System der Gewinnregulierung innewohnen, seit den siebziger Jahren im Einzelfall ins Gegenteil umgekehrt wurden. Dieses als politisches Risiko zu charakterisierende Problem stellt grundsätzlich die gegebene Regulierungsstruktur in Frage und verdeutlicht auch eine Variante des aus der Institutionenökonomik bekannte hold up-Problem (vgl. z.B. Milgrom und Roberts 1992: 136 ff.), das immer dann auftreten kann, wenn spezifische Investitionen getätigt werden und Nachverhandlungen zu einer Änderung der preislichen Konditionen führen können. In diesem Fall könnte die als Reaktion auf die Kostensteigerungen bzw. die Nachfrage-dämpfungen erfolgte Änderung der Politik einzelner Regulierungskommissionen als Nachverhandlung interpretiert werden, die zwar kurzfristig keine Gefahren für die Versorgungssicherheit birgt (da die Anlagen langlebig sind), aber langfristig in der Tat die Gefahr der Unterinvestition bergen kann.

Ein weiteres, spezifisches Problem der Regulierungsstruktur in den Vereinigten Staaten kommt hinzu: Neben den eben geschilderten Problemen, die zum überwiegenden Teil aus der Gewinnregulierung durch die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen resultieren, ergibt sich im föderalen System der Vereinigten Staaten ein Problem, das mit den teilweise konkurrierenden Regulierungsbefugnissen auf den verschiedenen Ebenen des Staates zu tun hat (Gordon 1992: 61): Die FERC behandelt Stromerzeugungstochtergesellschaften von Versorgungsunternehmen generell als eigenständige Versorgungsunternehmen und beansprucht Regulierungsbefugnis über diese Teilunternehmen, auch wenn sie Strom exklusiv an verbundene Unternehmensteile verkaufen. Diese Tatsache kann dazu führen, daß die Versorgungsunternehmen aus regulierungsstrategischen Gründen ihre Erzeugungsaktivitäten ausgliedern, um sich hierdurch partiell der Regulierung durch die einzelstaatliche Kommission zu entziehen. Diese muß dann die von der FERC genehmigten Verkaufspreise an die Endversorgungssparte des Gesamtunternehmens hinnehmen – die Gewinne der Erzeugungstöchter waren ihrem direkten Zugriff entzogen (umgekehrt ist auch der Fall denkbar,

daß das Unternehmen eher Wert auf die vollständige Regulierung durch die einzelstaatliche Kommission legt, wenn hierdurch der zu erzielende Gewinn gegenüber einer (partiellen) Regulierung durch die FERC steigt). Gordon (1992: 61) erwähnt die Praxis einiger großer Versorgungsunternehmen in Massachusetts, in derartiger Weise durch Ausgründung von Tochtergesellschaften in einem erheblichen Maß der Regulierung durch die Regulierungskommission von Massachusetts zu entfliehen. Diese Praxis hat in den achtziger Jahren (bedingt durch die bereits erwähnte Praxis einiger Regulierungskommissionen, nicht mehr alle Investitionen als „vernünftig“ anzuerkennen) Nachahmung in mehreren anderen Bundesstaaten gefunden.

Damit zeigen sich strategische Einflußmöglichkeiten der Versorgungsunternehmen, die die Regulierung der integrierten Unternehmen durch die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen erheblich erschweren kann. Es ergibt sich die bemerkenswerte Situation, daß sich die Unternehmen in Grenzen ihren Regulierer selber aussuchen können. Diese Tatsache war bei der Verabschiedung des PUHCA und des FPA in 1935 offenbar nicht absehbar, stellte aber nach den Entwicklungen in den siebziger Jahren die tradierte Arbeitsteilung zwischen der FERC und den einzelstaatlichen Regulierungskommissionen zunehmend in Frage: Galt bisher, daß integrierte Unternehmen im wesentlichen nicht von der FERC, sondern von den einzelstaatlichen Kommissionen reguliert wurde, zeigte sich nunmehr eine zunehmende Tendenz zur Ausgliederung der Erzeugungsaktivitäten in neue Tochtergesellschaften oder zum zunehmenden Bezug von Strom auf dem Großhandelsmarkt. Das Modell des vollständig vertikal integrierten Unternehmens geriet zunehmend ins Wanken und damit auch die dominante Rolle der einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen. Spiegelbildlich gewann die FERC relativ an Bedeutung. Auf deren Politik ist daher im folgenden genauer einzugehen.

3.2 Zur Politik der Federal Energy Regulatory Commission vor 1992: Intensivierung des Großhandels mit beschränkten Mitteln

Die Aufgaben der FERC haben sich im Gefolge der gesetzlichen Änderungen gewandelt. War ihre Aufgabe vor 1978 im wesentlichen darauf beschränkt, den freiwillig zustande kommenden Handel zwischen eigenständigen, gebietsmonopolistischen Versorgungsunternehmen zu überwachen und darauf zu achten, daß Marktmachtprobleme auf der Großhandelsebene nicht zu drastischen Preisdifferenzen innerhalb der Vereinigten Staaten führen, so wurde das Arbeitsfeld durch den 1978er PURPA erstmals seit 1935 gesetzlich erweitert. Der FERC oblag es nunmehr, allgemeine Rahmenregulierungen zu definieren, die die Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Unternehmensarten in der Stromwirtschaft regeln sollen. Dabei kam in Form der Ankaufsverpflichtung für den in QFs erzeugten Strom erstmals ein Element des direkten Zwangs von Bedeutung in das Geschehen, das über Preisregulierungsaspekte hinausgeht. Zwar stand der FERC auch vor 1978 das Recht zu, technische Verbindungen und die Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Unternehmen zu fördern. Praktisch waren die gesetzlich eingeräumten Befugnisse aber derart beschränkt, daß der FERC eine passive, reagierende Rolle verblieb. Voraussetzung für den Bau neuer Übertragungsanlagen und von Unternehmenskooperationen war regelmäßig die Bereitschaft aller beteiligten Unternehmen zu vertraglichen Beziehungen, auf deren Konditionen die FERC dann Einfluß nehmen konnte.

Dies änderte sich durch den PURPA drastisch: Die Versorgungsunternehmen hätten den Einspeisungen regelmäßig nicht freiwillig zugestimmt, sondern wurden erst durch das Gesetz dazu gezwungen. Die FERC legt dann in Zusammenarbeit mit den einzelstaatlichen Kommissionen die Konditionen dieser Zwangseinspeisungen fest. Damit kam ein grundsätzlich neues Element in die Tätigkeit der FERC: Die Förderung von Wettbewerb in der Stromerzeugung. Zwar war dies nicht das Ziel des PURPA, faktisch zog dieses Gesetz aber die Einführung wettbewerblicher Elemente nach sich, und sei es nur dadurch, daß die vermiedenen Kosten des Versorgungsmono-

polisten die Obergrenze für die regulierten Einspeisungsvergütungen bildeten.⁴⁰ Die Versorgungsmonopolisten hätten also Einspeisungen faktisch verhindern können, wenn ihre ermittelten oder angegebenen Kosten unter denen der unabhängigen Erzeuger liegen würden. Insofern war im PURPA – staatlich administrierter – Wettbewerb zwischen der Erzeugung in den Kraftwerken der Versorgungsunternehmen und bereits existierenden bzw. potentiellen unabhängigen Kraftwerken angelegt.

Tatsächlich entwickelte sich in der FERC zunehmend der Wille, Effizienzpotentiale durch Etablierung wettbewerblicher Elemente in der Stromversorgung auszuloten. Derartiger Wettbewerb war bekanntlich unter den traditionellen Rahmenbedingungen, unter denen die Unternehmen operierten, kaum zu erwarten: Dem stand das Recht der Netzbesitzer entgegen, über die Nutzung ihrer Anlagen restriktiv verfügen zu können. Diese Verfügungsgewalt in Verbindung mit der traditionellen Gewinnregulierung läßt Wettbewerb in der Stromerzeugung kaum erwarten. Selbst Handel zwischen den Versorgungsunternehmen, der an sich Effizienzgewinne erwarten lassen würde, ist nicht in ausreichendem Umfang zu erwarten.

Derartige Überlegungen schufen in der wirtschaftspolitischen Diskussion zunehmend Raum für die Frage, wie bessere Koordinierungsformen im allgemeinen und Wettbewerb in der Stromerzeugung im speziellen durch Maßnahmen der Regulierer erreicht werden können. Die Erfahrungen nach dem PURPA ließen Forderungen nach einem neu regulierten Beschaffungsverfahren der Versorgungsmonopolisten aufkommen. Ergebnis war in einigen Bundesstaaten die Einführung eines Ausschreibungswettbewerbs für neue Stromerzeugungskapazitäten (vgl. Abschnitt 2.3). Generell konnte eine derartige Re-Regulierung – die Änderung des Beschaffungsverfahrens der Unternehmen – unter den gegebenen gesetzlichen Kompetenzen nicht das Ziel der FERC sein. Ziel der FERC konnte hingegen eine Änderung des Verhaltens der Unternehmen im Bereich der Stromübertragung sein, die eine

⁴⁰ Diese Preisobergrenze galt zumindest dem PURPA-Text zufolge; wie bereits erwähnt, wurde diese Grenze in einigen Bundesstaaten weit ausgelegt.

Modifikation der Beschaffungspraxis auf einzelstaatlicher Ebene überhaupt erst sinnvoll machte. Erst wenn der Zugang Dritter zu den Übertragungsnetzen ermöglicht wurde, konnten Ausschreibungsverfahren Effizienzpotentiale tatsächlich im nennenswerten Umfang ausschöpfen. Im anderen Fall der fehlenden Netzzugangsrechte war die Konkurrenz regelmäßig auf Unternehmen beschränkt, die entweder direkt im oder direkt neben dem Versorgungsgebiet desjenigen Unternehmen operierten, für den das Ausschreibungsverfahren durchgeführt wurde. Insbesondere Versorgungsunternehmen aus anderen Bundesstaaten konnten durch das Verhalten der Netzeigentümer davon abgehalten werden, an der Ausschreibung teilzunehmen, da hier die einzelne Regulierungskommission unter Umständen keinerlei Einflußmöglichkeiten besaß, eine Durchleitung durch die Netze „zwischenliegender“ Unternehmen zu erzwingen.

Aber auch wenn kein derartiger Ausschreibungswettbewerb, sondern eine andere Form von Wettbewerb etabliert werden soll oder von einzelnen Unternehmen selber gewünscht wird, ist der möglichst unbehinderte Zugang von unabhängigen oder gebietsfremden Stromerzeugern zu den Übertragungsanlagen von entscheidender Bedeutung für die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs in der Stromerzeugung. Insofern wenig überraschend, waren insbesondere Vertreter von Verteilungsunternehmen, die unzureichende Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Nachfrage ihrer Endkunden haben, Verfechter eines aktiveren Vorgehens der verschiedenen Regulierungsinstanzen zur Etablierung des Netzzugangs Dritter. Damit wurden Forderungen an die FERC laut, die Effektivität des Großhandels mit Strom zu erhöhen und Maßnahmen zu ergreifen, die den Handel zwischen Versorgungsunternehmen erleichtern können (Mead et al. 1989). Auf diese Forderungen reagierte die FERC ab Mitte der achtziger Jahre. Sie versuchte, die Verfügungsrechte der Übertragungsnetzeigentümer einzelfallbezogen zu modifizieren. Die Vereitelung der Strategie von netzbesitzenden Versorgungsunternehmen, Durchleitungen zu versagen oder Monopolpreise für derartige Nutzungen der Übertragungsleitungen zu fordern (Pierce 1991: 38; Watkiss und Smith 1993: 455), war als neues Ziel der Regulierungspolitik identifi-

ziert. In der Folge verfolgte die FERC vier Ansätze zur Intensivierung des Großhandels:

- *Fusionsfälle zwischen Versorgungsunternehmen* (Pierce 1991: 32 f.; 1995: 5-6; Watkiss und Smith 1993: 458):⁴¹ Die FERC hat eine Fusion nach dem FPA dann zu genehmigen, wenn sie im öffentlichen Interesse liegt. Dies nahm die FERC im Einzelfall zum Anlaß, derartige Fusionen nur dann zu genehmigen, wenn die beteiligten Unternehmen sich bereit erklärten, nach der Fusion Durchleitungen zu nichtdiskriminierenden Bedingungen zu gestatten. Zur Verdeutlichung dieses nichtdiskriminierenden Netzzugangs ist regelmäßig die Veröffentlichung von Tarifen⁴² vorgesehen. Diese Tarife sind von der FERC zu genehmigen.
- *Ausschreibungsverfahren* (Pierce 1991: 35): Bei Ausschreibungsverfahren für Stromerzeugung dürfen netzbesitzende Stromerzeuger regelmäßig nur dann teilnehmen, wenn sie sich selber bereit erklären, Durchleitungen diskriminierungsfrei durch ihre Netze zu gewährleisten. Dies impliziert eine Reziprozitätsklausel: Wenn ein Unternehmen an der (z.B. von der einzelstaatlichen Regulierungskommission vorgeschriebenen) Ausschreibung für selbst benötigten Strom selbst als Bieter agiert (also seinen Strom selber erzeugen will), so muß das Unternehmen anderen Teilnehmern an der Ausschreibung, die ihren Strom als Resultat des Ausschreibungsverfahrens nicht an den jeweiligen Bezieher liefern, die Durchleitung an Bezieher außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes erlauben. Auf der anderen Seite impliziert die Reziprozitätsklausel, daß

⁴¹ Die FERC stützte sich bei der Genehmigung von Fusionen nach 16 USC § 824b wie auch bei den anderen drei Arten des Versuchs, den Großhandelmarkt zu öffnen, im wesentlichen auf die in 16 USC § 824d und 16 USC § 824e kodifizierten Regeln des Federal Power Acts, die zum einen die Bildung von diskriminierenden Konditionen auf dem Großhandelmarkt verbietet (16 USC § 824d(b)) und der FERC die Autorität gibt, die Konditionen unter bestimmten Bedingungen vorzuschreiben (16 USC § 824e).

⁴² Unter Tarif ist in diesem Beitrag generell ein verbindliches Verzeichnis von Gebühren oder Preisen für die Bereitstellung oder Lieferung bestimmter Leistungen oder Güter zu verstehen.

jedes Unternehmen, das in der Ausschreibung als Bieter auftritt und nicht identisch ist mit dem Bezieher der in der Ausschreibung ermittelten Stromlieferungen ist, Durchleitungen von Ausschreibungsgewinnern durch sein jeweiliges Netzgebiet erlauben muß.

- *Regulierung von Großhandelspreisen* (Watkiss und Smith 1993: 458): Die FERC genehmigt Abweichungen von strikt kostenbasiert regulierten und damit inflexiblen Preisen⁴³ für Strom auf der Großhandelsebene nur dann, wenn die Anbieter gleichzeitig nichtdiskriminierenden Zugang zu ihren Übertragungsnetzen für Dritte anbieten, also Tarife für Durchleitungen veröffentlichen. Hintergrund ist wiederum eine Reziprozitätsklausel: Wie oben ausgeführt, werden flexiblere Preisregulierungen auf dem Großhandelsmarkt dann angewandt, wenn seitens des Anbieters nur geringe Marktmacht vermutet wird. Wenn nun der Anbieter nichtdiskriminierenden Zugang zu seinen Übertragungsleitungen anbietet, so ist seine Marktmacht tendenziell geringer, da er keine alleinige Verfügung mehr über die Nutzung seiner Übertragungsleitungen hat; also hat sich die Marktmacht auch im Segment der Stromerzeugung verringert, somit darf er die Preise flexibel am Markt orientiert bestimmen.
- *Einzelfallbezogene Versuche des Nachweises diskriminierenden Anbieterverhaltens auf dem „Markt“ für Übertragungsdienstleistungen* (Pierce 1991: 36; Watkiss und Smith 1993: 455). In einzelnen Fällen hat die FERC versucht, konkrete Fälle einer Verweigerung von Durchleitungen (zu angemessenen Bedingungen) nachzuweisen.

Wie sind diese Maßnahmen der FERC im Rückblick zu beurteilen? Bei der Beantwortung dieser Frage ist zu berücksichtigen, daß die FERC vor Verabschiedung des EPAct keine wirksame Autorität zur Anordnung von Durchleitungen hatte. Der Rahmen ihrer gesetzlichen Möglichkeiten war eng gesteckt, sie konnte nur in Einzelfällen einschreiten, bei denen die Versor-

⁴³ Im Regelfall genehmigt die FERC dabei eine Unter- und Obergrenze für die Preise, die durch die variablen Kosten bzw. durch die variablen Kosten plus 100 vH der zurechenbaren Fixkosten gebildet werden; innerhalb dieses Intervalls können die Unternehmen dann verhandeln (FERC 1995: III.D.4.)

gungsunternehmen von der FERC eine Zustimmung z.B. zu einer Fusion benötigten. Letztlich fand hier eine Verhandlung zwischen Regulierten und Regulierern statt, bei der die FERC nur dann eine vom Unternehmen gewünschte Änderung des Status quo akzeptierte, wenn die Unternehmen ein Gegenleistung – nämlich die Aufstellung von Tarifen – anbot. Dabei zeigten sich zwei wichtige Konsequenzen:

- Zum einen erwies sich der letztgenannte Versuch, der Einzelnachweis diskriminierendes Verhalten auf seiten eines Netzeigentümers als stumpfe Waffe (Pierce 1991: 36); er kann angesichts der folgenden gerichtlichen Entscheidungen als glatter Mißerfolg gelten.
- Zum anderen gilt, daß die drei erstgenannten Maßnahmen im Einzelfall „Erfolg“ hatten. Dabei ist aber zu beachten, daß die generellen Effizienzwirkungen zweischneidiger Natur werden. Alle drei erstgenannten Ansatzpunkte zielten auf die Etablierung von Durchleitungsrechten im Einzelfall ab, wobei diese Einräumung der Durchleitungsrechte vom Verhalten der Netzeigentümer in anderen Marktsegmenten abhängig war.⁴⁴

Dies kann im Einzelfall kontraproduktive Effizienzwirkungen haben: So gilt im ersten diskutierten Ansatzpunkt (Fusionsauflagen), daß an sich effiziente Fusionen unterbleiben können, da die privaten Erträge aus der Fusion

⁴⁴ Die Formulierung „Etablierung von Durchleitungsrechten im Einzelfall“ darf nicht mit dem „Modell spezifischer Durchleitungsrechte“ verwechselt werden, auf das weiter oben bereits eingegangen wurde. Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte besitzt im Prinzip jeder potentielle Nutzer von Übertragungsleitungen ein Durchleitungsrecht durch fremde Netze, welches im Einzelfall von den Eigentümern verweigert werden kann, wenn die prioritäre Eigennutzung behindert würde. Das Modell der „Etablierung von Durchleitungsrechten im Einzelfall“ sieht dagegen im Grundsatz keine Priorität der Eigennutzung vor, sondern zielt auf die Etablierung eines Common Carrier-Status für das spezifische unternehmenseigene Übertragungsnetz ab. Gegenüber dem Common Carrier-Modell und dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte grenzt sich dieser Ansatz vor allem dadurch ab, daß nebeneinander mehrere Netze völlig unterschiedliche Netzzugangsbedingungen aufweisen können, da der Common Carrier-Status jeweils nur für ein bestimmtes Netz gilt.

sich erheblich von den privaten Erträgen der Fusion unterscheiden können: In das private Kalkül gehen die negativen Auswirkungen der Fusionsauflagen auf mögliche Monopolrenten ein. Ähnliches gilt für den zweiten Punkt, die Ausschreibungsverfahren: Hier ist ein Verhalten der ausgesprochen ineffizienten Stromerzeuger zu erwarten, das den Intentionen der FERC widerspricht. Ein ineffizienter Stromerzeuger wird weder freiwillig eine Ausschreibung veranstalten, noch würde er an einer teilnehmen. Exakt durch diese Politik kann er auch verhindern, daß er Durchleitungen durch seine Netze erlauben muß. Selbst wenn er im Fall der notwendigen Ersatzinvestitionen überlegen würde, seinen Strom besser auf dem Großhandel zu beziehen, also unter Umständen eine Auktion zu veranstalten, so wird er das angesichts der dann entstehenden Verpflichtung zu Durchleitungen durch sein Netz tendenziell unterlassen. Dies wirkt beispielsweise dann kontraproduktiv, wenn er den Strom zur Versorgung seiner eigenen Kunden auf dem Großhandelsmarkt benötigt. Er wird billige Bezugsmöglichkeiten höchstwahrscheinlich nicht über eine wettbewerbliche Auktion akquirieren, müßte er doch befürchten, daß dann seine jetzigen Kunden den Strom direkt vom Großhandel beziehen möchten und über die von ihm eingegangene Durchleitungsverpflichtung auch gute Chancen hätten. In der Konsequenz würden exakt die Unternehmen die Öffnung des Großhandels verhindern können, die durch ihre Ineffizienzen die besten Argumente für mehr Wettbewerb liefern. Auch der dritte Ansatzpunkt, die flexiblere Regulierung der Großhandelspreise bei Veröffentlichung von Durchleitungstarifen kann aus ähnlichen Gründen ähnlich kontraproduktive Ergebnisse haben.

Damit gilt generell, daß die Versuche der FERC, den Großhandelsmarkt über eine einzelfallbezogene und damit selektive Politik zu öffnen, entweder als unwirksam oder unter Effizienzgesichtspunkten als gemischter „Erfolg“ zu beurteilen sind, deren Gesamtwirkung nur schwer abzuschätzen sind. So betrachtet, war es nur eine Frage der Zeit, bis die Legislative auf die Aktivitäten der FERC reagiert und sie entweder vollständig stoppt⁴⁵ oder auf eine

⁴⁵ Diese Gefahr war nicht nur fiktiv vorhanden, da das Nebeneinander vieler verschiedenartiger Netzzugangsregimes (Modell freiwilliger Durchleitungsver-

breitere gesetzliche Grundlage stellte. Wie in diesem Beitrag bereits deutlich wurde (Abschnitt 2.4), wählte der U.S.-Kongreß mit der Verabschiedung des EPAct die zweite Strategie. Auf die Konsequenzen dieser gesetzlichen Reform hinsichtlich der Regulierungspraxis der FERC wird im nächsten Abschnitt eingegangen.

einbarungen, Modell spezifischer Durchleitungsrechte sowie Etablierung von Durchleitungsrechten im Einzelfall (Common Carrier-Status für das spezifische unternehmenseigene Übertragungsnetz)) für stark unterschiedliche Bedingungen auf dem Großhandelsmarkt sorgt. Damit bestand die Tendenz hin zu regional noch stärker divergierenden Preisentwicklungen im Endverkaufsbereich, als sie ohnehin schon existieren. Dies kann politischen Druck ausüben, die Entwicklungen hin zu einem wettbewerblicheren Großhandelsmarkt auf der Bundesebene zu stoppen, so wie die regional starken Preisdifferenzen zu regional bzw. bundesstaatlich stark unterschiedlichen Reformen der einzelstaatlichen Regulierungen führen können. Vgl. Kumkar (1996) zu den Reformen in Kalifornien, die im politischen Raum wesentlich durch den Unmut über die (im U.S.-Vergleich) relativ hohen Strompreise in Kalifornien getragen werden.

4 Die Antwort der Federal Energy Regulatory Commission auf den EPAct

4.1 Die unmittelbare Reaktion der FERC auf den EPAct

Durch den EPAct wurde der Bundesregulierungsbehörde (FERC) eine wesentlich erweiterte Autorität zur Anordnung von Durchleitungen auf der Großhandelsebene gegeben. Diese Autorität begann sie direkt nach Verabschiedung des Gesetzes anzuwenden: Im März 1995 waren bei neun von zehn Gesuchen zur Anordnung von Durchleitungen, die an die FERC herangetragen wurden, positive Entscheidungen getroffen (FERC 1995: III.C.5.a.).

Darüber hinaus begann die FERC, verstärkt auf eine neu geschaffene *Vergleichbarkeitsklausel* zu setzen. Die Vergleichbarkeitsklausel impliziert, daß Netzbetreiber Dritten vergleichbare Leistungen anbieten müssen, wie sie den eigenen Handelsabteilungen „angeboten“ werden. Das heißt beispielsweise, daß auch Dritten zusätzliche Netzhilfsdienstleistungen offeriert werden müssen, oder daß bei mehreren Einspeisungen und Entnahmen die Gesamtzahlungen an den Netzinhaber nicht als einfache Addition mehrerer Durchleitungsgebühren ermittelt werden. Diese Vergleichbarkeitsklausel wurde seit 1994 bei allen Fällen angewandt, bei denen die FERC von den betreffenden Versorgungsunternehmen die Veröffentlichung von Durchleitungsstarifen verlangte, beispielsweise bei der Genehmigung von Fusionen und bei der Genehmigung flexiblerer Preise für Stromverkäufe auf dem Großhandelsmarkt (vgl. Abschnitt 3.2; FERC 1995: III.C.5.b.).⁴⁶

⁴⁶ Bemerkenswerterweise ist die fallweise Auferlegung einer Tarifierungspflicht bei der Genehmigung von Fusionen aus Sicht der FERC ausdrücklich auch dann gerechtfertigt, wenn die Marktmacht im relevanten Markt durch die Fusion nicht erhöht wird (FERC 1995: III.C.5.b.). Dies verdeutlicht den als inkremental zu charakterisierenden, nicht notwendig die statische Gesamteffizienz in den Vordergrund stellenden Ansatz der FERC, den Großhandel mit Strom zu intensivieren.

Die FERC hat daneben zahlreiche Untersuchungen initiiert, die insbesondere die Auswirkungen der Koexistenz verschiedener Netzzugangsregimes zum Inhalt hatten und die Möglichkeiten der weiteren Unterstützung von regionalen Kooperationsformen zwischen Netzbetreibern diskutiert. In der Konsequenz dieser Untersuchungen und des generell zunehmenden Willens der FERC, wettbewerblichere Mechanismen in der Stromversorgung durchzusetzen, wurde bald das im EPCRA kodifizierte – und als große Innovation gegenüber dem vorherigen Stand gelobte – Modell spezifischer Durchleitungsrechte als Hemmnis identifiziert: Die in den neuen Passagen des FPA enthaltenen Prozeduren zur Anordnung von Durchleitungen sind im Einzelfall nur mit erheblichem Zeitvorlauf umzusetzen; darüber hinaus besteht aus Sicht der FERC für die Durchleitung begehrenden Unternehmen eine Rechtsunsicherheit, die einen funktionsfähigen Wettbewerb auf der Großhandelsebene behindert.

Aus diesem Grund legte die Bundesregulierungsbehörde 1995 einen neuen Vorschlag für die Restrukturierung des Stromsektors vor, auf den im nächsten Abschnitt einzugehen sein wird. Zu beachten ist, daß schon die eben diskutierte Anwendung der Vergleichbarkeitsklausel nicht auf den neuen Befugnissen zur Anordnung von Durchleitungen (nach dem EPCRA) basierte, sondern durch die FERC-eigene Neuauslegung der schon vorher existierenden Anti-Diskriminierungsregeln nach dem alten Federal Power Act begründet wurde.

4.2 Die Notice of Proposed Rulemaking von 1995

Im März 1995 verkündete die FERC ihre Absicht, die Stromübertragung massiv zu re-regulieren und wesentlich umzustrukturieren, um dem Wettbewerb in der Stromerzeugung einen größeren Spielraum einräumen zu können, die Stromerzeugung also umfassend deregulieren zu können.

Ausgangspunkt der von der FERC in diesem Zusammenhang beschlossenen Notice of Proposed Rulemaking⁴⁷ ist die von ihr postulierte Überlegenheit transparenter, offenerer und standardisierter Netzzugangsbedingungen gegenüber im Einzelfall auszuhandelnder Durchleitungskonditionen, die im Fall der Nichteinigung von der FERC oder den Gerichten festzulegen sind. Dieser Ausgangspunkt verdeutlicht, daß die FERC das Modell spezifischer Durchleitungsrechte als nicht hinreichend einschätzt, um das Ziel eines funktionsfähigen Wettbewerbs zu erreichen. Hintergrund ist die angenommene – verbliebene – Marktmacht der Eigentümer von Übertragungsanlagen. In der NOPR wird eine Neuregelung der Netzzugangsregimes vorgeschlagen, die auf eine weitreichende Re-Regulierung der überwiegenden Mehrzahl von netzbesitzenden Unternehmen hinausläuft und in der Konsequenz die Übertragungsnetze einem Common Carrier-Status unterwirft.

Die in der NOPR vorgeschlagenen Re-Regulierungen betreffen zwei Hauptelemente der Restrukturierung der Stromwirtschaft:

- Die Neugestaltung der Netznutzungsrechte zur Belieferung von Kunden auf der Großhandelsebene, die die Nutzung von „fremden“ Übertragungsnetzen erfordert;
- Die regulatorische Beeinflussung der durch die Umstrukturierungen bedingten Verteilungseffekte. Diese Verteilungseffekte können zwischen und innerhalb von Kundengruppen und Unternehmen auftreten.

Im folgenden werden zunächst diejenigen Aspekte betrachtet, die sich auf die Neugestaltung der Netznutzungsrechte beziehen und die wiederum in zwei Teilaspekte – Tarifierungspflicht und funktionelle Entflechtung – gegliedert werden können, und anschließend die Frage der Verteilungswirkun-

⁴⁷ Die Notice of Proposed Rulemaking (hier: „NOPR“, FERC 1995) ist nicht rechtsgültig. Erst in 1996 soll die endgültige, rechtsgültige Fassung verabschiedet werden. Es kann davon ausgegangen werden, daß die wesentlichen Bestimmungen der NOPR Bestand haben werden und nur Details modifiziert werden. Dieses ist auch daran abzulesen, daß einzelstaatliche Regulierungskommissionen bei ihren aktuellen Entscheidungen expliziten Bezug auf die NOPR der FERC nehmen (vgl. etwa für Kalifornien CPUC (1995: 33); Kumkar (1996: 57, 66)).

gen – insbesondere im Hinblick auf Stranded Costs – und deren beabsichtigte Begleitung durch die FERC diskutiert.

4.2.1 Ein Common Carrier-Modell für die Stromwirtschaft

Die FERC stellt in ihrer Notice of Proposed Rulemaking fest, daß die bisherigen Netznutzungsbedingungen einen funktionsfähigen Wettbewerb verhindern. Diese Bedingungen sind dadurch gekennzeichnet, daß einige Unternehmen ihre Übertragungsnetze weitgehend der Nutzung durch andere entziehen, andere Unternehmen durch die FERC zur Öffnung im Einzelfall verpflichtet wurden und wieder andere Tarife zur Nutzung ihrer Anlagen veröffentlichen.

Die FERC beabsichtigt nunmehr, im Prinzip uniforme Netznutzungsregimes⁴⁸ für die gesamten Vereinigten Staaten zu schaffen und somit die Koexistenz verschiedener derartiger Regimes zu beenden. Als wesentliche Elemente der vorgesehenen Etablierung eines Common Carrier-Modells können zum einen die Auferlegung einer generell wirksamen und umfassenden Tarifierungspflicht und zum anderen die Bestimmungen zur vertikalen Entflechtung der Stromwirtschaft unterschieden werden.

Tarifierungspflicht für Übertragungsleistungen:

Nach der NOPR werden alle Besitzer von Übertragungsleitungen, die der generellen Regulierungskompetenz der FERC unterliegen⁴⁹, zur Veröf-

⁴⁸ Dieses gilt nur für den Übertragungsbereich. Auf die Nutzungsrechte an den Verteilungsnetzen hat die FERC mangels Befugnisse keinen Einfluß.

⁴⁹ Zum Beispiel unterliegt ein lokales öffentliches Versorgungsunternehmen, das im Besitz von Übertragungsleitungen ist, regelmäßig nicht der *generellen* Regulierung durch die FERC. Erst durch den EPAct ist eine *spezielle* Regulierungskompetenz der FERC hinsichtlich der Anordnung von spezifischen Durchleitungsrechten in den FPA eingefügt worden. Diese spezielle Regulierungskompetenz bezieht sich allein auf die Regulierung einzelner Elemente bei der Nutzung von Übertragungsleitungen und darf nicht mit der generellen Regulierungskompetenz verwechselt werden: Die generellen Bestimmungen hinsichtlich der Preise und Konditionen im FPA (15 USC § 824d, 16 USC § 824e) finden beispielsweise bei wesentlich innerstaatlichen öffentlichen Unternehmen keine Anwendung, sondern allein die Bestimmungen nach 16 USC § 8240i, 16 USC § 824j und 16

fentlichung von Tarifen für die Nutzung von Übertragungsanlagen verpflichtet (FERC 1995: III.E.1.). Mit dieser Vorschrift reagiert die FERC auf die bisher vielfach beobachtete Praxis der Eigentümer von Transportkapazitäten, den Zugang Dritter zu ihren Netzen in verschiedener Art zu behindern: Neben einer einfachen Verweigerung des Durchleitungsbegehrens als ganzes können sie zum einen die Preise für die Netznutzung im engen Sinne prohibitiv hoch setzen und zum andern die Bereitstellung bestimmter Teilleistungen der Übertragung verweigern. Unter derartigen Teilleistungen sind beispielsweise Netzhilfsdienstleistungen zu verstehen, die zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität erforderlich sind.⁵⁰ Die NOPR fordert die Aufstellung von transparenten Tarifen für die Nutzung von Transportkapazität im engen Sinne als auch für den Zugang zu den Netzhilfsleistungen. Dabei müssen Tarife für einfache Durchleitungen und für komplexe Durchleitungen⁵¹ angeboten werden. Diese Anforderung ist umfassend und bezieht den Zugang zu den Planungs- und den Echtzeitsteuerungsmechanismen der Stromerzeugung ein.

Funktionelle Entflechtung:

Nach den Vorstellungen der FERC sollen die vertikal integrierten Unternehmen, die über Übertragungsanlagen verfügen, zukünftig zumindest buchhalterisch entflochten werden. Darunter ist eine Entflechtung zu verstehen, die die Kosten und Erlöse mindestens nach Stromerzeugungs- und Stromübertragungsbestandteilen separiert. Die NOPR verlangt in diesem Zusammenhang keine organisatorische oder eigentumsrechtliche Zerlegung (FERC

USC § 824k (Netzverbindungen, Durchleitungen und Autorität der FERC zur Anordnung bestimmter Aktivitäten in diesen beiden erstgenannten Bereichen).

⁵⁰ Netzhilfsdienstleistungen umfassen etwa die Bereithaltung von Reservekapazität, die bei einem plötzlichen Ausfall eingeplanter Anlagen eingesetzt werden können.

⁵¹ Einfache Durchleitungen sind durch die Kombination von Einspeisungen an genau einer Stelle und Entnahmen an genau einer anderen Stelle gekennzeichnet. Umfassendere Durchleitungen sind dadurch charakterisiert, daß an mindestens drei Punkten Einspeisungs- oder Entnahmevorgänge stattfinden.

1995: I.); die Begründung der neuen Regulierung läßt offen, ob gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt eine Verschärfung der Entflechtungsvorschriften zu erwarten ist.

Der Begriff der funktionellen Entflechtung wird von der FERC durch drei Bedingungen definiert, denen die Preise für Übertragungsdienstleistungen genügen müssen (FERC 1995: III.E.2.):

1. Das Versorgungsunternehmen muß buchhalterisch sicherstellen, daß die eigene Handelsabteilung⁵² die gleichen Preise an die Übertragungsabteilung entrichtet wie fremde Nutzer der Übertragungsanlagen.⁵³
2. Die Tarife für diese Leistungen müssen entflochten werden in Übertragung (also im wesentlichen Kapitalkosten der Anlagen) und Netzhilfsdienstleistungen.
3. Das Versorgungsunternehmen muß den fremden Nutzern Zugang zum eigenen Datenübertragungssystem bieten.

Wo liegen die wesentlichen Konsequenzen dieser Bestimmungen in Verbindung mit den Vorschriften über die Tarifierungspflicht der Unternehmen?

Zum einen kann festgehalten werden, daß die Vergleichbarkeitsklausel, die im Gefolge des EPAct von der FERC in Einzelfällen angewandt wurde, nunmehr auf alle Tarife angewandt werden soll und damit wegen der Tarifierungspflicht zumindest mittelfristig für alle Versorgungsunternehmen gilt, die im Besitz von Übertragungsleitungen sind und der generellen Regulierungskompetenz der FERC unterliegen.

Hinsichtlich einer generellen Beurteilung und Einordnung der Entflechtungs- und Tarifierungsvorschriften ist zum anderen festzuhalten, daß aus

⁵² Unter Abteilung ist hier die (eventuell fiktive) Einheit des Versorgungsunternehmens zu verstehen, die durch die vorgeschriebene Einrichtung der Buchungskonten gebildet werden; Abteilungen in diesem Sinnen müssen also nicht notwendig organisatorische Einheiten sein.

⁵³ Hier hat die FERC Übergangsbestimmungen vorgesehen, die eine Wirksamkeit erst bei neu verhandelten Transaktionen implizieren.

der NOPR der Wille zu einer recht konsequenten Etablierung eines Common Carrier-Modells für die Übertragungsnetze spricht. Für diese Einschätzung spricht auch die Tatsache, daß ein Besitzer von Übertragungsanlagen zum Ausbau seiner Anlagen verpflichtet ist, wenn dies für die Durchführung von Durchleitungen erforderlich ist. Der Durchleitungskunde hat dabei die durch seine Durchleitung verursachten Kosten zu tragen. Auch für derartige Fälle müssen die Tarife gerüstet sein. An dieser Stelle ist die Entfernung der NOPR von dem im EPAct formulierten Ansatz besonders deutlich. Zwar gibt der neue Federal Power Act der FERC auch das explizite Recht, im Einzelfall den Ausbau von Übertragungsanlagen anzuordnen. Mit dieser Bestimmung der NOPR wird jedoch das Verfahren zum Ausbau der Anlagen sozusagen „automatisiert“ und nicht von einer einzelnen Anordnung der FERC abhängig gemacht.⁵⁴

Die Entflechtungsvorschriften sind wohl zum Teil als Konsequenz der Erfahrungen der FERC bei der Restrukturierung der Gaswirtschaft zu verstehen: Hier hat die FERC zunächst 1985 den Gasübertragungsgesellschaften einen Common Carrier-Status auferlegt, ohne die festzulegenden Durchleitungspreise genauer zu spezifizieren. In der Folge hat sie 1992 denselben Unternehmen eine funktionelle Entflechtung vorgeschrieben, die der jetzt diskutierten in der Stromwirtschaft sehr ähnlich ist (FERC 1995: III.D.3.).

Als Begründung für die funktionelle Entflechtung können zwei Punkte genannt werden:

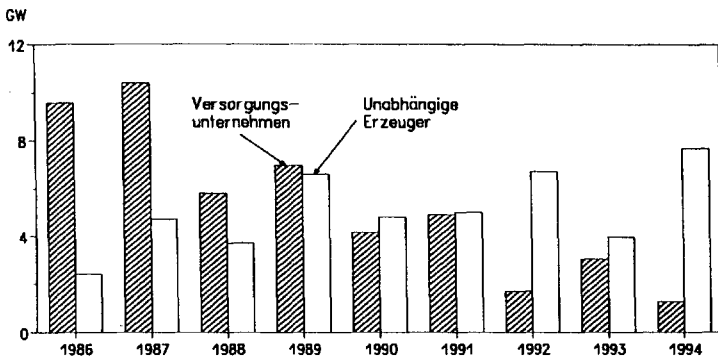
- Zum einen erlaubt sie eine einfachere Zuweisung von Verantwortlichkeiten im Hinblick auf föderale und bundesstaatliche Kompetenzen: Die Federal Energy Regulatory Commission wird zukünftig sowohl alle Übertragungsgesellschaften⁵⁵ als auch und in zunehmendem Maße die

⁵⁴ Die Beweispflicht liegt bei dem Eigentümer der Übertragungsanlagen, wenn er die Anlagen im Einzelfall wegen rechtlicher oder eigentumsrechtlicher Probleme nicht ausbauen kann (FERC 1995: III.E.4.b.).

⁵⁵ Unter einer durch den EPAct neu definierten Übertragungsgesellschaft ist ein Unternehmen (bzw. Unternehmensteil) zu verstehen, das der speziellen Regulie-

Stromerzeugungsgesellschaften (bzw. -teile) regulieren, da die unabhängige Stromerzeugung in Form von EWGs zunimmt (Abbildung 1).⁵⁶ Die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen werden zukünftig im wesentlichen die Stromverteilung und den Verkauf an Endabnehmer regulieren. Die Rolle der einzelstaatlichen Regulierer in der Erzeugung und der Übertragung wird also abnehmen.

Abbildung 1 – Neue Erzeugungskapazität in den Vereinigten Staaten, 1986 – 1994^a



^a Kapazitätswachstum im jeweiligen Jahr.

Quelle: EIA (1993: Tabelle C7; 1995: Tabelle 52), eigene Berechnungen, Kapazitätswachstum im jeweiligen Jahr.

- Zum anderen – und von grundsätzlicherer Bedeutung – wird erhofft, daß die Informationsbasis der Regulierungsinstanzen durch die Entflechtung

rungskompetenz der FERC für die Übertragungsdienstleistungen unterliegt (16 USC § 796(23)).

⁵⁶ EWGs unterliegen nicht der einzelstaatlichen Regulierungskompetenz, sondern der Bundesregulierungsautorität; vgl. Abschnitt 2.4. In Abbildung 1 sind die Werte für alle unabhängigen Stromerzeuger enthalten. Dazu gehören neben den EWGs vor allem Qualifying Facilities.

verbessert wird. Dies scheint angesichts der breiteren Anwendung des Wettbewerbsprinzips in der Stromerzeugung bei gleichzeitig angenommener Marktmacht in der Stromübertragung auch durchaus sinnvoll. Je mehr Wettbewerb in der Stromerzeugung herrscht, um so unhaltbarer wird die Gewinnregulierung auf der Endverkaufsebene, die alle Strompreisbestandteile umfaßt. Erst in Verbindung mit einer wirksamen Regulierung der Übertragungspreise können Quersubventionen der wettbewerblichen Unternehmensaktivitäten durch die weiterhin regulierten monopolistischen Aktivitäten der Stromübertragung und -verteilung verhindert werden.⁵⁷

4.2.2 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“. Stranded Costs werden in der öffentlichen Diskussion als Kosten verstanden, die durch die Umstrukturierung bedingt sind, also bei Beibehaltung des Status quo nicht anfallen würden und nach einer Umstrukturierung entweder von den Stromkunden bzw. einzelnen Kundengruppen oder aber von den Anteilseignern der Versorgungsunternehmen zu tragen sind.

⁵⁷ Um Mißverständnissen vorzubeugen: Diese Aussage gilt immer unter der Annahme, daß eine Regulierungsnotwendigkeit in der Stromversorgung vorliegt, sei es aus politischen oder ökonomischen Gründen. Damit ist nicht gesagt, daß die angenommene Marktmacht in der Stromübertragung und der -verteilung eines hinreichenden ökonomischen Rechtfertigungsbasis für die Regulierung bildet. Es ist sehr wohl vorstellbar, daß auch eine Deregulierung der Übertragungsaktivitäten aus ökonomischer Sicht in Zukunft zu erwägen ist, sei es dadurch bedingt, daß die Erfahrungen in den nächsten Jahren Zweifel am Modell des regionalen natürlichen Monopols in diesem Bereich aufkommen lassen, sei es durch technologische Innovationen im Bereich der Stromübertragung. Im vorliegenden Beitrag kann dieser Punkt nicht weiter verfolgt werden. Es sei aber die Prognose erlaubt, daß die Frage der Regulierungsnotwendigkeit bei den Stromnetzen in Zukunft in der wirtschaftspolitischen und akademischen Diskussion an Bedeutung gewinnen wird.

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, in whole or in part, an unbundled wholesale transmission services customer of such public utility or transmitting utility.“⁵⁸

Wie ist diese Definition zu interpretieren? Zum einen geht es offenbar nicht um durch die Umstrukturierungen ursächlich bedingte Kosten, sondern um sunk costs, da Kosten betrachtet werden, die für die Versorgung von Kunden bereits angefallen sind – genaugenommen für Kunden, die diese Versorgung 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.

In der NOPR ist vorgesehen, daß die Versorgungsunternehmen diese Kosten, die bereits angefallen sind, auch weiterhin auf die Stromnachfrager überwälzen können, bis die zugrundeliegenden Investitionen vollständig abgeschlossen worden sind (FERC 1995: III.F.). Der wesentliche Teil dieser

⁵⁸ Dies ist die Definition in den von der FERC (FERC 1995) vorgesehenen Änderungen des Code of Federal Regulations in dem neuen 35 CFR § 35.26.

Stranded Costs entstammt Investitionen in Kraftwerken, deren bisherigen Buchwerte unter wettbewerblicheren 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.

Über die exakten Verfahren zur Bestimmung der Stranded Costs und vor allem über die Modalitäten der Finanzierung hat die FERC noch keine eindeutige Entscheidung getroffen. Dieses Thema ist in der akademischen Begleitung der Umstrukturierungsprozesse heftig umstritten. Die Vorschläge reichen von einer vollständigen Ablehnung des von der FERC vorgeschlagenen Verfahrens zur Finanzierung der Stranded Costs (z.B. Niskanen 1996) bis hin zu detaillierten Untersuchungen der Frage, unter welchen Bedingungen eine Finanzierung etwa über Strompreisaufschläge für bestimmte Kundengruppen o.ä. Ineffizienzen vermeiden kann (vgl. beispielsweise Joskow 1996). Festzuhalten bleibt, daß vor einer endgültigen Entscheidung der FERC kaum Aussagen über die Effizienzwirkungen der Stranded Costs-Finanzierung getroffen werden können. Es kann auch festgehalten werden, daß unabhängig von den Zahlungsmodalitäten bisher davon ausgegangen werden kann, daß die Kosten der zumindest ex post als Fehlinvestitionen zu bewertenden Investitionen in bestimmte Kraftwerkstechnologien allein von den Stromkunden zu tragen sind – unabhängig von der Tatsache, daß die Investitionsentscheidungen regelmäßig unter Duldung der zuständigen Regulierungskommissionen von den Unternehmen selbst getroffen worden sind.

4.3 Zum Zusammenspiel zwischen Gesetzgeber und Bundesregulierungsbehörde

Der obige Unterabschnitt 4.1 hatte die Überschrift: „Reaktionen der Federal Energy Regulatory Commission auf den EPAct“. Eine Frage lautet, ob die Politik der FERC tatsächlich auf die gesetzlichen Änderungen in 1992 „reagiert“ hat. Diese Frage ist sicher dann zu verneinen, wenn auf die durch den EPAct eingefügten Textänderungen des FPA und des PUHCA abgestellt wird. Die in der NOPR gewählte Politik der Bundesregulierungsbehörde,

allen Unternehmen, die im Besitz von Übertragungsleitungen sind und gleichzeitig der generellen Regulierungskompetenz der FERC unterliegen, eine Tarifierungspflicht zu verordnen, ist nämlich durch die Änderungen des Federal Power Act nicht zu begründen. Im Gegenteil sehen die neuen Bestimmungen im EPAct explizit ein einzelfallbezogenes Vorgehen der FERC, also gerade keine generelle Tarifierungspflicht vor: Nach diesen Bestimmungen kann die FERC Durchleitungen nur dann anordnen, wenn dieser Anordnung ein erfolgloser Versuch des Durchleitung begehrenden Unternehmens voranging, Durchleitungsrechte auf freiwilliger Basis zu erlangen (16 USC § 824j(a)).

-- Insofern kann die Politik der FERC nicht allein als Reaktion auf die gesetzlichen Änderungen durch den EPAct verstanden werden. Erst die Interpretation eines im EPAct enthaltenen Willens des Gesetzgebers, Wettbewerb in der Stromerzeugung zum einen überhaupt als wünschenswert zu definieren und zum anderen durch die Schaffung einer neuen Kategorie von Stromerzeugern (den EWGs) zu fördern, könnte als rechtliche Basis der neuen FERC-Politik dienen.

Die erklärte Politik der FERC ist, daß sie einen „geordneten“ und „gerechten“ Weg in den Wettbewerb beschreiten will (FERC 1995: I), indem sie vergangene, „vernünftige“ Investitionen schützt, also die Anteilseigner der Versorgungsunternehmen vor Verlusten bewahrt. Eine – denkbare – eher passive Rolle der Regulierer bei der Umstrukturierung, etwa durch die Auferlegung von Durchleitungspflichten nach dem Modell der Mißbrauchsaufsicht, wird von der FERC nicht gewünscht noch für sinnvoll gehalten. Im Gegenteil will sie die Marktstruktur im Übertragungsbereich weitgehend ex ante definieren und gleichzeitig die Frage der Stranded Costs im Vorwege der anstehenden Umstrukturierungen klären. Damit kann auch festgehalten werden, daß von einer De-Regulierung im eigentlichen Wortsinne kaum die Rede sein kann. Gerade im Übertragungssektor nimmt die Regulierungsdichte in Zukunft eher zu; letztlich werden die Property Rights an den jeweiligen Anlagen vollkommen neu verteilt: Der Common Carrier-Status trennt das Eigentum an diesen Anlagen vollständig von der Nutzung

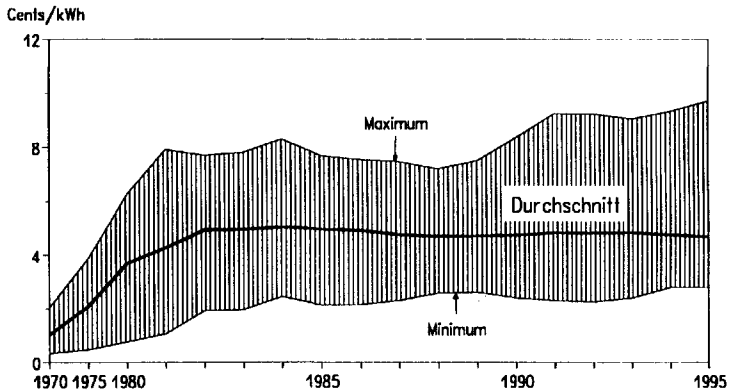
und den Verfügungsrechten. Aus Sicht der FERC ist dies die Voraussetzung für eine De-Regulierung im Bereich der Stromerzeugung.

5 Ausblick: Der Trend zum Wettbewerb in der Stromversorgung

Die in diesem Beitrag schwerpunktmäßig behandelten Vorgänge auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten geben naturgemäß kein vollständiges Bild der laufenden und projektierten Umstrukturierungen der Stromversorgung wieder. In der Regulierung der Stromwirtschaft verbleiben auch nach dem EPAct wesentliche Gestaltungsmöglichkeiten der einzelnen Bundesstaaten. Während in einigen dieser Staaten Reformen im politischen Raum kaum angedacht werden, sind insbesondere in den Staaten mit relativ hohen Strompreisen Reformansatzungen zu beobachten (vgl. z.B. die Angaben in CPUC 1994: 28; Kahn 1995: 125 ff.; Kumkar 1996; EIA 1993; Navarro 1996), die im Zusammenspiel mit den Re-Regulierungen auf der Bundesebene auf eine vollständige Neuordnung der Rahmenbedingungen der Stromversorgung hinauslaufen. Als wohl weitreichendstes Beispiel sei der Fall Kalifornien genannt: Dort hat die einzelstaatliche Regulierungskommission im Dezember 1995 eine weitreichende Entscheidung getroffen, die im Ergebnis nicht nur den Wettbewerb in der Stromerzeugung etabliert, sondern gleichzeitig den direkten Zugang der Nachfrager zu eben diesen Erzeugern öffnet (Kumkar 1996). Sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilungsnetze werden einem Common Carrier-Status unterstellt. Damit wird der Weg, den der Gesetzgeber und die FERC auf der Bundesebene beschritten haben, auf der Ebene des einzelnen Bundesstaates fortgesetzt. Dies hat Folgen, die vermutlich weit über die Grenzen des einzelnen Bundesstaates hinausreichen: Die in Kalifornien zu schaffende Strombörse ist auch für Anbieter aus anderen Bundesstaaten offen; das von der FERC angestrebte Common Carrier-Modell im Bereich der Stromübertragung der gesamten Vereinigten Staaten unterstützt diese Entwicklung hin zu offenen Märkten. Diese Entwicklung impliziert aber auch, daß die bisherige – zum Teil wenig effizient erscheinende – Trennung der Vereinigten Staaten in Regionen mit einem bemerkenswerten Ausmaß an Strompreisdifferenzen (Abbildung 2) zukünftig einem Wandel unterworfen sein wird. Tendenziell ist eine Angleichung der Strompreise zu erwarten. Gerade in Verbindung mit einer abnehmenden

Regulierungsdichte im Bereich der Stromerzeugung und der damit erhöhten Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs im Großhandelsmarkt werden einige Gründe für die hohen Strompreisdifferenzen entfallen.

Abbildung 2 – 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.

Quelle: EIA (1986; 1992; 1995: Tabelle 12; 1996: Tabelle 63);

6 Fazit

Der Elektrizitätssektor in den Vereinigten Staaten befindet sich in einer Umbruchphase. Im Gefolge veränderter technologischer Bedingungen und vor allem im Gefolge der gesetzlichen Reformen seit 1978 gewinnen wettbewerbliche Faktoren in dem bislang strikt regulierten Sektor an Bedeutung. Prägten bis vor wenigen Jahren vertikal und horizontal integrierte Unternehmen mit sorgsam abgeschotteten Gebietsmonopolen das Bild, treten heute unanhängige Erzeugungsfirmen auf den Plan, die ihre Ware – Strom – auf dem Großhandelsmarkt an den meistbietenden Käufer zu verkaufen suchen. Auf der anderen Seite ist heute eine Welle der Reorganisation bei den existierenden Unternehmen zu beobachten, welche die zum Teil starke regionale Zersplitterung der Unternehmen verringert, die zu großen Teilen Gesetzen aus den dreißiger Jahren zu verdanken ist (vgl. z.B. Studness 1993; Navarro 1996: 121).

In den Vereinigten Staaten herrscht weitgehender Konsens, daß diese Entwicklung hin zu wettbewerblichen Organisationformen kaum aufzuhalten ist. Dissens herrscht über das „wie“ und das „wann“. Die in diesem Beitrag untersuchte Politik auf der Ebene des Bundes hat bisher den Weg des langsamen Fortschreitens und Begleitens dieser Entwicklung gewählt, wobei die von der Legislative eingeschlagenen Schritte als eher vorsichtig einzuschätzen sind, obwohl sie die Prozesse – wohl weitgehend unbeabsichtigt – unter dem Banner der Förderung regenerativer Energien durch den Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) von 1978 angestoßen hat. Der 1992er Energy Policy Act war dann die – vorläufige – Konsequenz der durch den PURPA geweckten Geister der Wettbewerbs. Vorangegangen war eine zunehmende – gesetzlich nicht explizit vorgesehene – Aktivität der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) auf dem Gebiet der Mißbrauchsaufsicht mit dem Ziel der Etablierung neuer Netzzugangsrechte für unabhängige Stromerzeuger.

Die Einführung von Wettbewerb in der Stromwirtschaft ist mit einer fundamentalen Änderung der Rahmenbedingungen für die etablierten Unter-

nehmen verbunden. Die bisherigen Gebietsmonopolisten stellen fest, daß viele ihrer im Schutz der Regulierung erstellten Anlagen nicht wettbewerbsfähig sind; einer der am häufigsten gebrauchten Begriffe in der Umstrukturierungsdiskussion ist daher der der „Stranded costs“. Unter diesen Kosten sind versunkene Kosten zu verstehen, die nicht über den Markt gedeckt werden können. Die Diskussion über die Frage, ob diese Kosten von den Nachfragern, einzelnen Nachfragergruppen oder den Anteilseignern der Versorgungsunternehmen zu tragen sind, ist noch nicht abgeschlossen. Von der Beantwortung dieser Frage ist das zeitliche Fortschreiten der Deregulierung abhängig. Die bisherigen Schritte lassen die Schlußfolgerung zu, daß der Gesetzgeber auch deshalb eine allmähliche Einführung von mehr Wettbewerb präferiert, um diese Frage zum einen nicht sofort klären zu müssen und zum anderen auch das Ausmaß der vorliegenden „Stranded Assets“ über die Zeit zu verringern. In abgeschwächter Form gilt dieses Bestreben des allmählichen Übergangs zwar auch für die FERC als Vertreter der Exekutive. Die Bundesregulierungsbehörde hat allerdings mit ihrer NOPR erste Schritte zur aktiven Re-Regulierung eingeleitet.

Die derzeitigen Reformbemühungen in den Vereinigten Staaten sind auf Bundesebene durch die Umsetzung eines Common Carrier-Modells im Bereich der Stromübertragung charakterisiert. Die Eigentümer der Netzinfrastruktur sollen also ihre Anlagen für die Nutzung durch Dritte – unabhängige und gebietsfremde Erzeuger – öffnen. Da diese Anlagen Charakteristiken eines natürlichen Monopols aufweisen, wird der FERC in den Vereinigten Staaten eine wichtige Rolle bei der Etablierung dieses Netzzugangs zugeschrieben. Die Effizienzgewinne, die aus einem Wettbewerb in der Stromerzeugung erwartet werden können, sind nur dadurch zu realisieren, daß die potentiellen und aktuellen Stromerzeuger Zugang zu den Nachfragern haben. Nach dem Federal Power Act von 1935 ist der Bund für die Überwachung des Großhandels mit Strom zwischen Unternehmen zuständig. Daher gibt es auf Bundesebene keine Kompetenzen, den Wettbewerb auch um Endkunden aktiv zu etablieren. Dies bleibt bei vorherrschender Rechtsauffassung in den Vereinigten Staaten den Bundesstaaten überlassen. Die in diesem Beitrag behandelten Reformbestrebungen auf Bundesebene zielen also direkt nur

darauf ab, den Handel zwischen Elektrizitätsunternehmen zu intensivieren, den Großhandelsmarkt effektiver auszugestalten. Es wird allgemein davon ausgegangen, daß die Inhaber der Netzinfrastruktur in der Lage und offenbar auch willens sind, ihre Stellung im Übertragungsbereich zur Abschöpfung von Monopolrenten zu nutzen. Dieses Verhalten begründet die aktive regulatorische Rolle der FERC bei der Öffnung der Übertragungsnetze. Das endgültige Bild der Stromversorgung in den Vereinigten Staaten nach den laufenden Restrukturierungen wird sich aber erst im Zusammenspiel zwischen der FERC und den einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen ergeben. Es ist zu erwarten, daß auch die Endkunden zukünftig eine größere Wahlfreiheit im Bereich des Strombezugsmöglichkeiten erhalten. Dabei dürfte das Tempo der Reformen in den einzelnen Bundesstaaten stark unterschiedlich sein. Die Entwicklung hin zu mehr Wettbewerb und weniger direktem Eingriff der öffentlichen Hand insbesondere im Bereich der Stromerzeugung ist aber vorgezeichnet.

Literaturverzeichnis

- Baldick, R., und E. Kahn (1993). Network Costs and the Regulation of Wholesale Competition in Electric Power. *Journal of Regulatory Economics* 5: 367–384.
- Badger, W.A. (1992). Prudence Reviews: New Approaches are Needed. *Public Utilities Fortnightly* 15. Juli: 22–26.
- Berry, W.B. (1983). The Deregulated Electric Utility Industry. In J. Plummer, T. Ferrar und W. Hughes, *Electric Power: Strategic Issues*. Arlington, Virginia.
- Bolle, F. (1990). *Wettbewerb und Kooperation in der Elektrizitätswirtschaft: neuere Entwicklungen in den USA*. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts 39. München.
- Breyer, S.G., und P.M. MacAvoy (1974). *Energy Regulation by the Federal Power Commission*. Washington, D.C.
- Bushnell, J.B., und S.S. Oren (1994). Bidder Cost Revelation in Electric Power Auctions. *Journal of Regulatory Economics* 6: 5–26.
- CPUC (California Public Utilities Commission) (1994). Order Instituting Rulemaking on the Commission's Proposed Policies Governing Restructuring California's Electric Services Industry and Reforming Regulation. April 20. R.94-04-031.
- (1995). Electric Restructuring Decision. D.95-12-063 (December 20, 1995) as modified by D.96-01-009 (January 10, 1996).
- Cross, P.S. (1992). Cogeneration: Growing Risk in a Complex Market. *Public Utilities Fortnightly* 1. Dezember: 39–42.
- 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.

- DOE (Department of Energy of the United States) (1982). *Public Utility Commission Manual for Section 210 of PURPA for Rhode Island*. DOE/RA/04934-T5.
- Dukert, J.M. (1980). *A Short Energy History of the United States and some Thoughts about the Future*. Decisionmakers Bookshelf 7. Edison Electric Institut, Washington, D.C.
- 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.
- (1995). *Electric Power Annual 1994. Vol I. und II*. DOE/EIA-0348(94/1) und DOE/EIA-0348(94/2). Washington, D.C.
- (1996). *Electric Power Monthly*. DOE/EIA-0226(96/03). Washington, D.C.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1994). *Alternative Power Pooling Institutions Under the Federal Power Act*. Notice of Inquiry, Docket RM94-20-000.
- (1995). *Notice of Proposed Rulemaking and Supplemental Notice of Proposed Rulemaking*. March 29. Dockets RM95-8-000. (Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities. RM94-7-001).
- FPC (Federal Power Commission) (1964). *National Power Survey 1964*. Washington, D.C.
- (1971). *National Power Survey 1970*. Part I–Part IV. Washington, D.C.
- Gegax, D., und K. Nowotny (1993). Competition and the Electric Utility Industry: An Evaluation. *Yale Journal on Regulation* 10: 63–87.
- Gordon, R.L. (1992). The Public Utility Holding Company Act: The Easy Step in Electric Utility Regulatory Reform. *Regulation* 15 (Winter): 58–65.

- Greenberger, L.S. (1991). The PUHCA: Busting the Trusts. *Public Utilities Fortnightly* 15. März: 19–23.
- (1992). The Lion that Purred. *Public Utilities Fortnightly* 15. Juli: 27–31.
- Heimann, F.F. (1991). The Electric Policy Study. In R.O. Zerke und V.P. Goldberg (Hrsg.), *Research in Law and Economics*. 13, Washington, D.C.
- Hempling, S. (1991). Confusing „Competitors“ with „Competition“. *Public Utilities Fortnightly* 15. März: 30–32.
- Herriot, S.R. (1989). A Long-Run Cost Allocation Problem in the Political Economy of Electric Utility Power Pools. *Journal of Regulatory Economics* 1: 69–86.
- Jordan, D.D. (1991). The Hidden Threat. *Public Utilities Fortnightly* 15. März: 27–29.
- Joskow, P.L. (1987). Productivity Growth and Technical Change in the Generation of Electricity. *Energy Journal* 8 (1): 17–38.
- (1991). The Evolution of an Independent Power Sector and Competitive Procurement of New Generating Capacity. In R.O. Zerke und V.P. Goldberg (Hrsg.), *Research in Law and Economics*. 13, Washington, D.C.
- (1992). Expanding Competitive Opportunities in Electricity Generation. *Regulation* 15 (Winter): 25–37.
- (1996). Does Stranded Cost Recovery Distort Competition? *The Electricity Journal* 9 (3): 31–45.
- Joskow, P.L., 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. (1995). Privatization and Deregulation in the U.S. Electric Power Sector. In: R.S. Harris, S. Morrison und E. Kahn . *International Comparison of Privatisation and Deregulation – The Case in the United States*. Discussion Paper 61. Economic Research Institute, Tokio.
- Kolbe, A.L., und W.B. Tye (1992). Who Pays for Prudence Risk? *Public Utilities Fortnightly* 1. August: 13–15.
- 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. (1995). Wide-stände und Spannungen auf dem Weg zum Binnenmarkt für Elektrizität. *Die Weltwirtschaft* (4): 444–470.
- (1996). Wettbewerb im Stromsektor der USA — II: Re-Regulierung der Einzelhandelsebene in Kalifornien, Kieler Arbeitspapiere 738. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Mathis, C. (1995). Vorschläge für eine Neuorientierung der Elektrizitätswirtschaft in Frankreich. Der „Rapport Mandil“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 45 (1/2): 54–58.
- 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.
- Milgrom, P., und J. Roberts (1992). *Economics, Organization and Management*. Englewood Cliffs, NJ.
- 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) (1985). *New Electric Power Technologies*. OTA Report. Washington, D.C.
- Patterson, M.G. (1996). What is Energy Efficiency? Concepts, Indicators and Methodological Issues. *Energy Policy* 24 (5): 377–390.

- 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. In R.O. Zerke und V.P. Goldberg (Hrsg.), *Research in Law and Economics*. 13, Washington, D.C.
- (1995). Antitrust Policy in the New Electricity Industry. Draft. Mimeo.
- Primeaux Jr., W.J. (1975). A Reexamination of the Monopoly Market Structure for Electric Utilities. In A. Phillips (Hrsg.): *Promoting Competition in Regulated Markets*. Washington, D.C.
- (1985). Total Deregulation of Electric Utilities: A Viable Policy Choice. In R.W. Poole, *Unnatural Monopolies: The Case for Deregulating Public Utilities*. Lexington.
- (1986). *Direct Electric Utility Competition. The Natural Monopoly Myth*. New York.
- Schulz, W. (1988). Die Regulierung der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit in den USA. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (1): 11–32.
- Sherman, R. (1989). Efficiency Aspects of Diversification by Public Utilities. In M.A. Crew (Hrsg.). *Deregulation and Diversification of Utilities*. Boston, Mass.
- Smith, V.L. (1996). Regulatory Reform in the Electric Power Industry. *Regulation* (1): 33–46.
- Spulber, D.F. (1989). *Regulation and Markets*. Cambridge, Mass.
- Studness, C.M. (1992). Energy Policy and the Electrics. *Public Utilities Fortnightly* 15. November: 39–41.
- Troxel, E. (1947). *Economics of Public Utilities*. New York.
- Tschirrhart, J. (1991). Entry into the Electric Power Industry. *Journal of Regulatory Economics* 3: 27–43.

USC (United States Code) (Gesetzbuch der Vereinigten Staaten) 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.

Wellford, W.H., und P.J. Elston (1991). Why PUHCA Reform is likely in the 102nd Congress. *Public Utilities Fortnightly* 15. März: 24–26.