

- Molle, W. (1990). Will the Completion of the Internal Market lead to Regional Divergence? In: H. Siebert (Hrsg.), *The Completion of the Internal Market*. Symposium 1989. Tübingen. 174-196.
- Molle, W., und S. Boeckhout (1995). Economic Disparity under Conditions of Integration - A Long Term View of the European Case. *Papers in Regional Science* 74 (2): 105-123.
- Mundell, R.A. (1961). A Theory of Optimum Currency Areas. *American Economic Review* 51 (4): 657-665.
- Neven, D., und C. Gouyette (1995). Regional Convergence in the European Community. *Journal of Common Market Studies* 33 (1): 47-66.
- Paci, R. (1997). More Similar and Less Equal. Economic Growth in the European Regions. *Weltwirtschaftliches Archiv* 133 (4): 609-634.
- Quah, D. T. (1993). Galton's Fallacy and Tests of the Convergence Hypothesis. *The Scandinavian Journal of Economics* 95 (4): 427-443.
- Quah, D. T. (1996). Regional Conversion Clusters across Europe. *European Economic Review* 40 (3-5): 951-958.
- Spahn, P.B. (1992). The Case for EMU: A European View. *Konjunkturpolitik* 38 (5/6): 291-315.
- Thomas, I. P. (1995). Konvergenz und Divergenz in der europäischen Union. Theoretischer Überblick, empirische Evidenz und wirtschaftspolitische Implikationen. *Kieler Arbeitspapiere* 682. Kiel.
- Viñals, J., und J.F. Jimeno (1996). Monetary Union and European Unemployment. Banco de España (Hrsg.), *Documento de Trabajo No. 9624*.
- Walz, U. (1997). Dynamic Effects of Economic Integration: A Survey. *Open Economies Review* 8 (3): 309-326.

## DEREGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT AUS REGIONALÖKONOMISCHER SICHT

Markus Ksoll, Potsdam

### Kurzfassung

Die wettbewerbliche Gestaltung der Märkte für elektrischen Strom erfordert im Zuge einer vertikalen Trennung der Funktionsebenen die Schaffung eines neuen Ordnungsrahmens für die Netzinfrastruktur. Die Marktergebnisse hängen von der strukturellen Organisation (Strukturregulierung) sowie von den Nutzungsentgelten der Netze (Preisregulierung) entscheidend ab. Die vorliegende Arbeit liefert einen Überblick über die Deregulierungsdebatte mit besonderem Augenmerk auf die deutsche Situation und stellt den Bezug zu regionalökonomischen Fragestellungen her. Interessant sind hier besonders die Abkehr von räumlich einheitlichen Tarifen und die Effekte entfernungsabhängiger Durchleitungsgebühren sowie vertikaler Verflechtung auf Preise, Wohlfahrt und ökonomische Raumstruktur. In einem mikroökonomischen Modell mehrstufiger Märkte wird die Vermutung, ein vertikal integrierter Netzmonopolist würde die Durchleitungsentgelte derart gestalten, daß das Gebietmonopol über seinen Netzbereich Bestand hat (vertical foreclosure), widerlegt.

### Gliederung

1. Einleitung
2. Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft
  - 2.1 Ökonomische Besonderheiten der Elektrizitätsversorgung
  - 2.2 Traditioneller Ordnungsrahmen und Marktstruktur
3. Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft
  - 3.1 Die Deregulierungsdebatte
  - 3.2 Stand der Deregulierung in Deutschland
4. Raumwirtschaftliche Aspekte
5. Anwendung eines Modells mehrstufiger Märkte
  - 5.1 Modellstruktur
  - 5.2 Common Carrier vs. Third Party Access
6. Schlußbemerkungen

### Literatur

## 1. EINLEITUNG

Mit dem Hinweis auf ihre ökonomischen Besonderheiten erfolgt die Elektrizitätsversorgung traditionell in Form staatlicher und/oder regulierter Monopole. Inzwischen besteht jedoch Einigkeit, daß sich lediglich der Netzbereich als natürliches Monopol charakterisieren läßt (z. B. Demsetz (1968); Deregulierungskommission (1991)). So gibt es weltweit Bemühungen, die Elektrizitätswirtschaft neu zu organisieren. Grundsätzlich wird auf eine vertikale Trennung der drei Funktionsebenen, Stromerzeugung, Transmission und lokale Verteilung, hingewirkt. Unter dem Schlagwort der Deregulierung wird versucht, Produktion und Handel mit elektrischem Strom kompetitiv zu gestalten. Für die weiterhin monopolistisch organisierten Stromübertragungs- und Verteilungsnetze dagegen bedarf es der Schaffung eines neuen institutionellen Rahmens, um dem Mißbrauch der monopolistischen Stellung vorzubeugen.

Der Wettbewerb auf den vor- bzw. nachgelagerten Marktstufen hängt von den Regeln der Netzbereiche entscheidend ab. Damit ist die Handhabung der Elektrizitätsnetze Knackpunkt der Reformen. Wesentlich ist hierbei zum einen die strukturelle Ordnung und zum anderen die Preisbildung für die Nutzung der Netze. Dementsprechend ist in der ordnungspolitischen Debatte zu unterscheiden zwischen Strukturregulierung und Preisregulierung.

Ihren konkreten Niederschlag findet die Umgestaltung des Ordnungsrahmens der deutschen Elektrizitätswirtschaft in der Energierechtsnovelle<sup>1</sup>. Sie hebt das bislang festgeschriebene System geschlossener Versorgungsgebiete mit einheitlichen Tarifen auf und sieht vor, daß sich letztlich jeder Verbraucher einen Stromlieferanten aussuchen kann. Sie fordert eine Entbündelung der Funktionen, jedoch keine komplette vertikale Desintegration der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU). Die Netze müssen gegen Entgelt auch Dritten zur Verfügung gestellt werden. Hinsichtlich der Bestimmung der Entgelte bleibt die Energierechtsnovelle weitgehend unbestimmt. Um diese Lücke zu schließen, wurde in der sog. Verbändevereinbarung ein grundsätzliches Verfahren zur Entgeltfindung für die deutschen Stromnetze erarbeitet (BDI/VIK/VDEW (1998)). Das Verfahren legt Tarife mit entfernungs- und leistungsabhängigen Komponenten fest.

Kritik an der Energierechtsnovelle bezieht sich, neben der Auseinandersetzung um neue Einspeisekonditionen für regenerative Energien, speziell auf die resultierenden

<sup>1</sup> Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1989.

Netzzugangs- und -durchleitungsbedingungen<sup>2</sup>. Es wird vermutet, der Besitzer des Netzes habe bei Fortbestehen vertikaler Integration den Anreiz, Wettbewerber beim Zugang zum Netz gegenüber seinen eigenen Stromlieferungen zu diskriminieren bzw. in seinem Netzbereich vom Strommarkt völlig auszuschließen (vertical foreclosure). Des weiteren sei die in der Verbändevereinbarung vorgesehene Art der Preisfindung, v.a. entfernungsabhängige Komponente, wettbewerbshindernd und ein rein leistungsabhängiger Briefmarkentarif vorzuziehen (Klafka/Hinz (1997)).

In dieser Debatte spielen somit Fragestellungen mit regionalökonomischem Bezug eine zentrale Rolle. Einerseits haben die Ausgestaltungsvarianten der Regeln für die Transportinfrastruktur jeweils unterschiedliche räumliche Konsequenzen, andererseits können Methoden und Erkenntnisse der Regionalökonomik Entscheidungshilfen und theoretische Grundlagen bei der Umgestaltung des Ordnungsrahmens liefern. Im vorliegenden Beitrag soll diese regionalökonomische Perspektive herausgestellt und ferner eine modelltheoretische Analyse zur strukturellen Organisation des Netzbereichs ausgeführt werden.

Im folgenden Abschnitt werden zunächst die wesentlichen ökonomischen Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft aufgezeigt. Diese begründen zusammengenommen den Regulierungsbedarf. Der Status Quo der wettbewerblichen Sonderregeln für diesen Sektor wird kurz skizziert, bevor in Abschnitt 3 die Grundzüge der Diskussion um die Deregulierung des Sektors sowie der aktuelle Stand der Deregulierung für die Bundesrepublik dargestellt werden. In Abschnitt 4 werden die raumrelevanten Aspekte der Neugestaltung dieses Wirtschaftsbereichs zusammengetragen. Hier finden sich die für den Regionalforscher interessanten Fragestellungen. Im 5. Abschnitt wird in Anlehnung an Brunekreeft (1997a) die Anwendung eines Modells mehrstufiger Märkte auf die Strukturregulierung der Stromnetze dargestellt. Der Ansatz stellt die zwei in der Debatte vorherrschenden institutionellen Arrangements einander gegenüber. Das abschließende Kapitel faßt die wesentlichen Ergebnisse zusammen und liefert einen Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

<sup>2</sup> Unter Durchleitung wird die Nutzung des Netzes eines fremden EVU zur Belieferung eines Stromkunden im Bereich des betreffenden Netzes verstanden. Zur Unterscheidung zwischen Durchleitung, Transit und Energietausch siehe Perner et al. (1997).

## 2. GRUNDLAGEN DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

Als Einstieg in die Diskussion um die Elektrizitätswirtschaft ist es sinnvoll, sich einige ökonomische Merkmale sowie den traditionellen Ordnungsrahmen des Sektors als Ausgangspunkt der Deregulierung und Restrukturierung vor Augen zu führen. Dazu dient dieser Abschnitt. Bei der Darstellung von rechtlichen Rahmenbedingungen und Marktstruktur beschränkt sich die Arbeit auf die Situation in der Bundesrepublik.

### 2.1 Ökonomische Besonderheiten der Elektrizitätsversorgung

Die Elektrizitätsversorgung zählt in modernen Industrie- und Dienstleistungsgesellschaften zu den volkswirtschaftlichen Schlüsselsektoren. Der Energieträger Strom läßt sich als Input in den meisten industriellen Produktionsprozessen nur durch hohen Aufwand ersetzen und ist sowohl für die kommerzielle Nutzung als auch für den Konsum -insbesondere technisch hochwertiger Güter- unerlässlich.

Folgende drei Marktstufen bzw. Funktionsebenen der Elektrizitätsversorgung werden unterschieden (z. B. Pfaffenberger (1993), S. 26-33):

- Stromerzeugung,
- Fortleitung im Höchst- (380 kV, 220 kV) und Hochspannungsnetz (110 kV) und
- lokale Verteilung an Endverbraucher auf niedriger Spannungsebene (< 110 kV).

Diesen zentralen Marktstufen sind mehrere Teilfunktionen zuzuordnen, wie die Systemsteuerung, eine Reihe von Netzdienstleistungen<sup>3</sup>, die Messung/Abrechnung und der Verkauf (Perner et al. (1997); S. 26). Aufgrund der Leitungsgebundenheit der Transportwege werden Transmissions- und Verteilungsnetz auch als *essential facility* des Sektors bezeichnet (Economides (1996), S. 23). Das Gut elektrischer Strom und die Gesamtheit der Leistungen des Netzbereichs lassen sich als perfekte Komplemente auffassen. Im folgenden soll zwischen der Produktion einerseits und den Transportfunktionen, Transmission und Verteilung, andererseits unterschieden werden.

Der Elektrizitätsleiter dient als Kanal zur Signalübermittlung der Nachfrage. Die Preiselastizität der Nachfrage ist aufgrund eingeschränkter Substitutionsmöglichkei-

<sup>3</sup> z. B. Frequenz- und Spannungshaltung, Netzführung und Umspannung.

ten des Energieträgers Strom niedrig. Die Nachfrage ist gekennzeichnet durch ausgeprägte Nachfrageschwankungen im Tagesrhythmus wie auch saisonal.

Das Produkt elektrischer Strom zeichnet sich durch nicht vorhandene bzw. durch hohen wirtschaftlichen Aufwand gekennzeichnete Lagerfähigkeit aus. Deshalb müssen Konsum und Erzeugung zeitlich synchron erfolgen, und die Kapazitäten sind an den Nachfragespitzen zu orientieren. Zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung hat der Kraftwerkspark neben der Deckung von Grund- und Mittellast auch die Vorhaltung von Reservekapazitäten und Schnellstartpotential zu erfüllen. Die notwendige Diversifizierung der Erzeugungseinheiten resultiert in (treppenhafte) steigenden Grenzkosten und einem U-förmigen Verlauf der Durchschnittskosten<sup>4</sup>.

Es herrscht ein hohes Maß an Produkthomogenität. Elektrische Energie läßt sich allenfalls differenzieren nach Art der Erzeugung sowie Zuverlässigkeit und Stabilität (Frequenzhaltung) der Versorgung. Letztere Merkmale werden auch mit dem Begriff der Stromqualität zusammengefaßt.

Der gesamte Sektor ist gekennzeichnet durch eine deutliche Dominanz der Fixkosten gegenüber den variablen Kosten und daraus resultierende Skalenvorteile. Dieses Merkmal trifft insbesondere auf den Netzbereich zu. Die Marktstufen Transmission und Verteilung weisen typische Eigenschaften von Netzindustrien auf<sup>5</sup>:

- hohe versunkene Kosten, d.h. Kosten, die durch die Einstellung der Versorgungsaktivität nicht rückgängig gemacht werden können und als Markteintrittsschranke wirken<sup>6</sup>,
- technische Unteilbarkeiten,
- langfristige Kapitalbindung bedingt durch lange Investitionsvorlaufs- und Nutzungszeiten,
- Subadditivität der Kostenfunktionen, d. h. die Kosten zur Bereitstellung einer bestimmten Menge nehmen zu, wenn mehr als ein Unternehmen diese Menge bereitstellt (Fees (1997), S. 349-356). Gründe hierfür sind, neben den genannten

<sup>4</sup> Zu solchen Kostenverläufen siehe etwa Baumol et al. (1982), Kap. 2; Tirole (1988), S. 19-21.

<sup>5</sup> N.B.: Netzwerkexternalitäten, die bei der Analyse speziell von Telekommunikationsnetzen häufig im Vordergrund stehen (Economides (1996)), sind hier von nachrangiger Bedeutung, da der Nutzen des einzelnen Stromkunden nicht mit der Zahl der Netzanschlüsse weiterer Kunden zunimmt. Eine größere Anzahl angeschlossener Erzeugungseinheiten und eine stärkere Vermaschung des Netzes hingegen erhöht die Versorgungssicherheit.

<sup>6</sup> Damit liegt auch nahezu keine contestability vor (Brunekreef (1997a), S. 226).

economies of scale, ausgeprägte Bündelungs- und Vernetzungsvorteile (Blankart/Knieps (1991)).

Aus diesen Eigenschaften leitet sich die Charakterisierung der Elektrizitätswirtschaft als natürlicher Monopolbereich ab. Marktliche Prozesse würden dazu führen, das langfristig nur ein Anbieter bestehen bleibt.

## 2.2 Traditioneller Ordnungsrahmen und Marktstruktur

Mit der großen volkswirtschaftlichen Bedeutung der Elektrizitätsversorgung und dem Vorliegen eines natürlichen Monopols wird die institutionelle Regulierung des Sektors begründet. Die typischen Kriterien der normativen Theorie der Regulierung scheinen für die Elektrizitätswirtschaft relevant. Die staatliche Obhut soll das Ausnutzen monopolistischer Marktmacht (overpricing, undersupply, Monopolgewinne) verhindern und die erforderliche Stabilität und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung gewährleisten. Im Prinzip bieten sich zwei Alternativen, die staatliche Bereitstellung und die in Deutschland praktizierte Versorgung durch staatlich regulierte private Monopole.

### Traditioneller Ordnungsrahmen in der Bundesrepublik<sup>7</sup>

Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz nennt in seiner Präambel die primären Ziele flächendeckende Versorgung und Versorgungssicherheit sowie preiswerte Versorgung und stellt die deutsche Energiewirtschaft (Elektrizitäts- und Gasversorgung) unter staatliche Aufsicht. Es schreibt die allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht fest. Das Gesetz regelt die jeweils von Landesbehörden durchzuführende Fachaufsicht, d.h. die Investitionskontrolle, die Zulassungskontrolle sowie die sog. Abmeierung<sup>8</sup>. Des Weiteren schreibt es die Tarifaufsicht über vertikal integrierte EVU vor.

Die Preisregulierung ist in der Bundestarifordnung Elektrizität spezifiziert. Sie legt folgende Grundsätze fest:

- Geltung eines „allgemeinen Tarifs“ innerhalb eines bestimmten Gebiets, d. h. einheitlicher Strompreise im Raum (uniform delivered pricing, UDP),
- Orientierung an den Durchschnittskosten,
- Ausrichtung auf eine rationelle und sparsame Verwendung von Elektrizität.

<sup>7</sup> Vgl. hierzu etwa Pfaffenberger (1993), Kap. 3; Perner et al. (1997), S. 5-10.

<sup>8</sup> Darunter ist die Betriebunteragung bei mangelnder Erfüllung der Versorgungsaufgaben zu verstehen.

Die Stellung der Elektrizitätswirtschaft als wettbewerbspolitischer Ausnahmebereich ist im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen verankert. Dieses stellt den Wirtschaftszweig von den allgemeinen Vorschriften des Gesetzes teilweise frei. Es gestattet den EVU Verträge abzuschließen, die gegen das Kartellverbot und das Preisbindungsverbot verstoßen, ferner darf die Mißbrauchsaufsicht über Ausschließlichkeitsbindungen nicht angewendet werden. Damit gestattet das Gesetz

- Konzessionsverträge bezüglich der Nutzung des kommunalen Verkehrsraumes zur Verlegung von Versorgungsleitungen und
- Demarkationsverträge zur räumlichen Aufteilung des Marktes zwischen Verbundunternehmen.

Auf letzteren basiert der traditionelle Gebietsschutz, d. h. das System voneinander abgeschotteter Gebietsmonopole, welches bislang Marktzutritt verhindert.

### Marktstruktur in der Bundesrepublik

Entsprechend den übernommenen Funktionen werden in der deutschen Stromwirtschaft drei Gruppen von Unternehmen unterschieden (Perner et al. (1997), S. 32-34):

- 9 Verbundunternehmen, die jeweils über die Funktionen Erzeugung, Systemsteuerung, Transport, Netzdienstleistungen, Verteilung (teilweise über Tochterunternehmen) und Verkauf integriert sind, zusammen über 80% der Stromabgabe erbringen und in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet über das Transportmonopol verfügen.
- 63 Regionalunternehmen erfüllen Funktionen als Verteiler/Endversorger sowie Weiterverteiler an kommunale Unternehmen und betätigen sich zu einem geringen Teil auch in der Stromerzeugung.
- 710 kommunale Unternehmen sind vornehmlich in Stromverteilung und Verkauf tätig. Ihre Aktivitäten sind auf die Gemeindeebene beschränkt.

## 3. DEREGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG

Dieser Abschnitt erläutert zunächst die Reformbestrebungen und skizziert die alternativen Lösungen für die (Re-) Regulierung des Bereichs der Netze. Die Ausführungen beziehen sich hierbei in erster Linie auf die Fortleitung, sind jedoch mit Einschränkungen auch auf die Verteilung anwendbar. Anschließend werden die Grundzüge des neuen deutschen Energierechts inklusive der daraus resultierenden Lösungen für den Stromtransport beschrieben.

### 3.1 Die Deregulierungsdebatte

Die Beurteilung des traditionellen Ordnungsregimes kommt im Hinblick auf die genannten Ziele zu gegenläufigen Ergebnissen. Das Primärziel der Versorgungssicherheit wird erfüllt, Energieangebot und Netzkapazitäten sind ausreichend, Versorgungsengpässe nahezu unbekannt. Dem Ziel der preiswerten Versorgung hingegen wird bislang scheinbar nur ungenügend entsprochen<sup>9</sup>. Zur Begründung wird auf die Monopolstellung der Versorger verwiesen (Joskow/Schmalensee(1983); Deregulierungskommission (1991)), insbesondere auf die damit einhergehenden geringen Anreize zur (kurzfristigen) Kostenminimierung, geringen Innovationsdruck sowie die Schaffung unnötiger Überschußkapazitäten<sup>10</sup>, Abschreibungen und Rückstellungen. Aus dieser Unzufriedenheit erwächst die Forderung nach Einführung von Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft.

Die Einsicht, daß jene o.g. Eigenschaften, die die Charakterisierung als natürliches Monopol und damit die wettbewerbliche Sonderstellung rechtfertigen, speziell auf die Netze zutreffen, verlangt eine differenziertere Behandlung des Sektors. Skalenvorteile in der Erzeugung sind ökonomischen Studien zufolge schon bei kleinen bis mittleren Firmengrößen ausgeschöpft (Christensen/Greene (1976); Huettner/Landon (1978)). Ferner gilt das Argument, in einem wettbewerblichen Umfeld sei die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet, als widerlegt (Brunekreeft (1997b), S. 33-34). Unter der Annahme, daß die möglichen Effizienzgewinne die economies of scope zwischen den Marktstufen überwiegen, ist eine vertikale Trennung der Marktstufen sinnvoll (Doyle/Maher (1992), S. 64): Die wettbewerbliche Gestaltung der Stromerzeugung bei Fortbestand eines regulierten Transport- und Verteilungsmonopols. Ziel der Reformen ist die freie Wahl des Stromlieferanten (Erzeugers) durch den Verbraucher, mit Strom als handelbarer Ware. Die Marktstellung der Wettbewerber und die Marktergebnisse im Hinblick auf Preise und Wohlfahrt sind jedoch von den Bedingungen der Transmissions- und Verteilungsnetze abhängig. Struktur- und Preisregulierung der Netzbereiche sind somit ausschlaggebend für den Erfolg der Reformen.

#### Strukturregulierung

Die Vorschläge zur strukturellen Organisation umfassen die Ordnungsvarianten

- Third Party Acces,

<sup>9</sup> So liegen die Industriestrompreise in Deutschland rd. 26% über dem europ. Durchschnitt und 70% über vergleichbaren Preisen in Schweden. Erwartet werden Preissenkungen um bis zu 30% (Eickhof (1998), S. 19-20).

<sup>10</sup> Dieser Vorwurf geht zurück auf Averch/Johnson (1962).

- Common Carrier und
- Bypass.

Beim *Third Party Access* (TPA) bleibt die vertikale Integration der Verbundunternehmen bestehen. Der Netzbetreiber ist grundsätzlich verpflichtet, Wettbewerbern Netzzugang zu nicht diskriminierenden Preisen zu gewähren. Kernproblem beim TPA ist, daß die ehemaligen Gebietsmonopolisten als Erzeuger in den Wettbewerb mit anderen Anbietern treten, jedoch über das Netz in ihrem angestammten Versorgungsgebiet verfügen. Eine Gleichbehandlung von Eigen- und Drittnutzung ist nicht sichergestellt. Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, unter Berufung auf Kapazitätsgengpässe den Zugang im Einzelfall zu verweigern und folglich selbst erzeugten Strom vorrangig zu behandeln. Ferner stellen, trotz Entbündelung, bei der internen Abrechnung implizite Nutzungsentgelte für das integrierte EVU lediglich Verrechnungspreise dar, die vom expliziten Preissystem abweichen können.

Mit der Schaffung eines *Common Carriers* (CC) erhält eine zentrale Netzgesellschaft das Transportmonopol über den gesamten Wirtschaftsraum. Diese kann ein monopolistisches Staatsunternehmen sein, aber auch in den Händen einer Gemeinschaft der Nutzer liegen. Erzeugung und Netz werden in jeder Hinsicht entflochten. Ein solches Unternehmen, das keine anderen Interessen als die des Transportes hat, soll die Nichtdiskriminierung zwischen Durchleitungsbegehrenden gewährleisten. Das CC-Modell würde jedoch die Enteignung der bisherigen Eigentümer bedeuten.

Beim *Bypass* wird es jedem potentiellen Transporteur ermöglicht, parallelen Leitungsbau durchzuführen (Bolle/Schmelzer (1995), S. 17-18). Die Zulässigkeit parallelen Leitungsbaus ist grundsätzlich mit dem System des TPA kompatibel und macht in dieser Kombination auch Sinn. Wesentlicher Aspekt ist hier die potentielle Konkurrenz im Sinne der von Baumol et al. (1982) ausformulierten Theorie der bestreitbaren Märkte. Die Umsetzung ist allerdings aufgrund der genannten ökonomischen Eigenschaften der Netze sowie der Hindernisse bei der Zuteilung von Wegerechten nur in Einzelfällen denkbar<sup>11</sup>.

#### Preisregulierung

Neben der Festlegung auf eine Variante zur Strukturregulierung besteht die Notwendigkeit einer angemessenen Form der Preisbildung im Netz. In jüngerer Zeit gibt es

<sup>11</sup> Bolle/Schmelzer (1995), S. 18, weisen darauf hin, daß die Bypass-Variante das Problem des Rosinensuchens in sich birgt, wobei von neu Eintretenden Transporteuren lediglich besonders profitable Nachfrager bedient werden.

eine Reihe von theoretischen Arbeiten die auf den mehrstufigen Charakter der Märkte abstellen und die Ermittlung optimaler Preise für Transporte in Netzen zum Ziel haben (z. B. Armstrong et al. (1996); Economides (1996); Laffont/Tirole (1994)). Die verwendeten Modelle beziehen sich jedoch weitgehend auf den Telekommunikationssektor, indem sie auf Netzwerkexternalitäten abstellen bzw. Substitutionsbeziehungen zwischen den Gütern der kompetitiven und der monopolistischen Marktstufe zulassen<sup>12</sup>. Die vorliegenden Konzepte zur Entgeltfindung in Stromnetzen lassen sich unterscheiden nach

- verhandelt vs. geregelt,
- markt- vs. kostenorientiert,
- entfernungsabhängig vs. -unabhängig.

In einem System *verhandelten Netzzugangs* werden Entgelte, Mengen und Kapazitäten<sup>13</sup> zwischen Durchleitungsbegehrenden und Netzbetreibern individuell ausgehandelt. Bei *geregelten* Tarifen hingegen wird ein allgemeines, veröffentlichtes Entgeltsystem im voraus bestimmt, entweder institutionell oder in einer Abmachung zwischen den beteiligten Parteien. Gegenstand bilateraler Verhandlungen sind hier lediglich die Transportmengen- und Kapazitäten.

Die Mehrzahl der Vorschläge zu Durchleitungsentgelten verlangt auf unterschiedliche Weise, diese *kostenorientiert* zu bilden. Maßgeblich sind entweder Durchschnittskosten des Netzes (Briefmarkentarife) bzw. einzelner Leitungen (Leitungskostenmethode, Line-by-Line-Methode), Grenzkosten (Nodal Pricing) oder zusätzliche Betriebs- und Investitionskosten bei Variabilität aller Faktoren (langfristige Inkrementalkostenmethode)<sup>14</sup>. Prinzipiell anders ausgerichtet sind *marktorientierte* Preisbildungsmechanismen. Entlang dieser Vorschläge werden Nutzungsrechte für Transportkapazitäten in Auktionen versteigert (Chao/Peck (1996); Bolle/Schmelzer (1995); O'Neill/Stewart (1993)). Es geht also um ein an der Zahlungsbereitschaft orientiertes Rationierungsverfahren. Anstelle von Preisen sind allenfalls die Märkte für knappe Netzkapazitäten zu regulieren. Problematisch bei Auktionen ist die Marktstellung der Netzgesellschaften und die langfristige Schaffung einer adäquaten Netzinfrastruktur, um dem Primärziel der Versorgungssicherheit zu genügen.

<sup>12</sup> z. B. local und long distance telephony bei Laffont/Tirole (1994).

<sup>13</sup> Unter einer Kapazität wird die zeitliche Verteilung der Mengen verstanden.

<sup>14</sup> Die Methoden im einzelnen werden bei Perner et al. (1997), S. 138-162, dargestellt. Zum Nodal Pricing siehe besonders Hogan (1992).

Strittig innerhalb der kostenorientierten Ansätze ist die *Entfernungsabhängigkeit* der Transportpreise in Stromnetzen. Entfernungsabhängige Preise sollen die Nutzer verursachungsgerecht auch an den langfristigen Kosten der Netzerweiterung beteiligen. Der Berechnung der Durchleitungsgebühren muß eine bestimmte Wegstrecke zwischen zwei Punkten im Netz zugrundeliegen. Denkbar sind ein ausgehandelter Strompfad, der ex post ermittelte tatsächliche Strompfad oder die Luftlinie zwischen Ein- und Ausspeisung. Für entfernungsunabhängige Tarife spricht, daß die kurzfristig variable Komponente der Transportkosten gering und es physikalisch ungenau ist, eine bestimmte Entfernung zwischen den marktlichen Vertragspartnern zu unterstellen. Die tatsächlichen Stromflüsse sind nach dem Kirchhoffschen Gesetz nur in aufwendigen Lastflußsimulationen zu bestimmen. Jeder Verbraucher wird unabhängig von seinem vertraglichen Erzeuger immer von der nächstliegenden Einspeisung versorgt (Klafka/Hinz (1997)). Diese Position faßt das Netz auf als einen See mit Zu- und Abflüssen. Zu entlohnen sei anstelle einer Punkt-zu-Punkt-Durchleitung die Partizipation am Netz. Dafür sollen sog. Briefmarkentarife entrichtet werden, die alle Einspeiser und Abnehmer an den gesamten Kosten des Übertragungssystems beteiligen, und zwar rein mengenabhängig. Eine Zuordnung von Einspeisung zu Entnahme ist nicht notwendig. Diese Methodik setzt die Einrichtung eines CC voraus. Eine Variante des Briefmarkentarifs ist die Einteilung in Zonen. Je nach Standort der Einspeisung bzw. Entnahme sind an den langfristigen Netzgrenzkosten ausgerichtete Ein- und Ausspeiseentgelte an die zentrale Netzgesellschaft zu zahlen. Über die Standortabhängigkeit werden indirekt Distanzen berücksichtigt<sup>15</sup>.

### 3.2 Stand der Deregulierung in Deutschland

Die Vorgaben der Reform des deutschen Energierechts liefert die Europäische Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität<sup>16</sup>. Die konkrete Umsetzung in deutsches Recht erfolgt mit der aktuellen Energierechtsnovelle<sup>17</sup>.

Die *Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität* ist im Juli 1997 in Kraft getreten und verlangt die Übertragung in nationales Recht binnen zwei Jahren. Sie deklariert die prinzipiell wettbewerbliche Gestaltung der Stromwirtschaft, stellt jedoch einen Kompromiß zwischen den sehr unterschiedlichen Positionen der einzelnen Mitgliedstaaten dar.

<sup>15</sup> Perner/Riechmann (1998), S. 47-48, stellen das derartige Übertragungspreissystem der National Grid Company von England und Wales dar. Nikkannen/Baentsch (1997) beschreiben die ähnliche Handhabung in Skandinavien, erkennen jedoch nicht die indirekte Berücksichtigung der Entfernung durch diese Tarife.

<sup>16</sup> 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.02.1996.

<sup>17</sup> Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1989.

So läßt sie den Mitgliedstaaten Freiräume gerade bezüglich der Netzzugangsregelung. Die Richtlinie fordert eine Entbündelung, d. h. eine organisatorische Trennung sowie getrennte Rechnungslegung der Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Sie verlangt jedoch keine vollständige vertikale Desintegration der Verbundunternehmen.

Die deutsche *Energierechtsnovelle* ist seit Ende April 1998 wirksam. Sie enthält

- eine Neuregelung der Stromeinspeisung für regenerative Energien,
- eine Änderung des spezifisch energiewirtschaftlich relevanten Kartellrechts und
- ein neues Energiewirtschaftsgesetz.

Hinsichtlich der wettbewerblichen Sonderregeln werden sowohl das System abgeschotteter Gebietsmonopole als auch die Exklusivrechte zum Leitungsbau aufgehoben. Zunächst erhalten kommerzielle Kunden mit einer bestimmten Abnahmemenge (zugelassene Kunden) die Möglichkeit eines Versorgerwechsels. Für Kunden, die beim angestammten Versorger bleiben (Tarifkunden), gelten weiterhin einheitliche Tarife über dessen Versorgungsgebiet. Die Abschaffung der Konzessionsverträge erlaubt den Bau paralleler Direktleitungen (Bypass).

Im neuen Energiewirtschaftsgesetz bleibt die Anschluß- und Versorgungspflicht für Tarifkunden bestehen. Der Zielkatalog wird um die Umweltverträglichkeit erweitert. Die Deregulierung schlägt sich im Wegfall von Fachaufsichten wie z. B. der Investitions- und Zulassungskontrolle nieder. Die Preisaufsicht von Tarifkunden abgenommenen Strom wird fortgeschrieben. Hinsichtlich der Beziehung zwischen Netzbetreibern und -nutzern konstituiert das neue Gesetz ein TPA-System: Es fordert eine Entbündelung gemäß der Binnenmarktrichtlinie, die Eigentumsverhältnisse bleiben unangetastet. Die Netze sind Drittnutzern (fremden Stromerzeugern, Händlern etc.) nichtdiskriminierend zugänglich zu machen. Ausnahmsweise kann unter dem Hinweis auf umweltpolitische Ziele oder auf die Versorgungssicherheit bei Netzenpässen die Durchleitung verweigert werden<sup>18</sup>. Die Beweislast bei der Verweigerung liegt bei den Netzbetreibern, jedoch ohne sofortige Vollziehbarkeit von Öffnungsverfügungen. Die Durchleitungsentlohnung kann individuell vereinbart werden, zu diesbezüglichen Details bleibt die Gesetzesnovelle unbestimmt.

<sup>18</sup> Darüberhinaus wurde dem ostdeutschen Energieversorger VEAG eine Ausnahmeregelung zur Verstromung der ostdeutschen Braunkohle zugewilligt. Die VEAG darf bis zum Jahr 2005 Wettbewerber von ihrem Marktgebiet ausschließen.

Einheitliche Prinzipien zur Ermittlung der Entgelte liefert die *Verbändevereinbarung* zwischen Vertretern der Stromwirtschaft, unabhängiger Erzeuger und der deutschen Industrie (BDI/VIK/VDEW(1998)): Die Preiskalkulation differenziert nach der Spannungsebene. Für jede bestellte Durchleitung zwischen einem Einspeise- und Entnahmepunkt wird ein Durchleitungsfahrplan zugrundegelegt. Für die Transporte ab 100 km Entfernung im Übertragungsnetz erfolgt eine Zweiteilung des Entgelts in

- einen entfernungs- und leistungsabhängigen Anteil (DM/kWh km), zur Deckung der langfristigen Grenzkosten der Entfernungsüberwindung (Leitungsbau) sowie
- einen rein leistungsabhängigen Anteil (DM/kWh) zur Deckung aller anderen Netzkosten (Dennersmann et al. (1997)).

Die Transportentfernung ergibt sich aus der Luftlinie zwischen Einspeisung und Entnahme. Für die Nutzung der Netze der lokalen Verteilung ist allein abnahmeseitig ein Briefmarkentarif (DM/kW a) zur Deckung der Durchschnittskosten des Betreibers zu zahlen. Netzverluste und Anschlußkosten werden gesondert in Rechnung gestellt.

#### 4. RAUMWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE

Die regionalökonomisch interessanten Aspekte der Deregulierung werden nun aufgegriffen. Aus dieser Perspektive soll auf die Kontroverse um die Energierechtsnovelle eingegangen werden.

##### Strompreise als Standortfaktor

Grundsätzlich hat regional unterschiedliche Verfügbarkeit von Energie als Standortfaktor Einfluß auf die ökonomische Raumstruktur. Zur Lage des Fundorts von Primärenergieträgern als Determinante der betrieblichen Standortwahl sei etwa auf die einzelwirtschaftliche Standorttheorie Webers verwiesen (Weber (1922)). Internationale bzw. interregionale Strompreisunterschiede sind Ausdruck dieser differierenden Verfügbarkeit und werden als ein Argument regionaler Wettbewerbsfähigkeit angeführt. Sie haben freilich besonderes Gewicht bezogen auf energieintensive Wirtschaftszweige. Die Standortdebatte ist ein Auslöser der auf niedrigere Strompreise gerichteten Reformen.

##### Räumliche Preisstruktur

Einheitliche Strompreise im Raum sorgen dafür, daß Sekundärenergie überall zu gleichen Konditionen verfügbar ist, und heben so für das betrachtete Gebiet den Einfluß auf die Raumstruktur auf. Die Vorschrift eines allgemeinen Tarifs über festgeschriebene Versorgungsgebiete ist raumordnungspolitisch motiviert (Runkel (1995)).

Es verfolgt die Zielsetzungen der Vermeidung von Disparitäten (Ausgleichsziel) und der flächendeckenden Verorgung aller Teilräume mit Gütern der Daseinsvorsorge (Sicherheitsziel).

Der Ausgleich der Strompreise steht im Widerspruch zum volkswirtschaftlichen Gesichtspunkt der Allokationseffizienz. UDP ist eine spezielle Form der räumlichen Preisdiskriminierung. Tatsächliche Knappheiten spiegeln sich in den Preisen nicht wieder, denn die räumliche Differenzierung der Versorgungskosten wird verdeckt. Diese Kosten steigen

- mit zunehmender Entfernung vom Punkt der Erzeugung bzw. Einspeisung ins Netz aufgrund signifikanter Transportkosten, v. a. Engpasskosten sowie Leitungsverluste (EUS (1996), S. 21-25) in der kurzen Frist<sup>19</sup> und Kosten des Leitungsbaus in der langen Frist, sowie
- mit sinkender Abgabedichte, da verdichtete Räume eine stärkerer Homogenität des Verbraucherverhaltens (Garbacz (1986)), geringere Anschlußkosten und eine geringere durchschnittliche Netzlänge pro Tarifkunde aufweisen. Letztere schwankt z. B. zwischen rd. 9m in Berlin und 50m in einigen Gebieten Niedersachsens (Wagner (1995), S. 6).

Der Ausgleich der Strompreise bedeutet demnach eine Subventionierung strukturschwacher und dünnbesiedelter Regionen durch in relativ verdichteten Teilen des Versorgungsgebiets angesiedelte Verbraucher.

Vor diesem Hintergrund werden einheitliche Strompreise zunehmend in Zweifel gezogen (Bauer (1996), Schäfer (1990))<sup>20</sup>. Die raumwirtschaftlich interessanten Fragestellungen lauten also: Ist eine Abkehr vom UDP in Elektrizitätsversorgung volkswirtschaftlich sinnvoll? Welche Effizienzverluste entstehen der Volkswirtschaft aufgrund des UDP, m.a.W. wie groß ist die regionalpolitische Komponente der Stromtarife? In welchem Umfang sind strukturschwache Gebiete für im Gefolge der Deregulierung entstehende Preisnachteile zu kompensieren? Führt eine Abkehr vom UDP zur Konzentration des Innovations- und Modernisierungsdrucks auf wirtschaftlich attraktive Teile der Versorgungsgebiete?

<sup>19</sup> Engpasskosten bzw. Kosten der Änderung des Lastflusses entstehen wegen einer Abweichung vom optimalen Kraftwerkseinsatzplan, der sog. merit order (Perner/Riechmann (1998), S. 43).

<sup>20</sup> 1997 hat ein bayrischer Regionalversorger erstmals die Aufteilung der Tarifstruktur nach städtischen und ländlichen Gebieten bei der Preisaufsicht durchgesetzt. Andere regionale EVU haben ebenfalls örtlich gestaffelte Preise beantragt

Diese Fragen sind zunächst auf eine Staffelung der Tarifstruktur regional zuständiger Versorger bezogen. Die Einführung von Wettbewerb qua Aufhebung des Gebietschutzes resultiert jedoch zwangsläufig in einer Abkehr vom UDP. Ein Versorgerwechsel kennzeichnet ja gerade das Ausscheren aus der Tarifstruktur. Die konkreten räumlichen Effekte hängen hier von Bepreisung und Organisation des Stromtransports ab. Unter diesem Gesichtspunkt sollen die relevanten Probleme der Struktur- und Preisregulierung aufgegriffen werden.

#### Stromnetze und räumliche Marktmacht

Hinsichtlich der Preisregulierung besteht bei entfernungsunabhängigen Durchleitungsentgelten das bereits im Zusammenhang mit UDP genannte Anreizproblem. Die Nichtberücksichtigung von Distanz würde die Standortbeziehung zwischen Erzeugung und Verbrauch aufheben und die Grundlage für Standortentscheidungen der Marktteilnehmer und für einen adäquaten Netzausbau verzerren (Chao/Peck (1996), S. 27). Entfernungabhängige Durchleitungsgebühren wirken diesem Problem bei Kenntnis der relevanten Netzkosten und Entfernungen grundsätzlich entgegen. Es besteht jedoch ein trade-off zwischen Allokationseffizienz und Wettbewerbsintensität. Der prominenteste Einwand gegen entfernungspezifische Entgelte lautet, daß diese zu einer regionalen Einengung des Wettbewerbs und zum Entstehen räumlicher Oligopole bzw. monopolistischer Bereiche führen (z. B. Perner et al. (1997), S. 81; Eickhof (1998)).

Diese Einsicht ist aus der Raumwirtschaftstheorie hinlänglich bekannt. Die Effekte der Marktmacht, welche aufgrund von Kosten der Distanzüberwindung entsteht, sind Gegenstand der räumlichen Preistheorie. Hobbs und Schuler haben die Wirkungen der Deregulierung des Elektrizitätssektors auf Preise und Wohlfahrt in mehreren Arbeiten mittels räumlicher Oligopolmodelle simuliert. Der Fokus liegt auf der Allokationseffizienz, Produktivitätsveränderungen werden ausgeblendet. Zu differenzieren sind die Ansätze nach der Abbildung von Raum, nämlich als homogenes Kontinuum einerseits (Hobbs/Schuler (1986)) und als Netzwerk, d. h. als ein Muster miteinander durch Leitungen verbundener Knoten, andererseits (Hobbs/Schuler (1985) und Hobbs (1986))<sup>21</sup>. In beiden Varianten kalibrieren die Autoren die Modelle in verschiedenen Szenarien mit Nachfrage- und Kostenmustern aus der Stromwirtschaft des US-Bundesstaates New York, um die Effekte der Deregulierung mit entfernungsabhängigen Transportpreisen dem traditionellen Ordnungsregime gegenüber-

<sup>21</sup> Eine vergleichende Diskussion beider Ansätze bietet Hobbs (1990). Ähnliche Arbeiten gibt es jüngst von Smeers/Wei (1997 a, b).



zustellen. Die ermittelten Marktergebnisse bringen das Herausbilden oligopolistischer Marktmacht zum Ausdruck. Hobbs und Schuler errechnen Preissteigerungen um bis zu 85%. Den Unternehmen gelingt es, einen Teil der Konsumentenrente abzuschöpfen. Die Deregulierung zieht in jedem Fall eine Erhöhung der Unternehmensgewinne nach sich. Das Vorzeichen der Wirkung auf die soziale Wohlfahrt ist nicht eindeutig. Es hängt ab von der Flexibilität der räumlichen Preisstruktur und kann positiv sein, wenn die allokativen Verbesserungen vermöge der Abkehr vom UDP den Effizienzverlust der Herausbildung oligopolistischer Strukturen überwiegt. Die Autoren führen keinen Vergleich mehrerer Preisfindungsverfahren durch, sondern stellen lediglich die Preis- und Wohlfahrtseffekte einer besonders strittigen Komponente, der Entfernungsabhängigkeit, gegenüber dem traditionellen Regime heraus. Außerdem thematisieren die Ansätze nicht die vertikale (Des-) Integration der Marktstufen und lassen somit keine Abwägung zwischen TPA und CC zu.

Die Strukturregulierung des Sektors hat aber ebenfalls Einfluß auf die räumliche Ausprägung der Marktgebiete. Die Schaffung eines CC würde die Nichtdiskriminierung bei Durchleitungsentgelten sicherstellen, die räumliche Gestalt der Märkte hingegen in diesem Ordnungsmodell von der gewählten Preisbildung ab. Das mit der Energierechtsnovelle herbeigeführte System des TPA dagegen enthält Schlupflöcher für eine Ungleichbehandlung Dritter gegenüber den eigenen Stromlieferungen des vertikal integrierten Netzbesitzers. Das System birgt die Gefahr eines strategischen Einsatzes der Netze zur Beibehaltung der monopolistischen Stellung auf dem Strommarkt in sich, also einer Festschreibung räumlicher Monopole ex ante. Hierauf bezieht sich das Modell im folgenden Abschnitt.

## 5. ANWENDUNG EINES MODELLS MEHRSTUFIGER MÄRKTE

In diesem Abschnitt sind folgende Fragestellungen von Interesse. Ist eine institutionelle Trennung von Netz und Erzeugung unter dem Gesichtspunkt allokativer Effizienz notwendig, d. h. ist ein CC dem TPA wohlfahrtstheoretisch überlegen, und sollte folglich dem Netzmonopolisten eine aktive Betätigung auf dem Strommarkt untersagt bzw. gestattet werden? Würde ein unregulierter Netzmonopolist bei vertikaler Integration mit der Erzeugungsebene die Durchleitungsentgelte derart gestalten, daß Wettbewerber auf dem Strommarkt in seinem Netzgebiet vollständig ausgeschlossen werden (vertical foreclosure)?

Diese Überlegungen führen zur umfangreichen Literatur über vertikale Integration<sup>22</sup>. Im Elektrizitätswirtschaftlichen Zusammenhang ist es sinnvoll, den Netzbesitzer als Upstream-Monopolisten und die Erzeuger als Downstream-Unternehmen aufzufassen. Das mag zunächst verwundern, ist aber in der Terminologie vertikaler Märkte angebracht, wenn Stromproduktion und -handel auf den gleichen Akteur fallen. Dieser benötigt Transmission und Verteilung als notwendige Inputfaktoren, ohne die Inanspruchnahme der Netze kann er keinen Strom verkaufen. Diese Betrachtung unterliegt der nachfolgenden formalen Analyse. Das dargestellte Modell stützt sich auf Brunekreeft (1997a). Die Transportkosten hängen in der Formulierung nicht von der Entfernung ab.

### 5.1 Modellstruktur

Folgende Annahmen charakterisieren das Modell:

- (i) Es gibt zwei Marktstufen. Das *Upstream*-Unternehmen ist ein unregulierter Netzmonopolist. Dieser bietet die Nutzung von Transportkapazität an, die mengenabhängig und entfernungsunabhängig zu entlohnen ist. Im Fall des TPA ist der Infrastrukturmonopolist auf beiden Marktstufen tätig, also vertikal integriert. *Downstream* ist die wettbewerblich organisierte Erzeugungsebene.  $n$  Erzeuger mit identischen Kostenfunktionen handeln direkt mit den Konsumenten und benötigen Netzkapazität als Input, um das homogene Gut Strom verkaufen zu können. Sie sind Preisnehmer sowohl auf dem Faktor- als auch auf dem Gütermarkt. Marktzutritt ist ausgeschlossen.
- (ii) Die Unternehmen beider Marktstufen streben nach der Maximierung ihres Gewinns  $\pi_u$  (upstream) bzw.  $\pi_d$  (downstream, unabhängige Erzeuger).
- (iii) Es existieren keine economies of scope zwischen den beiden Marktstufen.
- (iv) Es gibt keine Informationsasymmetrien zwischen den Firmen.
- (v) Die Kosten der Netzbereitschaft  $C_u$  sind eine Funktion des Upstream-Outputs  $Q_u$ :

$$(1) \quad C_u(Q_u) = F_u + MC_u Q_u,$$

mit Fixkosten  $F_u$  und Grenzkosten  $MC_u$  der Netzbereitschaft als exogenen Größen.  $MC_u$  sind über die gesamte Netzkapazität konstant.

- (vi) Die Netznutzung wird in fixer Relation  $\alpha$  zum Stromoutput  $Q_d$  benötigt, so daß  $\alpha Q_d = Q_u$ . Es sei  $\alpha = 1$ . Bei  $n$  Erzeugern und mit  $q_d^m$  als Output der Erzeu-

<sup>22</sup> Für einen Überblick sei auf Perry (1989) und Tirole (1988) verwiesen.

gungsabteilung des Netzmonopolisten sowie  $q_d$  als Output eines unabhängigen Erzeugungsunternehmens ergibt sich für  $Q_d$

$$(2) \quad Q_d = q_d^m + (n-1)q_d$$

(vii) Die Kosten der unabhängigen Erzeuger  $C_d$  sind eine Funktion von  $q_d$ :

$$(3) \quad C_d(q_d) = rq_d + F_d + MC_d q_d,$$

wobei  $r$  den Preis für die Nutzung des Netztes (approximiert als lineare Relation zur Nutzung),  $F_d$  die Fixkosten und  $MC_d$  die Grenzkosten der Stromerzeugung, ohne Transportkosten, bezeichnet. Für  $MC_d$  gelte

$$MC_d(q_d) > 0; \quad MC_d(0) = 0; \quad \frac{dMC_d}{dq_d} > 0 \text{ und const.}$$

Unter Berücksichtigung der Fixkosten resultiert ein U-förmiger Verlauf der Durchschnittskostenkurve<sup>23</sup>. Aufgrund der Linearität der Grenzkosten ergeben sich die folgenden Eigenschaften

$$\frac{dMC_d}{dq_d} q_d = MC_d \quad \text{und} \quad \frac{MC_d(q_1)}{MC_d(q_2)} = \frac{q_1}{q_2}$$

(viii) Die Nachfrage nach Strom sei negativ abhängig vom Strompreis  $P$ . Die inverse Nachfragefunktion sei linear und differenzierbar.

Unter den getroffenen Annahmen läßt sich die Nachfrage nach dem Output des Netzbereichs aus der Gewinnmaximierung der unabhängigen Stromerzeuger, in Abhängigkeit von  $P$  und  $r$ , herleiten:

$$(4) \quad \pi_d(q_d) = Pq_d - rq_d - C_d(q_d) \quad \text{und}$$

<sup>23</sup> Zur Plausibilität siehe Abschnitt 2.1.

$$(5) \quad \frac{d\pi_d(q_d)}{dq_d} = P - r - MC_d(q_d)$$

Nach Umformung der Bedingung erster Ordnung erhält man die inverse Nachfrage nach Netznutzung

$$(6) \quad r(Q_d, q_d) = P(Q_d) - MC_d(q_d)$$

## 5.2 Common Carrier vs. Third Party Access

Die Varianten CC und TPA werden nun in den beschriebenen Modellrahmen eingeführt. Anschließend werden die Marktergebnisse verglichen.

Im Fall des CC ist der Monopolist downstream nicht tätig, also  $q_d^m = 0$ . Durch Substitution von  $nq_d = Q_d = Q_u$  in (6) ergibt sich

$$(7) \quad r(Q_u) = P(Q_u) - MC_d\left(\frac{Q_u}{n}\right)$$

Die Gewinnfunktion des Netzmonopolisten lautet

$$(8) \quad \pi_u(Q_u) = r(Q_u)Q_u - C_u(Q_u),$$

die Bedingung erster Ordnung ist

$$(9) \quad \frac{d\pi_u(Q_u)}{dQ_u} = P(Q_u) + \frac{dP(Q_u)}{dQ_u} Q_u - MC_d\left(\frac{Q_u}{n}\right) - \frac{dMC_d\left(\frac{Q_u}{n}\right)}{dQ_u} \frac{Q_u}{n} - MC_u = 0$$

Unter Berücksichtigung der angenommenen Eigenschaften von  $MC_d$  läßt sich die Gewinnmaximierungsbedingung schreiben als

$$(10) \quad P(Q_u) + \frac{dP(Q_u)}{dQ_u} Q_u = \frac{2}{n} MC_d(Q_u) + MC_u$$

(10) zeigt, daß der Grenzerlös des Monopolisten um  $(2/n)MC_d$  über seinen Grenzkosten liegt. Es gelingt dem Monopolisten also, einen Teil des Gewinns der Stromerzeuger abzuschöpfen.

Im Fall des TPA ist der Netzmonopolist auf dem Strommarkt aktiv und stellt einen der  $n$  Erzeuger. Um (6) als eine Funktion der direkten Kontrollvariablen des Monopolisten auszudrücken, wird die Linearität von  $MC_d$  und

$$q_d = \frac{Q_u - q_d^m}{n-1}$$

verwendet, so daß

$$(11) \quad r(Q_u, q_d^m) = P(Q_u) - MC_d\left(\frac{Q_u}{n-1}\right) + MC_d\left(\frac{q_d^m}{n-1}\right)$$

Die Gewinnfunktion des integrierten Monopolisten ist gegeben durch

$$(12) \quad \pi^m(Q_u, q_d^m) = r(Q_u, q_d^m)(Q_u - q_d^m) + P(Q_u)q_d^m - C_d(q_d^m) - C_u(Q_u)$$

An (12) läßt sich ablesen, daß es für das Gewinnmaximierungskalkül des integrierten Monopolisten keine Rolle spielt, welcher Preis für die Stromtransporte  $q_d^m$  veranschlagt wird. Es handelt sich um eine unternehmensinterne Transaktion<sup>24</sup>.

Die Gewinnmaximierung des integrierten Monopolisten erfordert eine Differenzierung und Auflösung nach  $Q_u$  sowie  $q_d^m$ .

$$(13) \quad \frac{d\pi_u(Q_u)}{dq_d^m} = \frac{2}{n-1}MC_d(Q_u) - \frac{2}{n-1}MC_d(q_d^m) - MC_d(q_d^m) = 0$$

Aus (13) resultiert

$$(14) \quad q_d^m = \frac{2Q_u}{n+1}$$

<sup>24</sup>  $C_d(q_d^m)$  enthält hier wohlgerne keine Transportkosten.

Die Lösung (14) besagt, daß der integrierte Monopolist nur einen Teil des gesamten Stroms produziert. Unter den getroffenen Annahmen hat der Netzmonopolist demnach keinen Anreiz, Wettbewerber vollständig vom Strommarkt in seinem Netzbereich auszuschließen. Der Grund dafür ist, daß durch die Aktivität der unabhängigen Wettbewerber auf dem Strommarkt das integrierte Unternehmen in einem Bereich niedrigerer Kosten produzieren kann, die gesamte Stromerzeugung steigt und damit auch die Verkäufe des Netzbetriebs.

Weil für die Stromtransporte des integrierten Monopolisten geringere Kosten anfallen als für jedes unabhängige Unternehmen, nämlich  $MC_u$  anstatt  $r$ , besteht jedoch der Anreiz, mehr als jeder einzelne Wettbewerber zu erzeugen, hier genau die doppelte Menge:

$$(n-1)q_d = Q_u - q_d^m = Q_u - \frac{2Q_u}{n+1} \Leftrightarrow q_d = \frac{Q_u}{n+1} = \frac{q_d^m}{2}$$

Differenzierung von (12) nach  $Q_u$  gibt die Gewinnmaximierungsbedingung

$$(15) \quad \frac{d\pi_u(Q_u)}{dQ_u} = P(Q_u) + \frac{dP(Q_u)}{dQ_u}Q_u - \frac{2}{n-1}MC_d(Q_u) + \frac{2}{n-1}MC_d(q_d^m) - 2MC_u = 0$$

Durch Substitution von  $q_d^m$  unter Verwendung von (14) läßt sich (15) schreiben als

$$(16) \quad P(Q_u) + \frac{dP(Q_u)}{dQ_u}Q_u = \frac{2}{n+1}MC_d(Q_u) + MC_u$$

Ein Vergleich mit (10) zeigt, daß im Gewinnmaximum des integrierten Monopolisten die insgesamt erzeugte sowie verbrauchte Menge größer und der Strompreis niedriger als in der Situation mit vertikaler Trennung ist.

Dieses Ergebnis läßt sich so verifizieren:  $Q^*$  sei die Lösung von (10) und  $Q^{**}$  die Lösung von (16). Bei Substitution von  $Q^*$  in (16) bleibt die linke Seite der Gleichung unberührt, die rechte Seite hingegen ist niedriger, da  $2/n > 2/(n+1)$ .  $Q^*$  kann folglich nicht die Lösung von (16) sein. Um in (16) Gleichheit herzustellen, muß sich  $Q$  derart verändern, daß die rechte Seite zunimmt und/oder die linke Seite abnimmt. Da  $dMC_d/dQ_u > 0$  in  $Q_u$ , steigt die rechte Seite bei zunehmendem  $Q$ . Gleichzeitig nimmt der Wert der linken Seite ab, aufgrund  $dP/dQ < 0$ . Also muß  $Q^*$  kleiner als  $Q^{**}$  sein.

## 6. SCHLUSSBEMERKUNGEN

Die wettbewerbliche Gestaltung der Märkte für elektrischen Strom erfordert im Zuge einer vertikalen Trennung der Funktionsebenen die Schaffung eines neuen Ordnungsrahmens für die Transmissions- und Verteilungsnetze. Trotz räumlich unterschiedlicher Kosten, hat die Versorgung bislang innerhalb vertraglich festgelegter Marktgebiete zu einheitlichen Tarifen im Raum zu erfolgen. Dieser Grundsatz steht zur Disposition. Die konkreten Ergebnisse der Reformen hängen wesentlich von der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für die Transporte in den Netzen ab. Strittig ist in diesem Zusammenhang die Zulässigkeit vertikaler Verflechtung und, zumindest im deutschen Kontext, einer entfernungsabhängigen Komponente der Preise für die Netzinanspruchnahme.

Eine Beurteilung der Vorschläge zu Preis- und Strukturregulierung der Netze im Hinblick auf räumliche Preisstruktur und räumliche Ausprägung der Märkte ist Kernpunkt der Deregulierungsdebatte und gleichzeitig von direkt raumforscherischem Interesse. Arbeiten aus der räumlichen Preistheorie lassen sich zur Frage der Preisregulierung heranziehen. Sie zeigen auf, daß entfernungsabhängige Transportkosten in Stromnetzen, gepaart mit Größenvorteilen, oligopolistische Strukturen und Preiswirkungen nach sich ziehen, die dem gewünschten Ergebnis der Deregulierung entgegenlaufen. Der Einfluß auf die soziale Wohlfahrt hängt ab von der Flexibilität der räumlichen Preisstruktur. Der Zusammenhang zwischen Strukturregulierung und räumlicher Ausprägung der Märkte liegt im möglichen Fortbestand angestammter Gebietsmonopole.

In einem einfachen Modell mehrstufiger Märkte wird hier das Verhalten eines unregulierten Netzmonopolisten unter den alternativen Strukturvarianten CC und TPA miteinander verglichen. Es ergeben sich folgenden Aussagen: Der unregulierte Netzmonopolist hat einen Anreiz, sich auf dem Strommarkt zu betätigen. Er bevorzugt Vorwärtsintegration gegenüber struktureller Desintegration. Die monopolistische Preissetzung für die Nutzung des Netzes im Falle des TPA führt nicht zu einem Ausschluß sämtlichen Wettbewerbs vom betrachteten Strommarkt. Es spielt hier keine Rolle welche Preissetzung der integrierte Monopolist für die Transporte seiner selbst erzeugten Strommenge angibt. Darüberhinaus führt TPA gegenüber CC zu niedrigeren Preisen bei einer höheren produzierten und konsumierten Strommenge. Die Konsumenten gewinnen also gegenüber der CC-Variante ebenso. Angesichts des häufig unterstellten entgegengesetzten Zusammenhangs ist dieses Resultat bemerkenswert.

Problematisch in diesem Ansatz ist die Modellierung des Strommarkts (downstream) als Marktform vollkommenen Wettbewerbs. Wahrscheinlicher ist aufgrund vorliegender Größenvorteile in der Produktion und ggf. Kosten der Distanzüberwindung das Entstehen oligopolistischer Marktstrukturen. Agieren die Downstream-Firmen nicht als Preisnehmer, sondern verfügen ihrerseits über Marktmacht, resultiert auf beiden Marktstufen eine andere Preissetzung, die die hier generierte Überlegenheit eines TPA gegenüber dem CC umkehren kann. Unabhängig davon erscheint es sinnvoll, die Annahme des vollkommen unregulierten Netzmonopolisten aufzuheben und von bestimmten administrative Rahmenbedingungen auszugehen (Brunekreeft (1997b), S. 74-76). In der vorliegenden Form läßt der Modellrahmen eine Stellungnahme zu den unterschiedlichen Formen der Entgeltfindung im Netz, inklusive der Entfernungsabhängigkeit, nicht zu.

Damit erfaßt das Modell wie auch die genannten Arbeiten von Hobbs und Schuler nur einen Teilaspekt der Kontroverse. Wünschenswert als theoretisches Fundament für die ordnungspolitischen Entscheidungen wäre eine Modellierung, die es ermöglicht beides, die Konzepte zur Preisbildung und die Frage der vertikalen Verflechtung, zu thematisieren. Es existieren bereits einige Ansätzen aus der Raumwirtschaftstheorie, die sich explizit mit vertikaler Integration und mehrstufigen Märkten befassen (z. B. Schöler (1994), McBride (1983)). Die Modelle passen jedoch angesichts der unterstellten Standortkonfiguration und der Art der vertikalen Beziehungen nicht auf die spezifischen Problemstellungen der Elektrizitätswirtschaft. Eine derartige Formulierung steht noch aus.

## Literatur

- Averch, H./L. L. Johnson: Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint. In: *American Economic Review*, Bd. 52, S. 1052-1069.
- Armstrong, M./C. Doyle/J. Vickers (1995): The Access Pricing Problem. In: *Journal of Industrial Economics*, Bd. 44, S. 132-150.
- Bauer, J. F. (1996 b): Preisdifferenzierung durch Aufteilung von Versorgungsgebieten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 46, S. 587-592.
- Baumol, W. J./J. C. Panzar/R. D. Willig (1982): *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. New York.
- BDI/VIK/VDEW (1998): *Entwurf - Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten*. Geänderte Fassung vom 02.04.98, Frankfurt/Essen/Köln.
- Blankart, C. B./Knieps, G. (1996): *Regulierung von Netzen?* Discussion Paper 80, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Humboldt Universität Berlin.

- Bolle, F./D. Schmelzer (1995): Die Preisbildung für Transporte in Netzen. In: H. Todt (Hrsg.), *Elemente der ökonomischen Raumstruktur*, Schriften des Vereins für Socialpolitik, N.F., Bd. 237, S. 9-36, Berlin.
- Brunekreeft, G. (1997a): Open Access vs. Common Carriage in Electricity Supply. In: *Energy Economics*, Bd. 19, S. 225-238.
- (1997b): *Coordination and Competition in the Electricity Pool of England and Wales*. Freiburger Studien zur Netzökonomie, Bd. 1, Baden-Baden.
- Chao, H.-P./S. Peck (1996): A Market Mechanism For Electric Power Transmission. In: *Journal of Regulatory Economics*, Bd. 10, S. 25-59.
- Christensen, L./W. Greene (1976): Economies of Scale in U. S. Electric Power Generation. In: *Journal of Political Economy*, Bd. 84, S. 655-676.
- Demsetz, H. (1968): Why regulate Utilities? In: *Journal of Law and Economics*, Bd. 11, S. 55-66.
- Dennersmann, J./M. Gerecht/R. Hartenstein/W. Hüppe/P. Reeh/K. Staschus (1997): Durchleitungsentgelte in Übertragungsnetzen gemäß Verbändevereinbarung. In: *Elektrizitätswirtschaft*, Bd. 96, S. 1542 - 1547.
- Deregulierungskommission (1991): *Marktöffnung und Wettbewerb, 2. Bericht: Die Stromwirtschaft*. Stuttgart.
- Doyle C./M. Maher (1992): Common Carriage and the Pricing of Electricity Transmission. In: *Energy Journal*, Bd. 13, S. 63-94.
- Economides, N. (1996): The Economics of Networks. In: *International Journal of Industrial Organization*, Bd. 14, S. 673 - 699.
- Eickhof, N. (1998): Die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. In: *Wirtschaftsdienst*, Bd. 78 (1), S. 18-25.
- EUS (1996): *Entwicklung eines Kostenmodells in Bezug auf die Durchleitung elektrischer Energie - Abschlußbericht*. Gesellschaft für Innovative Energieumwandlung und Speicherung, mimeo.
- Fees, E. (1997): *Mikroökonomie: eine spieltheoretische und anwendungsorientierte Einführung*. Marburg.
- Garbacz, C. (1986): Seasonal and Regional Residential Electricity Demand. In: *Energy Journal*, Bd. 7 (2), S. 121-134.
- Hobbs, B. F. (1990): Continuous versus Network Models of Spatial Oligopoly. In: *Advances in Mathematical Programming and Financial Planning*, Bd. 2, S. 183-213.
- (1986): Network Models of Spatial Oligopoly with an Application to Deregulation of Electricity Generation. In: *Operations Research*, Bd. 34, S. 395-409.

- Hobbs, B. F./R. E. Schuler (1986): Deregulating the Distribution of Electricity: Price and Welfare Consequences of Spatial Oligopoly with Uniform Delivered Prices. In: *Journal of Regional Science*, Bd. 26, S. 235-265.
- / — (1985): An Assessment of the Deregulation of Electric Power Generation using Network Models of Imperfect Spatial Markets. In: *Papers of the Regional Science Association*, Bd. 57, S. 75-89.
- Huettner, D./J. Landon (1978): Electric Utilities: Scale Economies and Diseconomies. In: *Southern Economic Journal*, Bd. 44, S. 883-912.
- Joskow, P. L./R. Schmalensee (1983): *Markets for Power - an Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge (Mass.).
- Klafka, P./H.-J. Hinz (1997): Entfernungabhängige Durchleitungsentgelte und Wettbewerb? In: *VIK-Mitteilungen*, Bd. 47 (4), S. 85-87.
- Laffont, J.-J./J. Tirole (1994): Access Pricing and Competition. In: *European Economic Review*, Bd. 38, S. 1673-1710.
- McBride, M. E. (1983): Spatial Competition and Vertical Integration: Cement and Concrete Revisited. In: *American Economic Review*, Bd. 73, S. 1011-1022.
- Nikkanen, M./F. Baentsch (1997): Elektrizitätsübertragung im Hochspannungsnetz in Norwegen, Schweden und Finnland. In: *VIK-Mitteilungen*, Bd. 47 (4), S. 81-84.
- O'Neill, R. P./W. R. Stewart, Jr. (1993): A Linear Programming Approach for determining Efficient Rates for Public Utility Services. In: *Advances in Mathematical Programming and Financial Planning*, Bd. 3, S. 163-178.
- Perner, J./C. Riechmann/W. Schulz (1997): *Durchleitungsbedingungen für Strom und Gas*. München.
- Perry, M. K. (1989): Vertical Integration: Determinants and Effects. In: R. Schmalensee/R. D. Willig (Hrsg.), *Handbook of Industrial Organization, Vol. 1*, S. 183-260, Amsterdam.
- Pfaffenberger, W. (1993): *Elektrizitätswirtschaft*. München.
- Runkel, P. (1995): Raumordnerische und städtebauliche Aspekte des Ordnungsrahmens für Strom und Gas. In: BfLR (Hrsg.), *Raumordnerische und städtebauliche Aspekte des Ordnungsrahmens für Strom und Gas*. Materialien zur Raumentwicklung 68, S. 21-26, Bonn.
- Schäfer, Gert (1990): Räumliche Differenzierung von Allgemeinen Tarifpreisen für elektrische Energie. In: *Recht der Elektrizitätswirtschaft*, Bd. 51, S. 167-169.
- Schöler, K. (1989): Competitive Retailing and Monopolistic Wholesaling in a Spatial Market. In: *Annals of Regional Science*, Bd. 23, S. 19-28.
- Smeers, Y./J.-Y. Wei (1997 a): *Spatially Oligopolistic Model with Opportunity Cost Pricing for Transmission Capacity Reservations : A Variational Inequality Approach*. CORE discussion paper 9717.

- / — (1997b): *Spatially Oligopolistic Model with Nodal Opportunity Cost Pricing for Transmission Capacity Reservations*. CORE discussion paper 9726.
- Tirole, J. (1988): *The Theory of Industrial Organization*. Cambridge (Mass.).
- Wagner, G. (1995): Einführung in die Thematik der Expertentagung. In: BfLR (Hrsg.), *Raumordnerische und städtebauliche Aspekte des Ordnungsrahmens für Strom und Gas*. Materialien zur Raumentwicklung 68, S. 5-9, Bonn.
- Weber, A. (1922): *Über den Standort der Industrie*. 1. Teil. *Reine Theorie des Standorts*. 2. Aufl., Tübingen. (1. Aufl. 1909).

## DER RAUMASPEKT IN DER NACHHALTIGEN ENTWICKLUNG

### - ÜBERBLICK UND KONSEQUENZEN FÜR DIE FORSCHUNG -

Gerd Lintz, Dresden

#### Kurzfassung

Der Beitrag gibt einen Überblick zu den vielfältigen Raumaskpekten im Konzept der nachhaltigen Entwicklung. Dabei wird die Diskussion um dieses Konzept nach vier disziplinären Forschungsrichtungen geordnet und systematisiert. Unterschieden wird die naturwissenschaftlich-konzeptionelle, die marktwirtschaftlich-instrumentelle, die politisch-administrative und die gesamtgesellschaftliche Perspektive. Auf diese Weise können auch Aussagen zum weiteren disziplinären und insbesondere interdisziplinären Forschungsbedarf getroffen werden.

#### Gliederung

1. Einleitung
2. Die naturwissenschaftlich-konzeptionelle Perspektive
3. Die marktwirtschaftlich-instrumentelle Perspektive
4. Die politisch-administrative Perspektive
5. Die gesamtgesellschaftliche Perspektive
6. Fazit

#### Literatur