

Wie könnte dem fehlenden Wettbewerbsdruck bei der Stromdurchleitung begegnet werden?

Die Öffnung der Beschaffungs- und Absatzmärkte kann auch im deutschen Stromsektor zum brancheninternen Wettbewerb mit nachhaltigem Druck auf das Strompreisniveau führen. Da die Netze weiterhin ein natürliches Monopol bilden, unterliegt die notwendige Durchleitung vorerst nicht Wettbewerbsbedingungen. Deshalb stehen und fallen die Stromdurchleitung und damit der Wettbewerb insgesamt mit der Höhe und Struktur der Durchleitungsgebühren.

Dabei erfordert die Gestaltung marktgerechter Preise/Gebühren/Entgelte insbesondere zweierlei: Erstens sollte sie für alle Akteure gleich, transparent sowie einfach und schnell handhabbar sein, um möglichst viele Stromanbieter in den Wettbewerb einbeziehen zu können. Zweitens sollte sie für die Netzbetreiber ökonomische Anreize sichern, damit sie trotz des natürlichen Monopols und der praktizierten Durchschnittskosten-Preisbildung an einer Effizienzverbesserung interessiert sind.

Während bisher zum ersten Aspekt mehrere Lösungsvorschläge vorliegen (im Rahmen der „Verbändevereinbarung“ und darüber hinaus), wird das zweite Problem noch nicht diskutiert. Nach Erkenntnissen der Regulierungstheorie und praktischen Erfahrungen im Ausland empfiehlt sich für die notwendige Effizienzverbesserung eine Lösung nach dem „price-cap“-Prinzip, wie es sich namentlich in Großbritannien bewährt.

In Deutschland könnte eine solche (obere) Begrenzung der Preisentwicklung für die Stromdurchleitung ebenfalls vorteilhaft sein. Einfache Preiskontrollformeln könnten die Entwicklungsspielräume für die bilateral verhandelten Durchleitungspreise vorzeichnen. Die veröffentlichten Formeln würden die stabile Entwicklung von Höchstpreisen längerfristig vorher bekanntgeben und äußere Eingriffe in die Preisentwicklung überflüssig machen. Zugleich würde die Kostensenkung/Rationalisierung beim Netzbetreiber angeregt sowie eine „Gewinnbeteiligung“ aller Kunden gesichert sein.

Auch in Deutschland ist die Liberalisierung des Strommarktes vorprogrammiert. Für die Umsetzung

der EU-Richtlinie Strom in das deutsche Recht liegen entsprechende Novellierungen vor. Nach umfangreichen Diskussionen im Bundestag, im Bundesrat und im Vermittlungsausschuß wurde nunmehr das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts am 5. März 1998 endgültig verabschiedet.²⁰ Damit ist der für die EU-Mitgliedsstaaten vorgegebene 19. Februar 1999 als Endtermin für den Liberalisierungsbeginn gesichert.

Die Zielstellung der Liberalisierung besteht darin, den Beschaffungs- und Absatzmarkt für elektrischen Strom zu öffnen und den brancheninternen Wettbewerb entstehen zu lassen. Jedoch wird es in der Elektrizitätswirtschaft – vergleichbar zu anderen netzgebundenen Versorgungsindustrien – nicht generell und sofort zum Wettbewerb kommen.

- Eine Konkurrenz wird sich vorerst uneingeschränkt nur im Stromangebot (inkl. Importe) entwickeln können.
- Im Stromverkauf bzw. in der Stromlieferung an Endverbraucher kann sich der Wettbewerb – aufgrund von Sonderregelungen – vorerst nur bedingt entfalten. Das betrifft insbesondere Haushalts- und andere Tarifkunden.
- Auf der (überregionalen) Übertragungs- bzw. Transportstufe sowie auf der (regionalen) Verteilungsstufe kommt es nicht zum Wettbewerb, da die Leitungsnetze weiterhin ein natürliches Monopol bleiben (vgl. Abbildung).²¹

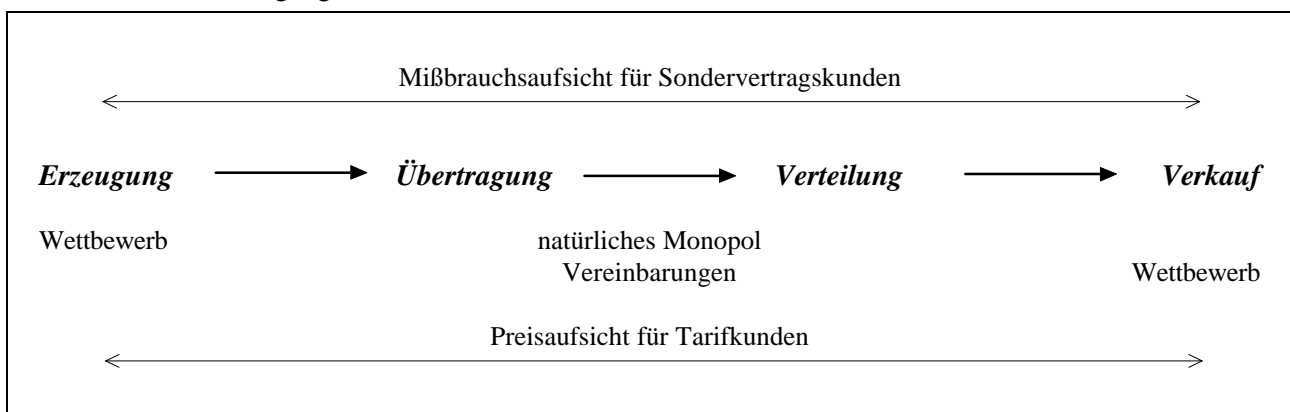
Stromnetze bleiben natürliche Monopole

Unter diesen Bedingungen besteht also für den Teilmarkt „Netze“ der deutschen Elektrizitätswirt-

²⁰ Vgl. Gesetzesentwurf Deutscher Bundestag vom 28. November 1997, Drucksache 941/91. Dieser Entwurf wurde nunmehr unverändert zum Gesetz.

²¹ Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn die nachgefragte Gütermenge am kostengünstigsten nur von einem einzigen Unternehmen – anstatt in Teilmengen mehrerer Anbieter – angeboten werden kann. Das schließt nicht aus, daß sich auch beim Monopol im Maßstab der Effizienzsteigerung sukzessive Preissenkungspotentiale ergeben können, zumal hier günstige Kosten nicht günstige Preise bedeuten müssen. Vgl. SHARKEY, W. W.: The Theory of Natural Monopoly. Cambridge 1982, S. 54 ff.

Abbildung:
Unterschiedliche Bedingungen im Stromsektor



schaft weiterhin „die Gefahr der Ausbeutung der Nachfrager durch überhöhte Preise“.²²

Um dem Marktversagen durch Monopolstellung zu begegnen und vor allem die Masse der (mittleren und kleinen) Verbraucher zu schützen, bietet die ökonomische Theorie verschiedene wirtschaftspolitische Vorschläge. Diese können „in einer Preisregulierung des Monopolisten, der Schaffung von gegengewichtiger Marktmacht und/oder der zeitlich befristeten Versteigerung des Monopols bestehen“.²³ Praktische Erfahrungen und Erwägungen unterstützen hauptsächlich die konsequente Preisregulierung.

Die beiden anderen Möglichkeiten setzen letztendlich eine einheitliche unabhängige und isolierte Netzbetriebung voraus, wofür in Deutschland kaum Chancen gesehen werden. Aufgrund der starken vertikalen Kapazitäts- und vor allem Kapitalverflechtungen zwischen Erzeugung und Netzen scheint es politisch schwer durchsetzbar, Kraftwerke und Netze tatsächlich bzw. unternehmerisch zu trennen.

Für Deutschland ist im neuen Energierechtsgesetz festgelegt, daß die Entflechtung nur im Rechnungswesen, in der Leistungs- und Kostenabgrenzung zwischen den Stufen der Bereitstellung erfolgt. Damit wird es in Deutschland keine gesonderte einheitliche Gesellschaft für den Netzbetrieb geben, wie sie in anderen Ländern (z.T. sogar mit zusätzlicher Trennung in Infrastruktur und in Betrieb der

Netze) geschaffen wurde. Der bestehende Interessenkonflikt wird keinesfalls ausgeräumt, daß die Netzeigentümer die Auslastung ihrer eigenen Erzeugungskapazität höher bewerten als die Durchleitung billigen Fremdstroms. Diese Befürchtung bleibt um so mehr, da es nicht nur in Deutschland, sondern in der Europäischen Union insgesamt relevante Überkapazitäten in der Erzeugung gibt. Sie belaufen sich schätzungsweise auf das Dreifache der notwendigen Reserveleistungen.²⁴

Instrumentenmix als Chance und Risiko

Im neuen Energierechtsgesetz wird eine freiwillige Vereinbarung über den Netzzugang nebst Nutzungsgebühr präferiert.²⁵ Sie soll aber nur einen unverbindlichen Rahmen für die einzelnen, bilateralen Verhandlungen über die Nutzung der Netze für die Fremddurchleitung bilden. Erst später, falls es die „Gewährleistung wirksamen Wettbewerbs“ erfordert, wird als ultima ratio eine allgemeingültige Regulierungsverordnung angedroht.

Damit kommt für die Stromwirtschaft insgesamt ein Instrumentenmix zur Anwendung. Für die freigegebenen Teilmärkte wird es den Wettbewerb und

²² Vgl. FRITSCH, M; WEIN, T.; EWERS, H. J.: Marktversagen und Wirtschaftspolitik. Verlag Franz Vahlen, 2. Auflage. München 1996, S. 142 und 153.

²³ Vgl. ebenda, S. 207.

²⁴ Vgl. LEWINGTON, I; WEISHEIMER, M.: Nichts bleibt, wie es ist – Auswirkungen der Liberalisierung des Strommarktes, unter besonderer Berücksichtigung britischer Erfahrungen, in: IWH-Diskussionspapier, Nr. 69, 1998.

²⁵ Diese Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten wurde von drei Marktteilnehmern – Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), Bundesvereinigung der Deutschen Industrie (BDI) sowie Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) – erarbeitet und liegt nunmehr zur weiteren Prüfung vor. Sie ist für die Akteure der Durchleitung nicht verbindlich.

für die nicht freigegebenen Teilmärkte die freiwillige Vereinbarung geben. Außerdem ist zu berücksichtigen, daß für die kommunale und die ostdeutsche Stromwirtschaft im Gesetz Sonderregelungen festgelegt sind.

Im einzelnen werden sich aus den Lösungen sowohl Chancen als auch Risiken ergeben können. Die Frage, die hier hauptsächlich interessiert, ist, welche Durchleitungskosten und – hiervon abgeleitet – welche Bandbreiten der Durchleitungsgebühren hieraus entstehen können.

Sowohl nach der freiwilligen Vereinbarung als auch nach einer verbindlichen Rechtsvorschrift ist vorgesehen, die Durchleitungsentgelte kostenorientiert zu bestimmen. Wenn sich dabei für die qualitativ und quantitativ gleiche Leistung in der Durchleitung unterschiedliche Preisstrukturen und Preishöhen ergeben, liegt das nicht nur an unterschiedlichen Kostenzurechnungen und Kostenansätzen, sondern auch an abweichenden inhaltlichen Auffassungen zum Preisaufbau. Letztere erstrecken sich beispielsweise auf die Notwendigkeit und das Gewicht von Leistungspreis- sowie Entfernungspreisanteilen.²⁶

Selbst wenn man sich auf den Standpunkt stellt, daß die konkrete Preishöhe und der Preisaufbau am wirksamsten in den jeweiligen bilateralen Lieferverträgen ausgehandelt und deshalb hier nicht bewertet werden können, besteht bei beiden Verfahren eine bisher nicht angesprochene Problematik: Es ist die Frage, wie bei kostenkalkulierten Preisen der Durchleitung der fehlende „Druck des Marktes“ auf Effizienzverbesserungen/Kostensenkungen ersetzt werden kann. Mit anderen Worten: Wie ist erstens zu erreichen, daß die Netzbetreiber mit ihrem natürlichen Monopol durch finanzielle Anreize zu Rationalisierungen/Modernisierungen und Kostensenkungen bewegt werden, analog zu den unter Wettbewerbsbedingungen arbeitenden

²⁶ Vgl. zu den inhaltlichen Auffassungen insbesondere KLAFKA, P.; HINZ, H. J.; ZANDER, W.; RITZAU, M.; HELD, C.: Netzzugangsverordnung für elektrische Netze, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 1-2/1998, S. 35-41 sowie MEIER, H.: *Verordneter oder freier Netzzugang?*, in: ebenda, S. 41-45. Vgl. zur Preishöhen- und Preisstruktur insbesondere: *Tätigkeitsbericht des VIK 1996/97*. Essen, Oktober 1997, S. 51 sowie *Energie & Management* 12/1997, S. 2.

Stromerzeugern? Wie ist zweitens zu erreichen, daß die Netzbetreiber gleichermaßen alle Kunden von den entstehenden Effizienzverbesserungen partizipieren lassen, analog zu den Erzeugern, die durch die freie Lieferantenwahl der Kunden dazu gezwungen werden?

Diesem Grundproblem liegt die Erkenntnis der Regulierungstheorie zugrunde, daß eine kostenorientierte Preisbildung unter monopolistischen Bedingungen – und um eine solche handelt es sich bei den Netzgebühren – grundsätzlich keine Anreize zur permanenten Kosten- und Preissenkung schaffen kann.²⁷

Ansätze einer Anreizregulierung

Die traditionelle Beobachtung und Kontrolle der Preise kann das Grundproblem nicht befriedigend lösen. Erstens würde es sich um einen permanenten staatlichen Eingriff handeln, der grundsätzliche ordnungspolitische Bedenken auslösen kann. Zweitens wäre erfahrungsgemäß der hierfür notwendige Aufwand der Kosten- und Preiskontrolle erheblich hoch und nicht zu rechtfertigen. Drittens wäre grundsätzlich die Wirksamkeit dieser Maßnahmen ohnehin durch die vorhandene asymmetrische Information begrenzt.²⁸

Für die optimale Lösung des Problems kommen im Grunde genommen nur effiziente und einfache Regulierungen mit Anreizmechanismen in Frage. Ihre prinzipielle Aufgabe und Wirkung ist in der Literatur dargelegt.²⁹ Es soll erreicht werden, die Unternehmen zur Erfüllung der Zielstellung ökonomisch zu stimulieren, auch wenn sie nicht im Wettbewerb stehen und im Rahmen der „cost-

²⁷ Vgl. LAMMERS, G.: *Zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft, theoretische Ansätze und die Praxis in ausgewählten Mitgliedsländern der Europäischen Gemeinschaft*. Schulz-Kirchner Verlag, Idstein 1992. Bereits 1962 haben Averch und Johnson den Effekt begründet, daß kostenorientierte Preise nicht zu minimalen Kosten der Unternehmen führen. AVERCH, H.; JOHNSON, L.: *The Behavior of the Firm under Regulatory Constraint*, *American Economic Review* 52/1962, S. 1053-1069.

²⁸ Vgl. LEWINGTON, I.; WEISHEIMER, M.: *Zur Regulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft – Eine Analyse anhand neuer ökonomischer Ansätze und praktischer Erfahrungen*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 4/1995, S. 272-285.

²⁹ Vgl. GILLAND, T. (ed.): *Incentive Regulation: Reviewing RPI-X & Promoting Competition*. London 1992.

plus“-Preisbildung (Preise werden kalkuliert aus Kosten + Gewinn) alle anfallenden Kosten im Preis widerspiegeln können. Sie stützen sich dabei – bei einem geringen Informations- und Administrationsaufwand – auf entsprechende ökonomische Anreize/Belohnungen bzw. Bestrafungen.

Der grundsätzliche Vorzug der Anreizregulierung gegenüber der traditionellen staatlichen Regulierung wird darin gesehen, daß die „gewollte Entwicklung“ über einen längeren Zeitraum automatisch ohne ständigen Eingriff von außen erfolgt, wobei nicht gegen das Gewinninteresse der Unternehmung verstoßen wird. Dabei zielt die „gewollte Entwicklung“ darauf ab, sowohl für einen angemessenen Gewinn der Produzenten als auch für einen angemessenen Wohlfahrtseffekt der Konsumenten zu sorgen.³⁰

In der Praxis gibt es derartige Anreizregulierungen bisher selten. Lediglich für Teilaufgaben der Elektrizitätswirtschaft in den USA wurden verschiedene Anreizmodelle erfolgreich eingesetzt.³¹ Es werden weltweit aber verschiedene Näherungslösungen, d.h. Kompromisse zwischen Anreiz- und stringenter Regulierung verwendet. Dazu zählt insbesondere die Nutzung der sogenannten RPI-X-Preisformel.³²

Mit der RPI-X-Preisformel werden beispielsweise in Großbritannien die Spielräume für die Entwicklung der Durchleitungspreise von der unabhängigen Regulierungsbehörde begrenzt. Danach ergibt sich die anvisierte Obergrenze des neuen Preisniveaus aus dem alten vorhandenen, multipliziert mit RPI-X sowie gegebenenfalls weiterer Korrekturfaktoren. Der „retail price index“ (RPI) bedeutet die amtliche Inflationsrate. Der X-Faktor reflektiert den Index der Effizienzentwicklung. Letzterer wird vor dem Hintergrund der erreichten Kosten-Gewinn-Situation aus den künftigen Entwick-

lungschancen abgeleitet. So konnte die britische Regulierungsbehörde in den Preisformeln (RPI-X) den „X-Faktor“ als Ausdruck des Kostensenkungspotentials sukzessive erhöhen, z.B.

- bei der Telekommunikation von 3 % für 1984/1989 auf 7,5 % für 1993/1997,
- bei Gas von 2 % für 1990/1992 auf 7 % für 1995/2000,
- bei Elektrizität differenziert (nach Übertragung, Verteilung, Verkauf) von 0 für den Anfang auf 3 % für die gegenwärtigen Jahre.³³

Somit bedeutet das Näherungsverfahren mit der Preisformel eine automatische Preisanpassung über einen längeren Zeitraum nach einer vorher bekanntgegebenen und stabilen Regel. Es ist gewissermaßen ein Kontrollinstrument anhand gleitender Höchstpreise. Dadurch, daß die Preise nicht in kurzen Abständen an die Kostenentwicklung angepaßt werden (wie beim „cost-plus“-Verfahren), sondern beispielsweise über fünf Jahre vorher bekannt und stabil sind, können die Unternehmen ihre Rationalisierung gewinnerhöhend realisieren. Da diese Regulierung weltweit in der Telekommunikationsbranche und vielfach im Elektrizitätssektor genutzt wird, liegen relevante praktische Erfahrungen vor.³⁴

Daß in der Wirtschaftspraxis beim Überwinden monopolistischer Versorgungsstrukturen durchaus erhebliche Einspar- und Effizienzpotentiale vorhanden sind und gleichermaßen zum Vorteil von Produzenten und Konsumenten erschlossen werden können, macht gegenwärtig in Deutschland die Öffnung des Telekommunikationssektors mehr als deutlich.

Die neugeschaffene spezielle Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RTP) sowie das Bundeskartellamt haben bisher erreicht, daß überhöhte Preisforderungen, z.B. für die „Interconnection-Vermittlung“, den Wechsel der Te-

³⁰ Vgl. VON WEIZSÄCKER, C. C.: Staatliche Regulierung – positive und normative Theorie, in: Schweizer Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik, 1982, S. 325-343 sowie EICKHOF, N.: Staatliche Regulierung und kartellrechtliche Branchenfreistellungen, in: Wirtschaftswissenschaftliches Studium 11/1997, S. 562-567.

³¹ Vgl. PFAFFENBERGER, W.: Elektrizitätswirtschaft. R. Oldenbourg Verlag, München, Wien 1993, S. 251.

³² Vgl. LOSCH, M.: Wettbewerbsorientierte Regulierung der Elektrizitätswirtschaft. Peter Lang Europäischer Verlag der Wissenschaften, 1995, S. 162-170. Zwar orientiert die Preisformel auf eine reale Preissenkung, aber gerechtfertigte Kostenerhöhungen werden nicht ausgeschlossen.

³³ Vgl. CRI: Regulated Industries, The UK Framework. London 1996 sowie PFAFFENBERGER, W. (Hrsg.): Mehr Wettbewerb in der Stromversorgung? Schulz-Kirchner Verlag, Idstein 1992, S. 22 ff.

³⁴ Vgl. WELFENS, P. J. J.; YARROW, G. (eds): Telecommunications and Energy in Systematic Transformation. Springer Verlag, 1997, S. 127-129, S. 230-253, S. 464-468 sowie LEWINGTON, I. (ed): Utility Regulation 1997, Privatisation International. London, 1997. Eine aktuelle Wertung für Großbritannien findet sich in der Neuen Zürcher Zeitung vom 27. März 1998.

lefongesellschaft und für den „entbündelten Teilnehmeranschluß“ nicht durchgesetzt wurden und dafür relevante Preissenkungen für alle Kunden eintreten. Um die laufenden direkten Eingriffe der Regulierer zu reduzieren, ist auch bei der deutschen Telekommunikationswirtschaft die Verwendung von Näherungslösungen einer Anreizregulierung – nämlich das „price-cap“-Prinzip mit RPI-X-Formeln – vorgesehen.

Schlußfolgerungen

Um auch in Deutschland die Nachteile der Kostenpreise und der Wettbewerbsverzerrung bei der Stromdurchleitung – als natürliches Monopol – zu mindern, sollte es für die Entwicklung der Durchleitungsentgelte Begrenzungen geben. Längerfristig könnte dadurch gesichert werden, daß Netzbetreiber und Verbraucher zugleich ihre „Produzenten- und Konsumentenrente“ verbessern. Ohne laufende staatliche Eingriffe wäre das beispielsweise bei der Einführung des „price-cap“-Prinzips in Form der RPI-X-Preiskontrollformel möglich.

Es versteht sich, daß diese Preisformel nicht die optimale, aber durchaus eine „second-best“-Lösung sein kann. Entscheidend ist, daß sie den gestellten Anforderungen gerecht wird. Dazu gehört hauptsächlich:

- Sie muß die von der EU-Richtlinie geforderte Preistransparenz bei geringem laufendem Berechnungs- und Kontrollaufwand sichern und daher eindeutig fixiert und veröffentlicht sein.
- Sie muß eine sukzessive Kostenminderung als Mindestziel anvisieren und dennoch das Interesse der Netzbetreiber wahren, zwischenzeitlich weitere Einsparmöglichkeiten zu erschließen und damit höhere Gewinne zu erwirtschaften.
- Sie muß über mehrere Jahre (beispielsweise fünf Jahre wie in Großbritannien) vorgegeben und relativ stabil sein. Erst mit dem zeitlichen Auslaufen der Preisformel würde sie verändert, wobei neue Bedingungen, wie künftige Netzinvestitionen, erreichter Grad der Produktivität und Rationalisierung etc. berücksichtigt werden.

Deutschland hätte die Möglichkeit, bei der Anwendung von RPI-X-Formeln auf internationale Erfahrungen aufzubauen. Vorstellbar ist als einfachste Variante, diese Preisformel lediglich für die ver-

schiedenen Netzbereiche bzw. Spannungsstufen von einem unabhängigen Gremium erarbeiten und vorgeben zu lassen. In diesem Gremium könnten beispielsweise Vertreter der versorgenden und stromverbrauchenden Wirtschaft sowie der bestehenden Preistarif- und Kartellaufsicht zusammenarbeiten. Zur Präzisierung einzelner Durchleitungsbedingungen sind weitere Untergliederungen, etwa nach Regionen und Tarifzeiten, sowie die Einbeziehung weiterer Korrekturfaktoren (neben dem X-Faktor) denkbar.

Bei diesem Vorschlag spielt es keine Rolle, ob die Durchleitung im Rahmen einer unverbindlichen „Verbändevereinbarung“ oder einer allgemeingültigen Verordnung zustande kommt. Beide Verfahren stützen sich gleichermaßen auf kostenorientierte Preise.

Martin Weisheimer
(*wsh@iwh.uni-halle.de*)