



**Nichts bleibt, wie es ist – Auswirkungen der
Liberalisierung des Strommarktes,
unter Berücksichtigung britischer Erfahrungen**

Ilka Lewington und Martin Weisheimer

Januar 1998

Nr. 69

Diskussionspapiere
Discussion Papers

Centre for the Study of Regulated Industries (CRI), London
Dr. Ilka Lewington

Institut für Wirtschaftsforschung Halle (IWH), Abt. Strukturwandel
Prof. Dr. Martin Weisheimer (wsh@iwh.uni-halle.de)

Telefon: (03 45) 77 53-7 08

Diskussionspapiere stehen in der allgemeinen Verantwortung der jeweiligen Autoren:
Die darin vertretenen Auffassungen stellen keine Meinungsäußerung des IWH dar.

INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG HALLE

Hausanschrift: Delitzscher Straße 118, 06116 Halle

Postanschrift: Postfach 16 02 07, 06038 Halle

Telefon: (03 45) 77 53-60

Telefax: (03 45) 77 53-8 25

Internet: <http://www.iwh.uni-halle.de>

Inhaltsverzeichnis

1.	Zielstellung der Arbeit	4
2.	Warum kommt es zur Liberalisierung?	5
3.	Was berührt die Liberalisierung?	8
4.	Interne Auswirkungen	11
4.1	Kundenbedürfnis und Kommerzialisierung als neue Management-Philosophie?	11
4.2	Sinkende oder steigende Gewinne?	13
4.3	Steigendes Kostenbewußtsein und dennoch verzögerte Kostensenkung?	15
4.4	Können stranded investments auch verlustneutral wirken?	18
4.5	Strukturveränderungen in Einheit mit zunehmender (horizontaler) Konzentration?	21
5.	Externe Auswirkungen	26
5.1	Sinkende Preise auch für Haushalte?	26
5.2	Drohen Gefahren im Service-Niveau und in der Versorgungssicherheit?	30
5.3	Wird der Wettbewerb nur zwischen Anlagenbau und Versorgung oder auch innerhalb des Anlagenbaus verschärft?	33
5.4	Wie weit verdrängt Erdgas andere Brennstoffe?	36
6.	Globale Auswirkungen	39
6.1	Führt der Beschäftigungsrückgang zum Arbeitsplatzverlust?	39
6.2	Warum wird die Re-Regulierung anspruchsvoller?	40
6.3	Welche Grundfragen berühren die Energieeinsparung, die regenerative Energie und den Umweltschutz?	45
7.	Resümee	48

1. Zielstellung der Arbeit

Mit der anstehenden Liberalisierung des Strommarktes sind unwiderruflich in einem der letzten markanten wettbewerblichen Ausnahmebereiche grundlegende und umfangreiche Veränderungen vorprogrammiert. Obwohl sich in Deutschland die Umsetzung der EU-Richtlinie Strom – die Reform des Energiewirtschaftsgesetzes und des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen – verzögert, bleibt es beim Februar 1999 als Endtermin der beginnenden Marktöffnung in der EU.¹

Nicht zuletzt deshalb sind die Energieversorgungsunternehmen und ihre Partner dabei, sich auf das Neue einzustellen, wobei nicht immer eindeutig ist, wie es sich konkret herausbildet. Die Richtung der Entwicklung ist aber vorgezeichnet. Grundzüge der Neuorientierung lassen sich – über die EU-Richtlinie hinaus – aus Entwicklungstendenzen der deutschen und europäischen Energiewirtschaft der letzten Jahre sowie aus ersten praktischen Erfahrungen der Länder mit fortgeschrittener Liberalisierung (wie in Europa namentlich Großbritannien, Norwegen, Schweden und Finnland) ableiten.

Im folgenden wird versucht, auf der Grundlage der Zielstellung und vorgeschlagenen Wege der Liberalisierung sowie in Auswertung erster Reformenerfahrungen relevante, zu erwartende Auswirkungen zu analysieren. Das schließt ein, Schlußfolgerungen für Deutschland sowie Schwerpunkte weiterer Forschungen und Beratungen herauszuarbeiten und zur Diskussion zu stellen.

Bei einem solchen komplexen Prozeß muß erwartet werden, daß sich in Deutschland die Veränderungen nur schrittweise über einen längeren Zeitraum und sowohl in Gemeinsamkeiten als auch in Unterschieden – beispielsweise gegenüber Großbritannien – herausbilden.²

Gemeinsam ist zweifelsohne, daß die Öffnung des Strommarktes auf eine zunehmende Konkurrenz im grundsätzlich stagnierenden Absatzmarkt mit tendenziell sinkenden Preisen hinausläuft. Zur Anpassung an diese Wettbewerbssituation realisieren auch deutsche Energieversorgungsunternehmen (EVU) in bisher noch nicht gekanntem Ausmaß umfangreiche Rationalisierungs-, Kostensenkungs- und Diversifizierungsprogramme. Kosteneinsparungen bis über 12 % des Umsatzes pro Jahr, Frei- und Umsetzungen von Beschäftigten bis über 20 % des Personalbestandes innerhalb von fünf Jahren sowie Beteiligungen an Fremdfirmen in Höhe bis zu 50 % der geplanten Investitionen stehen nicht nur beim Verbundunternehmen BEWAG in Berlin

¹ Gegenwärtig wird das „Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ (vgl. Gesetzesbeschluß Deutscher Bundestag 28.11.97, Drucksache 941/97) im Vermittlungsausschuß beraten, nachdem es der Bundestag im November 1997 bestätigt, der Bundesrat in der vorliegenden Fassung aber nicht weitergeleitet hat.

² Streng genommen ist zu beachten, daß es zwischen England und Wales einerseits sowie Schottland und Nordirland andererseits durchaus Unterschiede bei der Reform gibt. In entscheidenden Vergleichen wird daher oft nur auf England und Wales Bezug genommen.

an. Andere leistungsstarke zukunftsorientierte EVU berichten von vergleichbaren Anstrengungen.³

Unterschiedlich ist dagegen die Herausbildung/Organisierung des Wettbewerbs.

- So wird es in Deutschland – beispielsweise entgegen Großbritannien und Norwegen – vorerst keine organisatorisch selbständigen Netzbetreiber geben. Hier kommt es nur zur buchhalterischen Trennung der beiden künftigen Wettbewerbsmärkte (Erzeugung und Verkauf) von den weiterhin bleibenden Monopolmärkten (Übertragung und Verteilung). Das erschwert und verzögert sicherlich den gesamten Wettbewerb und die Durchleitung, zumal in Deutschland erhebliche Liefer- und Kapitalverflechtungen zwischen den Teilmärkten existieren.
- Außerdem wird es vorerst keine spezielle Verordnung zur Regelung der Durchleitung und keine spezielle Regulierungsbehörde geben. Da die Durchleitungsbedingungen und -entgelte freiwillig in konkreten Verhandlungen vereinbart werden sollen, kann in Deutschland auch nicht die strenge staatliche Preiskontrolle und damit die Kosten- und Preistransparenz für die Kunden erwartet werden. Für die Preisgestaltung werden zur Orientierung nur „Bandbreiten“ veröffentlicht. Eine „anreizende“ Vorgabe für die Kosten- und Preissenkung in einem Fünfjahreszeitraum, wie es die britischen und norwegischen Regulierungsbehörden anstreben, wird es in Deutschland ebenso nicht geben.⁴
- Daß allein fünf Bundesländer, das gesamte Ostdeutschland, zumindest bis Ende 2003 von der Liberalisierung ausgeschlossen werden, stellt eine weitere Besonderheit dar.

2. Warum kommt es zur Liberalisierung?

Entwicklungstendenzen, die in Richtung Liberalisierung der abgeschotteten Versorgungsmärkte drängen, lassen sich seit Ende der 80er Jahre erkennen. Zu ihnen gehören namentlich:

- die ökologischen Anforderungen an die Energiewirtschaft, um den gewachsenen Umwelt- und Sicherheitsbedürfnissen entgegenzukommen. Damit gewinnt immer mehr die effiziente sparsame Nutzung der Energievorräte und Energieträger in kleineren Kraft- und Heizwerken an Bedeutung. Wegen schwindender economies of scale wird für Großanlagen die bisherige kostengünstige Vorrangstellung gefährdet.⁵

³ Vgl. 5. Handelsblatt-Jahrestagung „Energiewirtschaft 1998“ sowie Handelsblatt vom 22.01.1998.

⁴ Daß eine solche Arbeitsweise auch in der BRD nicht grundsätzlich tabu ist, beweist die im Januar 1998 geschaffene deutsche Regulierungsbehörde für Post und Telekommunikation mit ihren stringenten Preisvorstellungen für die Netzbeanspruchung.

⁵ Nach Angaben der Internationalen Energieagentur sinken weltweit die durchschnittlichen installierten Leistungen selbst bei Kohlekraftwerken. So wird für 1994 bis 2003 mit einer durchschnittlichen Größe bei Kohlekraftwerken von 406 MW – anstatt 600 MW in den 70er Jahren – sowie bei Gas- und Ölkraftwerken nur noch von 79 MW gerechnet. Vgl. HIRST, E. et al: The future of DSM in a restructured US electricity industry, in: Energy Policy, Vol. 24, No. 4 (1996), S. 303-315.

Es vergrößert sich die Anzahl von Energieanbietern, insbesondere im kommunalen bzw. regionalen Bereich.

- die technologischen Weiterentwicklungen (vor allem in den Kombi-Prozessen) mit den Vorteilen höherer Wirkungsgrade, Flexibilität und kürzerer Nutzungsdauern.⁶ Damit reduzieren sich nicht nur die technischen und wirtschaftlichen Risiken. Es verbreitert sich auch die Betätigungssphäre für neue, nicht so kapitalstarke Energieerzeuger.
- die Stagnationstendenz in der gesamten Nachfrage bei vorhandenen Überkapazitäten im Stromsektor. Da trotz dieser Situation in Deutschland der Strompreis relativ hoch bleibt, verstärkt sich der ohnehin vorhandene Druck auf den Absatzmarkt und auf das Preisniveau.

Hinzu kommt, daß mit dem langsamer werdenden Wirtschaftswachstum (gegenüber den 70er Jahren) eine tendenzielle Veränderung wirtschaftspolitischer Rahmenbedingungen einher geht. Einerseits werden die Konzepte der „free-market-economists“ aufgewertet, andererseits läßt das Verständnis für die reproduktiven Besonderheiten des Elektrizitätssektors nach. Somit tauchen Fragen auf, deren Beantwortung letztendlich auf die Liberalisierung hinausläuft, beispielsweise: Warum kann der elektrische Strom nicht als ein normales Verbrauchsgut angesehen werden? Warum unterliegen seine Bereitstellungskosten und Investitionen nicht den normalen industrieüblichen Realisierungsunsicherheiten? Warum kommt er in den Genuß einer mehr oder weniger starken Identität zwischen den Zielen der Versorgungswirtschaft und der Politik des Staates?

Dieses veränderte „Klima“ in der Wirtschaft und Gesellschaft sollte nicht unterschätzt werden, zumal sich zugleich in anderen leitungsgebundenen Industrien (Versorgungsindustrien) analoge Verhaltensmuster aufzulösen beginnen. Besonders deutlich zeichnet sich das im Telekommunikationswesen ab, weniger in der Gas- und Wasserwirtschaft sowie im Eisenbahnwesen. Neue technologische Möglichkeiten mit alternativen Kommunikationsnetzen begrenzen nicht nur die bisherigen Skalen- und Integrationsvorteile. Sie eröffnen Möglichkeiten für wettbewerbliche Organisationsstrukturen und weisen unter Einsatz der weiterentwickelten Informationstechnologie auf parallele Netznutzungen bei getrennten Kostenabrechnungen hin.

Aus dieser historischen Replik erklärt sich die Liberalisierung des Strommarktes durchaus als ein objektiver Entwicklungsprozeß. Dabei widerspiegeln die sich weltweit

⁶ Nicht zuletzt deshalb dominieren erdgasgefeuerte GuD- und BHKW-Anlagen zunehmend die dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung. Das wird in Ostdeutschland besonders deutlich, wo diese neuen Kapazitäten der Industrie und Kommunen schon etwa 7.000 MW ausmachen, gegenüber etwa 8.000 MW konventioneller Anlagen des Verbundunternehmens VEAG. Vgl. WEISHEIMER, M.: Stromwettbewerb durch Eigenerzeugung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/1997, S. 735 ff.

vollziehenden realwirtschaftlichen Veränderungen im Energiesektor, daß die Liberalisierung typischerweise auf den Abbau von Wettbewerbsbeschränkungen sowie staatlichen/öffent-lichen Interventionen gerichtet ist.

- Im Rahmen dieser Prozesse kommt es einerseits zum Aufbrechen von Monopolstrukturen, zur De-Integration/Entbündelung vertikaler bzw. horizontaler Strukturkomplexe und zum Abbau spezieller Ausschließlichkeitsrechte. Letztere werden oft auch als kartellrechtliche Branchenfreistellungen bezeichnet, wie z.B. der Abschluß von Demarkations- und alleinigen Konzessionsverträgen in Deutschland.⁷
- Andererseits gehen mit dieser Einführung wettbewerblicher Elemente die Reduzierung staatlicher Einflüsse und Kontrollen (die sog. Deregulierung), jedoch oft auch eine wenig reduzierte, aber neu gestaltete Regulierung (die sog. Re-Regulierung) sowie die Privatisierung einher. Staatliche Regulierungen erstrecken sich insbesondere auf Marktzutritte, Investitionen, Kapazitäten, Preise und andere Vertragskonditionen.

Dabei versteht sich die Privatisierung als Verkauf staatlichen Produktivvermögens an möglichst viele private Unternehmen. Sie kann sowohl die Gesamtanlagen als auch nur Teilanlagen oder ausgegliederte/kommerzialisierte Prozeßstufen betreffen. Daß diese Liberalisierungsmaßnahme nicht nur für Mittel- und Osteuropa (nach der Transformation von der Plan- zur Marktwirtschaft) ansteht, belegen gerade jetzt (in Umsetzung der EU-Stromrichtlinie und auch in Vorbereitung der Europäischen Währungsunion) deutliche Privatisierungsbemühungen in der italienischen, portugiesischen, türkischen und griechischen Elektrizitätswirtschaft. Interessant bleibt in diesem Zusammenhang, wie der weltweit größte Stromerzeuger, die EDF in Paris, ihre hundertprozentig staatseigenen Betriebe auf die Marktöffnung und den Wettbewerb ausrichten will. Der weltweit zweitgrößte Stromerzeuger, der italienische staatliche Strommonopolist ENEL in Rom, hat sich jedenfalls für eine Teilprivatisierung entschlossen.

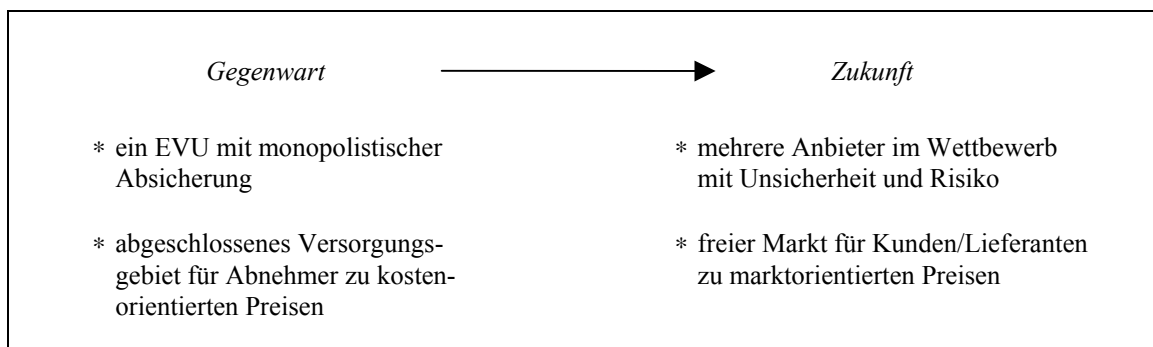
Daß die Privatisierung auch in Deutschland im Liberalisierungsprozeß involviert ist, machen gegenwärtige Bestrebungen ost- und westdeutscher Stadtwerke besonders deutlich. Zwar werden in der Regel nur Teile privatisiert, aber das mögliche Gesamtpotential ist erheblich. Immerhin sind fast zwei Drittel aller Energieversorgungsunternehmen öffentliches Eigentum, d.h., sie haben zumindest eine 95%ige Kapitalbeteiligung von Bund, Ländern und Gemeinden. Es ist zu erwarten, daß die deutsche Elektrizitätswirtschaft durch diese Prozesse zugleich eine starke Internationalisierung erfährt. Das deutsche Netz – in der Mitte Europas – wird für internationale Interessenten (Energieversorger, Händler, Anlagenbauer, Broker etc.) besonders begehrt sein.

⁷ Vgl. EMMERICH, V.: Kartellrecht, 7. Auflage, München 1994.

Zugleich muß erkannt werden, daß die Öffnung der Strommärkte für die jeweilige Volkswirtschaft zwar von grundlegendem Einfluß ist, aber aus der Sicht der Wirtschaftspolitik nur einen Bestandteil der komplexen Entwicklungstendenz zur Liberalisierung darstellt. Zusammenhänge, Gemeinsamkeiten und Unterschiede zur Liberalisierung anderer sog. Versorgungsindustrien sind unverkennbar. Sowohl bei der Telekommunikation als auch bei der Gas- und Wasserversorgung oder der Eisenbahn stehen letztendlich die bisherigen netzgebundenen Nutzungen – mit ihrem Charakter eines „natürlichen Monopols“ – einer weiteren Effizienzsteigerung und Internationalisierung/Globalisierung entgegen. Deshalb werden sich auch hier die Deregulierung, die Privatisierung bzw. Internationalisierung der Eigentumsstruktur sowie andere Wettbewerbselemente weiter durchsetzen, zumal praktische Erfahrungen immer wieder belegen, daß erhebliche Kosten- und Preisreduzierungen möglich werden.⁸ So konnte British Telecom beispielsweise während der Liberalisierungsphase (1991 gegenüber 1984) das durchschnittliche Preisniveau real um 40 % senken.

Deshalb steht für alle Akteure auch in Deutschland fest, daß der Übergang zum marktorientierten Preissystem – mit deutlichen Preissenkungen – der dominierende Indikator des kommenden Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft ist (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 1:
Merkmale des Wettbewerbs



3. Was berührt die Liberalisierung?

Erste praktische Erfahrungen aus der Strommarktliberalisierung in anderen Ländern verleiten zu der These: Längerfristig wird auch in der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Grunde genommen nichts so bleiben, wie es bisher ist.⁹ Die Konsequenzen aus der

⁸ Vgl. LEWINGTON, I. (ed.): Utility Regulation 1997, in: Privatization International Ltd., London 1997.

⁹ Vgl. zu den internationalen Erfahrungen insbesondere LEWINGTON, I: a.a.O. sowie LOSCH, M.: Wettbewerbsorientierte Regulierung der Elektrizitätswirtschaft, Europäische Hochschulschriften Reihe V, Bd. 1806, Frankfurt/M. 1995; KASPERK, G.: Deregulierung und Privatisierung des Elektrizitätssektors in Entwicklungsländern, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden 1997, zu amerikanischen Erfahrungen KUMKAR, L.: Wettbewerb im Stromsektor der USA, Teil I und II, Kieler Arbeitspapiere Nr. 738 und Nr. 739 von 1996; zu skandinavischen Erfahrungen MENGES, R.; BAR-ZANTY, K.:

Markttöffnung und Wettbewerbsintensivierung sind derart vielschichtig und komplex, daß kurz- bis mittelfristig alle Bereiche der Energieversorgungsunternehmen direkt und die meisten Tätigkeiten und Strukturen der EVU-Partner indirekt berührt werden.

- Bei den Versorgern sind es insbesondere die Bereiche Erzeugung/Einkauf, Verteilung/ Durchleitung, Verkauf/Preis- und Vertragsgestaltung sowie Technik/Investitionsvorbereitung.
- Bei den Partnern sind es vornehmlich die Anlagen- und Brennstofflieferanten, die Kapitalgeber und die Regulierungsbehörden.

Selbst scheinbar indifferente Geschäftsfelder und Strukturen, wie beispielsweise die Personalpolitik und die Aus- und Weiterbildung im Energiebereich müssen mit Implikationen rechnen, die längerfristig auch hier zum Aufgaben- und Strukturwandel führen. So kommt mit dem Preiswettbewerb bei stagnierender Nachfrage – wie insbesondere die Erfahrungen in Großbritannien und Norwegen belegen – unweigerlich hinzu, daß im EVU-Management die Erfahrungen und Qualifikationen in der Ökonomie, im Marketing und in internationalen Geschäften aufgewertet und mehr gefordert werden. Bei den Beschäftigten produzierender Einheiten drängt insbesondere die Flexibilisierung zur Erlangung neuer Fertigkeiten (multi-skills).

Um die Breite der anstehenden Auswirkungen bei hoher Transparenz zu verdeutlichen, ist eine Systematisierung nützlich. Angesichts der Komplexität ist das nicht einfach. Durch die Hervorhebung typischer Wirkungszusammenhänge läßt sich dennoch eine praktikable Einteilung vorschlagen. Für die Nutzung in der Wirtschaftspraxis scheint eine Systematisierung nach internen, externen und globalen Auswirkungen von besonderem Wert; zeigt sie doch, wer hauptsächlich von der jeweiligen Auswirkung betroffen ist.

- Demnach werden unter **internen** Auswirkungen jene subsumiert, die auf den Stromsektor selbst abzielen, also beispielsweise die Veränderungen in der Management-Philosophie, im Inhalt einzelner Geschäftsfelder sowie in den betrieblichen Kosten- und Gewinnstrukturen.
- **Externe** Konsequenzen deuten darauf hin, daß namentlich andere, verbundene Sektoren betroffen sind, beispielsweise hinsichtlich der Strompreise, der Energie-Dienstleistungen, der Brennstoff- und Anlagenzulieferungen.
- Unter **globalen** Konsequenzen werden die verstanden, die sich am wenigsten kanalisieren lassen und somit die gesamte Gesellschaft tangieren, wie insbesondere Beschäftigungs- und Wachstumseffekte sowie Auswirkungen auf die Umwelt-, Sozial- und Verteilungspolitik. Daß die globalen Konsequenzen besonders weitreichend und am wenigsten quantifiziert werden können, liegt in der Natur der Sache. Oftmals

Die Liberalisierung der Strommärkte in Norwegen und Schweden, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 1/1997, S. 39 ff sowie zu ersten Schritten in den osteuropäischen Ländern WELFENS, P.; YARROW, G. (eds.): Telecommunications and Energy in Systemic Transformation, Springer-Verlag 1997.

kommen diese Auswirkungen auch nur in Einheit mit anderen Einflußfaktoren zum Tragen. So verdeutlichen beispielsweise in Großbritannien die Implikationen auf die Staatsfinanzen, daß unter den gegenwärtigen Bedingungen eine enge Verbindung zum Abbau von Budgetdefiziten zur Vorbereitung der europäischen Währungsunion besteht.

Unter die letzte Kategorie fallen nicht zuletzt auch Lerneffekte, wie sie für den Elektrizitätssektor aus der Liberalisierung anderer Versorgungsindustrien und in anderen Ländern abzuleiten sind. Die Erfahrung aus Großbritannien, daß eine harte Vorgabe zur Effektivitätsverbesserung (durch die unabhängige Regulierungsbehörde Offer) die tatsächliche Preissenkung erst dauerhaft macht, könnte als ein solcher Lerneffekt bezeichnet werden.¹⁰

Versucht man, die Auswirkungen der Liberalisierung zu adressieren, so kommen hauptsächlich folgende Akteure und Betroffene in Betracht: öffentliche und nichtöffentliche Stromversorger, Haushalts-, Industrie- und sonstige Kunden, Brennstoff- und Anlagen-Zulieferer, Finanzierungs- und Regulierungsinstitutionen sowie weitere Beteiligte der Wirtschafts- und Umweltentwicklung des Landes (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2:
Akteure und Betroffene der Liberalisierung

<i>Stromversorger mit internen Effekten wie</i>	<i>Kunden und Direkt-Zulieferer mit externen Effekten wie</i>	<i>Weitere Betroffene mit globalen Effekten wie</i>
– veränderte angepaßte Unternehmensphilosophie	– Veränderungen der Preise und anderer Marktbedingungen für Absatz und Beschaffung	– veränderte staatliche Regulierungen
– Veränderungen in Kosten, Gewinnen, Technologie, Beschäftigung, ...	– Veränderung im Service und in der Versorgungssicherheit	– volkswirtschaftliche Wirkungen auf Wachstum, Beschäftigung, Investitionen, ...
– stranded investments		– Veränderungen für die natürliche Umwelt
– Veränderungen in der Branchen- und Firmenstruktur	– Impulse für den Strukturwandel in der Brennstoff- und Anlagenindustrie	

¹⁰ So konnten die Regulierungsbehörden in den Preisformeln den „X-Faktor“ als Ausdruck des Kostensenkungspotentials sukzessive erhöhen, z.B. bei der Telekommunikation von 3 % für 1984 bis 1989 auf 7,5 % für 1993 bis 1997, bei Gas von 2 % für 1990 bis 1992 auf 7 % für 1995 bis 2000, bei Elektrizität differenziert (nach Übertragung, Verteilung, Verkauf) von 0 für den Anfang auf 3 % für die gegenwärtigen Jahre. Vgl. CRI: Regulated Industries, The UK Framework, London 1996 sowie LEWINGTON, I.: Liberalisierung von Versorgungsindustrien: Erfahrungen aus Großbritannien, in: Wirtschaft im Wandel 14/1997, S. 14, IWH.

4. Interne Auswirkungen

4.1 Kundenbedürfnis und Kommerzialisierung als neue Management-Philosophie?

Der kommende Wettbewerb – erst recht bei mehr oder weniger stagnierender Gesamtnachfrage – zwingt die Unternehmen, ihre bisherige Unternehmensphilosophie weiterzuentwickeln. Waren unter den Bedingungen des Versorgungsmonopols Umsätze und Gewinne für die EVU von vornherein relativ gesichert, so drohen nunmehr Unsicherheiten und Risiken. Dem muß und kann mit einem Mix an Strategien entgegengewirkt werden.

Vornehmlich kommt es jetzt darauf an, bei der freien Bezugswahl der Stromverbraucher möglichst keinen Kunden und keinen Ertrag/Umsatz zu verlieren. Erfahrungen zeigen und Umfragen unter deutschen Versorgern und Verbrauchern bestätigen, daß sich der Wettbewerb hauptsächlich im Kampf um marktgerechte Preise und Absatzquoten ausdrückt. Um dennoch trotz Konkurrenz und Preisdruck leistungsstärker zu werden, erlangen im Unternehmen folgende Zielstellungen höchste Priorität: Befriedigung individueller Kundenbedürfnisse und Ausbau der Kundennähe einerseits sowie durchgehende Kommerzialisierung und Kostenrationalisierung andererseits.

- Zum einen zieht das die Hinwendung zum Energiedienstleister nach sich. Rund um die Uhr wird den Kunden ein bedarfsgerechtes Angebot von Leistungen, einschließlich komplexer Beratungs- und Serviceleistungen, offeriert. Damit wird das gleichartige Massenprodukt Elektrizität eines bestimmten Versorgers für den jeweiligen Kunden besonders attraktiv gemacht. Daß die bedarfsorientierte Kundennähe eine flexible Vertrags- und Preisgestaltung einschließt, versteht sich von selbst, denn wie sonst könnte und sollte die Verbesserung des Preis-Leistungs-Verhältnisses zur Stabilisierung und Erhöhung der Erträge beitragen?
- Zum anderen muß die Flexibilisierung der Vertrags- und Preisgestaltung durch eine konsequente Rationalisierung und Kostensenkung der eigenen Tätigkeiten ergänzt werden. Erst diese Einheit scheint eine dauerhafte Basis zu sein, um den Preiskampf, den tendenziellen Druck auf Preissenkung, gestärkt zu bestehen.
- Zweifelsohne verfügen die Versorger über relevante Spielräume im Kosten- und Preismanagement. Nicht nur britische Erfahrungen, wie sie weiter hinten noch dargestellt werden, sondern auch Selbsteinschätzung deutscher Versorger belegen das. Umfangreiche Rationalisierungsprogramme mit dem Kern dauerhafter Kostensenkungen etablierter Verbund-, Regional- und Kommunalversorger widerspiegeln dabei im einzelnen, welche Potentiale wie erschlossen und genutzt werden können.¹¹

¹¹ Vgl. z.B. für das Programm beim Bayernwerk Handelsblatt vom 21.01.97, bei Preussen Elektra Handelsblatt vom 29.10.97 sowie bei der BEWAG Handelsblatt vom 30.10.97. Eine Studie von Kleinwort Benson Research prognostiziert für Deutschland insgesamt sogar ein Senkungspotential bis zu 40 % –

Wie weit sich diese neue Unternehmensphilosophie in Großbritannien bereits herausgebildet hat, können folgende Beispiele demonstrieren:

- Ingenieure der Stromerzeugung berichten von der symbolhaften Ablösung der „kWh“ durch „erwirtschaftete Pfund“ auf den Erfolgsanzeigetafeln in Betrieben. Der größte britische Regionalversorger Eastern Electricity hat einen zentralen Handelsbereich aufgebaut, der zugleich die eigene Erzeugung, den Einkauf und Verkauf von Strom mit dem Einkauf, Einsatz und Verkauf von Gas so optimiert, daß nicht mehr die Erzeugung und der Absatz, sondern der Gewinn die Zielfunktion bestimmen.
- Fast alle Rationalisierungsprogramme sind nicht mehr auf Technik- und Versorgungsschwerpunkte, sondern auf Kosten und Gewinne ausgerichtet.
- Die Dominanz von Ingenieuren im Management britischer Elektrizitätsunternehmen wird durch die von Kaufleuten und Top-Managern aus fremden Wirtschaftszweigen aufgebrochen.

In Norwegen, wo der Strommarkt seit 1991 vollständig liberalisiert ist, freie Lieferantwahl für alle Verbraucher besteht, zeigt sich die veränderte Unternehmensphilosophie ebenfalls deutlich. „So tritt die Technik gegenüber dem Marketing und dem Handel in den Hintergrund, die verbale ‘Kundenorientierung’ wird zur Selbstverständlichkeit. Gleichzeitig nimmt die politische Einflußnahme auf die Unternehmen ab und die Bedeutung der erwirtschafteten Kapitalrendite zu.“¹²

Zum Mix moderner Unternehmensstrategien in liberalisierten Märkten gehören darüber hinaus insbesondere

- die Diversifizierung der Geschäfte, möglichst in Richtung nicht regulierter Bereiche und in Richtung von Wachstumsbranchen, einschließlich von Aktivitäten im Ausland,
- die innere Öffnung der Unternehmen für internationale Kooperation, Beteiligungen und Fusionen,
- das gemeinsame internationale Engagement in Drittländern, namentlich als Investor und Betreiber von IPP (independent power producers) sowie als Käufer bei Privatisierungen.

Welches Tempo dabei leistungsstarke Versorger anschlagen können, vermittelt das Wachstumsprofil vom größten britischen Regionalversorger Eastern Group (vgl. Abbildung 3).

allerdings bei starkem Einsatz moderner Kombi-Anlagen. Vgl. KLEINWORT BENSON RESEARCH: The New German Electricity Market: Power to the Customers, London 1996.

¹² Vgl. Energie & Management, Nr. 21/1997, S. 6.

Abbildung 3:
Aktivitäten von Eastern Group außerhalb des Kerngeschäfts

	↑	weitere internationale Beteiligungen folgen
ab 1997		Aufbau der Tochtergesellschaft in USA (Citizens Power) Beteiligung am Kohlebergbau (Peabody Coal)
ab 1996		Ausdehnung in der Erzeugung auf 6.000 MW
ab 1993		Aufbau des Handelsgeschäfts Erste Beteiligung im Erzeugungsgeschäft
ab 1991		Ausdehnung auf Gasgeschäft
bis 1990		Stromgeschäft

Dabei darf nicht überraschen, daß diese Anzeichen einer Internationalisierung/Globalisierung schon längst nicht mehr nur auf leistungsstarke Stromversorger in den USA und in Großbritannien beschränkt bleiben. Multinational orientierte EVU haben sich auch in Schweden, Spanien, Chile, Italien und Deutschland herausgebildet. Nicht zuletzt folgen sie einem Trend bei Großkunden: Unabhängig vom Sitzland der jeweiligen Konzernunternehmen wollen energieintensive Verbraucher zunehmend nur noch von einem Versorger beliefert werden.¹³

4.2 Sinkende oder steigende Gewinne?

Normalerweise initiiert eine Intensivierung des Wettbewerbs – erst recht bei relativ stabilem Absatz und vorhandenen Überkapazitäten – nicht nur eine umfangreiche Rationalisierung zur Anpassung und Kostensenkung, sondern auch eine Tendenz zum Abbau hoher Unternehmensgewinne. Insofern könnte von der Liberalisierung ein Rückgang bei den Gewinnen erwartet werden. Da den Stromversorgern bisher eine überdurchschnittlich gute Rentabilität eigen ist, stehen erhebliche Margen zur Disposition.

Praktisch läßt sich das in den untersuchten Ländern mit fortgeschrittener Liberalisierung nicht durchgängig nachweisen. So folgt die Entwicklung in den USA zwar diesem Muster, die britischen Ergebnisse stimmen aber auf den ersten Blick mit dem nicht überein.

In den USA mußten die etablierten Erzeuger in der Regel erhebliche Gewinneinbußen hinnehmen. Der aufkommende Wettbewerb führt dazu, daß um Margen hart gekämpft

¹³ Nach einer Price-Waterhouse-Umfrage unter mehr als 300 energieintensiven Firmen Europas gaben bereits 30 % der Befragten an, sich an allen Standorten möglichst nur noch von einem Lieferanten versorgen zu lassen.

werden muß. Das gilt insbesondere dann, wenn die Regulierungskommissionen die automatische Weiterwälzung steigender Kosten auf die Verbraucherpreise nicht gestatten.

In Großbritannien liegen die Verhältnisse nicht so eindeutig. In den ersten fünf Jahren läßt sich keine Tendenz zur Gewinnabsenkung feststellen. Erschwerend für die Analyse kommt hinzu, daß separate Gewinnstatistiken für die Stromsparte nicht zu erhalten sind. In der Regel kann bestenfalls die gesamte Gewinnbilanz des Unternehmens bzw. Konzerns ausgewertet werden. Dadurch wirken zugleich Einflüsse aus der Ertragsentwicklung anderer Geschäftsfelder, wobei allerdings in der Regel deren Anteil nicht entscheidend ist.¹⁴

Werden für die Analyse in Großbritannien als Gewinnindikator z.B. der Finanzgewinn verwendet, so ergibt sich folgendes Bild (vgl. Tabelle 1):

Tabelle 1:
Umsatz und Gewinn der britischen Stromindustrie
- in Mio. £ zu 1994/95 Preisen -

Unternehmen	Umsatz			Finanzgewinn		
	1990	1995	%	1990	1995	%
England/Wales						
National Power	4.879	3.953	-19	230	525	129
Nuclear Electric	2.454	2.889	18	-16	1035	> 1.035
Power Gen	2.954	2.885	2	161	388	142
National Grid Comany (NGC)	1.275	1.428	12	289	435	50
Regionalversorger insg.	1.518	1.541	2	894	1.502	68
Schottland						
Hydro-Electric	634	811	31	54	119	119
Scottish Nuclear	471	550	23	-36	150	> 150
Scottish Power	1.384	1.606	24	136	274	100

Quelle: CRI: The UK Regulated Industries Financial Facts 1994/95, S. 89-90.

Anmerkung: Finanzgewinn ist Umsatz minus Erzeugungskosten plus Einkommen von festgelegten Mitteln minus Nettozinsen minus Steuern minus außerordentliche Aufwendungen.

Demnach zeigt sich in Größenordnungen: Bei geringfügig ansteigendem bzw. sinkendem Umsatz haben es die Unternehmen verstanden, den Finanzgewinn (und hiervon abgeleitet die gezahlten Dividenden) mehr als deutlich zu steigern. Besonders ist das bei den Regionalversorgern der Fall. Die Ergebnisse müssen nicht zuletzt deshalb nachdenklich stimmen, da zugleich die großen Erzeuger und die Regionalversorger bewußt in neue Kraftwerke/Kombi-Anlagen investiert haben.

¹⁴ Erstens wird in Großbritannien die Abgrenzung (ring fencing) für Regulierungszwecke konsequent betrieben. Zweitens erfolgen Firmenübernahmen erst nach 1995 in größerem Umfang.

Diese Entwicklung könnte sich vor allem dadurch erklären, daß in den ersten Jahren die Reform noch nicht gegriffen hat. Der Wettbewerb und auch die Regulierung mit ihren normativen Vorgaben mußten sich erst herausbilden. Deshalb kam es noch nicht zur Gewinnabsenkung. Man könnte behaupten, daß gerade angesichts des zu erwartenden künftigen Preisdrucks die Unternehmen alles versucht haben, solange wie möglich hohe Gewinne zu realisieren. Das ist gewissermaßen eine vorsorgende Reaktion in Vorbereitung nachfolgender Gewinneinbußen. Deshalb stiegen z.B. auch in den ersten fünf Jahren die Aktien des Elektrizitätssektors überdurchschnittlich, etwa doppelt so schnell wie der Durchschnitt.

Daß selbst die getätigten Neuinvestitionen in Gaskraftwerke die Gewinnsituation nicht spürbar verschlechtert haben, widerspiegelt der Gewinnindikator Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Während gewöhnlich in der britischen Stromerzeugung 8 % Kapitalverzinsung als normal gelten, konnten die privatisierten Unternehmen zunächst zwar diese Rate nicht erreichen, dann aber nach fünf Jahren überschreiten (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2:

Verzinsung des eingesetzten Kapitals privatisierter britischer Stromerzeuger

- in Prozent -

	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96
National Power	4,0	5,4	5,6	8,5	7,9	10,0
Power Gen	3,5	5,4	6,2	7,3	7,7	10,0

Quelle: CRI: The UK Electricity Industry: Financial and Operating Review 1995/96, London 1997.

Daß die Streubreite der erwirtschafteten Gewinne nach der Reform zunimmt, läßt sich für mehrere liberalisierte Strommärkte feststellen. Das scheint allerdings Wettbewerbsmärkte mit vorhandenen Unsicherheiten mehr oder weniger auszuzeichnen. Neben normalen Gewinnraten bestehen immer mehr Chancen auf außergewöhnlich hohe Renditen. Einerseits ergeben sie sich um den Preis eines hohen Risikos, andererseits oft nur für eine kurze Zeitdauer, bis die Regulierungsbehörde einschreitet. Überdurchschnittlich hohe Gewinne lassen insbesondere flexible moderne GuD-Anlagen als IPP erwarten. Darin liegt auch der Grund, daß die IPP ihren Marktanteil (von 1991 bis 1994) in England/Wales von 0 auf 14 % und weltweit auf 11 % steigern konnten.

4.3 Steigendes Kostenbewußtsein und dennoch verzögerte Kostensenkung?

Geht es um die Analyse der Kostenentwicklung aufgrund der Liberalisierung, so stellen sich zunächst ähnliche Schwierigkeiten der Methodologie und Datenbeschaffung wie bei der Gewinnanalyse ein. So ist es besonders bei der längerfristigen und intensiven Kapitalbindung im Bereich der Stromerzeugung problematisch, kürzere Zeiträume zu betrachten. Bei der Stromübertragung und -verteilung mit ihrem industrieähnlichen kürzeren Zyklus der Investition und Instandhaltung sind kürzere

Kostenabrechnungszeiträume zwar aussagefähig, aber wegen des hier weiterbestehenden natürlichen Monopols nicht so interessant.

Daß die Auswirkung der Liberalisierung auf die betrieblichen Kosten in Großbritannien dennoch zu analysieren versucht wird, schlägt sich in verschiedenen Studien nieder.¹⁵ Allerdings besteht bei den Analytikern keine Einigkeit. Hinsichtlich der Erzeugungskosten gibt es zwei konträre Aussagen:

- Nach SURREY können aus der Liberalisierung nur indirekt – über die kontinuierlich sinkenden Brennstoffkosten – Kosteneinflüsse abgeleitet werden.¹⁶ Seine ermittelte Kostenentwicklung folgt fast ausschließlich den veränderten Kohleinsatzkosten, da der Kohlepreis von 42,50 £/t in 1992/93 auf 34,50 £/t in 1993/94 fiel. Andere Kosteneinsparungen waren nach diesem Autor nicht relevant.
- Nach NEWBERY werden außerhalb der Brennstoffkosten zusätzliche Einsparungen festgestellt.¹⁷ Die permanenten Einsparungen belaufen sich demnach auf 5 %. Nach diesen Analysen werden die abgezinsten zusätzlichen Kosteneinsparungen bis zu 7,2 Mrd. £ im Zeitwert ausmachen. Dagegen werden die Kosten der Reform/Rationalisierung auf etwa 2,9 Mrd. £ geschätzt.

Es scheint so, daß zunächst die Kosten vor allem deshalb noch nicht kontinuierlich sinken, weil auch erhebliche Mehraufwendungen für die Umsetzung der Rekonstruktion/Modernisierung im Rahmen der Reform anfallen, inklusive der nicht geringen, zunächst aufzubringenden Abfindungen für entlassene Beschäftigte. In späteren Jahren müßte die Rationalisierung per Saldo zur Kosteneinsparung führen, wenngleich durchaus Gegenläufigkeiten und Unklarheiten über die sunk costs/stranded investments zu berücksichtigen sind. Dämpfend auf die Kostenentwicklung wirkt bisher insbesondere der Fakt, daß zugleich mit dem starken Abbau von Arbeitsplätzen die durchschnittlichen Löhne und Gehälter steigen – an der Spitze die Direktorengehälter –, so daß sich die Gesamtlohnkosten nur etwas reduzieren (vgl. Tabelle 3).

¹⁵ Vgl. BURNS, P.; WEYMAN-JONES, T.: Regulatory Incentives, Privatisation, and Productivity Growth in UK Electricity Distribution und Cost Drivers and Cost Efficiency in Electricity Distribution: A Stochastic Frontier Approach, CRI Technical Paper No. 1 und 2, CIPFA, London 1994.

¹⁶ Vgl. SURREY, J. (ed.): The British Electricity experiment. Privatisation: the record, the issues, the lessons, Earthscan, London 1996, S. 202.

¹⁷ Vgl. NEWBERY, D.: The Electricity Industry 1995/96, in: VASS, P. (ed.): Regulatory Review 1996, CRI, London, S. 21-38.

Tabelle 3:
Beschäftigte in der britischen Stromindustrie
- Jahresdurchschnitt -

Unternehmen	1990/91	1994/95
England/Wales		
National Power	15.713	5.447
Nuclear Electric	13.924	9.426
Power Gen	8.840	4.171
National Grid Comany (NGC)	6.550	4.871
Summe ehem. CEGB ^a	45.027	23.915
REC als Regionalversorger	82.288	64.808
Schottland		
Hydro-Electric	3.484	3.584
Scottish Nuclear	1.976	1.860
Scottish Power	9.848	8.041

^a Central Electricity Generating Board

Quelle: CRI: The UK Regulated Industries Financial Facts 1994/95 sowie NEWBERY (1997).

Die Vergütung der Direktoren steigt gegenüber dem Lohn fast dreimal so schnell und erreicht durchweg Spitzenwerte, die aber in der Öffentlichkeit immer stärker kritisiert werden (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4:
Lohn- und Gehaltskosten sowie Direktorenvergütungen der britischen Stromindustrie

Unternehmen	Lohn/Gehalt (Mio. £)		Durchschnittslohn je Beschäftigten (£)		Direktorenvergütung (£)	
	1990/91	1994/95	1990/91	1994/95	1990/91	1994/95
England/Wales						
National Power	360	180	22.911	33.046	87.357	178.250
Nuclear Electric	381	293	17.363	31.084	56.909	76.429
Power Gen	210	140	23.756	33.565	106.083	178.273
National Grid Comany (NGC)	182	198	27.802	40.813	74.400	126.800
REC als Regionalversorger	1.524	1.508	18.526	23.269	69.439	114.237
Schottland						
Hydro-Electric	69	82	20.006	22.796	63.000	84.182
Scottish Nuclear	51	70	25.860	37.634	41.400	55.500
Scottish Power	184	181	18.654	22.497	61.555	186.125

Quelle: CRI: The UK regulated Industries Financial Facts 1994/95.

Für die Gesamtheit der zwölf Regionalversorger (REC) läßt sich beispielsweise feststellen, daß in den ersten fünf Jahren nach der Reform die Beschäftigtenanzahl zwar um

21 % abnimmt, die Lohnkosten aber nur um 1 % sinken, da der durchschnittliche Lohn um 26 % und die durchschnittliche Direktorenvergütung um 65 % steigen.

4.4 Können stranded investments auch verlustneutral wirken?

Im Zusammenhang mit der Liberalisierung, der aufkommenden Absatzunsicherheit sowie neuen Stromanbietern wird immer wieder auf die Gefahr hingewiesen, daß es zu einer starken Entwertung vorhandener Sachanlagen kommen kann. Einerseits bestehen genügend, z.T. sogar zu viele Erzeugungskapazitäten. Andererseits werden neue, flexible Anlagen errichtet, insbesondere als effiziente erdgasgefeuerte Kombi-Anlagen. Die nicht mehr nachgefragten Kapazitäten und auch überdimensionierte Reservekapazitäten werden stillgelegt. Gestrandete Investitionen entstehen.

Sind diese Anlagen bereits abgeschrieben, werden zwar die Erzeugungskosten berührt, aber positiv, da sie theoretisch sinken müssen. Sind die Anlagen noch nicht abgeschrieben, kommt es zum Kapitalverlust. Normalerweise würden die Unternehmen versuchen, die Ausbuchungen der Restwerte in ihren Mischkalkulationen des Strompreises einzurechnen.¹⁸ Gestattet der liberalisierte Strommarkt anstatt kostenkalkulierter Preise aber nur wettbewerbsfähige Preise zu realisieren, so können in der Tat die stranded investments vom Unternehmen nicht verlustneutral verkraftet werden. Damit würde sich das Ergebnis aus operativer Geschäftstätigkeit in den EVU verschlechtern.

Von der Kapitalentwertung können die einzelnen Kraftwerkstypen (konventionelle Wärme-, Kern-, Wasserkraftwerke usw.) in unterschiedlichem Maße betroffen werden, je nachdem, wie sich unter den neuen Marktbedingungen mit der veränderten Nachfrage und den veränderten Preisen ihre Wirtschaftlichkeit herausstellt. Generell dürften zentrale kapitalintensive Großkraftwerke – wenn sie noch nicht abgeschrieben sind – die Unternehmensbilanzen stärker belasten als dezentrale kleinere, modular aufgebaute Anlagen. Während erstere den Vorteil geringer Brennstoffkosten (bei höheren Kapitalkosten) nutzen können, kommen den dezentralen Anlagen vor allem ihre geringe Investitionsintensität, ihr höherer Anpassungsgrad an wechselnden Nachfragen und der niedrige Gaspreis zugute. Die unterschiedlichen Investitionsrisiken fallen damit immer mehr ins Gewicht. Bei dem künftig deregulierten Absatzmarkt wird offensichtlich die Weiterwälzung hoher Abschreibungen immer schwieriger, unsicherer und im Falle von Fehlinvestitionen fast unmöglich. Bisherige Mischkalkulationen und damit höhere Strompreise werden vom Markt immer weniger akzeptiert.

¹⁸ Daß diese Mischkalkulationen aufgrund verrechneter Milliardenbeträge bei Fehlinvestitionen die Strompreise stark belasten, beweisen insbesondere die fast 30 Mrd. teuren Investitionsruinen der Kernkraftwerke in Deutschland. Das abgeschriebene Kernkraftwerk Mühlheim-Kärlich liefert ein aktuelles Beispiel hierfür. Diese 1.300 MW-Anlage mit einer Investitionssumme von ca. 7 Mrd. DM lieferte seit 1986 noch nicht einmal für ein Jahr Strom im Vollbetrieb. Sie ist aber inzwischen vollständig abgeschrieben. Vgl. Handelsblatt vom 15.01.1998, S. 4.

In Auswertung der bisherigen wissenschaftlichen Diskussion wird allerdings auch deutlich, daß bei der inhaltlichen Fassung von stranded investments, evtl. stranded costs, und ihrer finanziellen Entschädigung sowie erst recht bei ihrer Quantifizierung noch ein erheblicher Klärungsbedarf besteht.

- So ist zunächst einmal festzustellen, ob die zur Diskussion stehende Sachanlage überhaupt aus wirtschaftlich vertretbaren notwendigen Investitionen resultiert oder ob z.B. eine überzogene Bedarfs- und Investitionsentwicklung einschließlich überhöhter Reservekapazitäten vorliegen. Letztere machen bei einigen EVU bis 30 % aus.
- Außerdem werden mitunter nicht nur die nicht mehr benötigten, noch nicht amortisierten Sachanlagen diesem Begriffsinhalt zugeordnet. Auch potentielle Schäden/Gewinnausfälle der Netzbesitzer für die eingeführte Durchleitungspflicht von Fremdstrom (gewissermaßen die Entschädigung für diese „materielle Enteignung“) sowie finanzielle Altlasten aufgrund unzureichender Rückstellungen für spätere Alterspersonalkosten (Renten, Pensionen etc.) werden darunter erfaßt.¹⁹
- Im engeren Sinn geht es nur um Kapitalverluste für noch nicht amortisierte Investitionen. Sie ergeben sich namentlich deshalb, weil die auf dem liberalisierten Strommarkt nicht mehr nachgefragte Kapazitäten durchaus noch einen Marktwert hätten. Somit ist der Verlust die Differenz zwischen dem Buchwert (Zeitwert) der Anlage vor der Liberalisierung und dem Marktwert (als abgezinster Gegenwarts-Barwert möglicher künftiger Nettoerträge) nach der Liberalisierung.
- Das bedeutet, daß die Höhe der stranded investments hauptsächlich von der Entwicklung der Nachfrage und der Wirtschaftlichkeit der Anlage abhängen. Hierfür spielen sowohl die Strompreise als auch die Bereitstellungskosten, Realzinsen, langfristige Stromlieferverträge mit ihren Konditionen und andere Faktoren eine Rolle. Mit anderen Worten: Einerseits nehmen die EVU selbst auf die stranded investments (auch noch nach der Realisierung ihrer Investition) Einfluß. Andererseits wirken aber das Tempo der Marktöffnung und damit die Strompreissenkung. So ist verständlich, daß bei einer langsamen Marktöffnung, bei langen Übergangsfristen, die stranded investments geringer ausgewiesen werden.

Die Gefahr von stranded investments wird für Deutschland in Größenordnungen vorhergesehen. Erste Schätzungen erreichen einen Betrag bis zu 20 Mrd. DM.²⁰ Insbesondere könnte das für Ostdeutschland zutreffen, da vom einzigen Verbundunternehmen nach wie vor Großinvestitionen auf den Weg gebracht werden. Dabei ist nicht gesichert, daß damit optimale Erzeugungsstrukturen und längerfristig notwendige Kapazitätsgrößen geschaffen werden. Nicht zuletzt deshalb wird von diesem Unternehmen ein

¹⁹ Vgl. Neue Zürcher Zeitung vom 19.09.1997.

²⁰ Vgl. Handelsblatt vom 23.01.1998, S. 20.

Gebietsschutz bis 2006 gefordert, d.h. die Aussetzung des Stromwettbewerbs in Ostdeutschland. Das bedeutet, die durchschnittlichen Erzeugungskosten wegen stranded investments zu erhöhen und somit auf die geschützten Strompreise weiterzuwälzen.

Wie die bisherigen Erfahrungen und Vorschläge anderer Länder zeigen, verlangen stranded investments nicht zwangsläufig den Gebietsschutz. Tatsächlich bedeuten gestrandete Investitionen nicht automatisch Kostenbelastungen. Verlustneutral werden in der Praxis noch nicht abgeschriebene Sachanlagen vor allem auf drei grundlegenden Wegen behandelt. Außerdem existieren Mischvarianten und individuelle Absprachen. In Norwegen werden z.B. auch steuerliche Maßnahmen für die Finanzierung von Entschädigungszahlungen diskutiert.

Erstens eröffnet sich dort, wo eine Privatisierung erfolgt, die Möglichkeit, die gestrandeten Anlagewerte beim Verkauf zu berücksichtigen. Damit werden zwar der Verkaufspreis und der Privatisierungserlös niedriger, aber die Akzeptanz der EVU ist gesichert. Die Kapitalentwertung wird letztenendes von allen Steuerzahlern gezahlt.

In Großbritannien, wo die Liberalisierung mit der Privatisierung einherging, ist zunächst und partiell so verfahren worden. So sind etwa bis 15.000 MW Kohle-Kraftwerkskapazitäten gestrandet, aber ohne sichtbare gestrandete Kosten. Diese Kapazität wurde bis 1996 durch Gas-Kombi-Kraftwerke von etwa 13.000 MW ersetzt. Dabei kann vermutet werden, daß die ältere Generation der Kombi-Anlagen angesichts deutlicher Investitionsverbilligungen der neuen Anlagen längerfristig auch nicht hocheffizient sind und daher teilweise noch stranden könnten.

Diese Verdrängung rechnet sich gegenwärtig ökonomisch insbesondere deshalb, weil die neuen Anlagen billiger und flexibler sind. Billiger sind sie u.a. auch, weil sich mit der Reform und dem höheren Risiko beim Wettbewerbsmarkt der Diskontierungsfaktor in Großbritannien von 5 % auf etwa 12 bis 15 % erhöht hat. Die Flexibilität ist mit der Liberalisierung insofern aufgewertet worden, als daß nunmehr Über- statt Fehlkapazitäten den EVU teurer zu stehen kommen können. Durften früher in der monopolistischen Versorgungswirtschaft möglichst keine Fehlkapazitäten entstehen, so sind diese neuerdings durch Zukauf auf dem Markt und durch kleine flexible Einheiten überbrückbar. Überkapazitäten hingegen können nicht genutzt werden und verursachen daher einen Kostenanstieg.

Einen *zweiten Weg* für die Behandlung der stranded investments zeigt die USA. In den USA, wo keine Privatisierung erfolgte, werden die privaten Unternehmen dennoch nicht allein belastet. Mit Billigung der Regierung wird angestrebt, die Stromkosten einheitlich durch einen entsprechenden Aufschlag (zur Verrechnung der Anlagenrestwerte) zu steigern. Die höheren Preise werden von der Regierung,

Wirtschaft und Politik toleriert. Zugleich werden teilweise beim Wechsel des Kunden zum anderen Lieferanten besondere Gebühren (exit fee) erlaubt.²¹

Die Diskussion in Deutschland, durch höhere Durchleitungsentgelte eine Finanzhilfe zu erreichen, zielt praktisch in gleicher Richtung. Insbesondere glauben Verbundunternehmen, damit die vorgeschlagenen, international überhöhten (entfernungsabhängigen) Hochspannungstarife begründen und damit für stillgelegte Erzeugungskapazitäten entschädigt werden zu können. Da diese Argumentation weder mit der Kostenverursachung noch Wettbewerbsverzerrung zu tun hat, wird sie dem Grundanliegen der Liberalisierung überhaupt nicht gerecht.

Drittens besteht die Möglichkeit, bisher noch nicht amortisierte Investitionen aus allgemeinen öffentlichen Budgets, insbesondere aus dem Staatshaushalt, zu finanzieren. Analog zur Behandlung bei der Privatisierung zahlen alle Steuerpflichtigen diese Kosten. Zugleich werden das Strompreisniveau nicht belastet und der Wettbewerb im Stromsektor nicht verzerrt.

Daher scheint das – wenn stranded investments im verantwortbaren Umfang wirklich vorliegen und wenn die Mitverantwortung des Staates für bisherige Investitionsentscheidungen gegeben ist – die sinnvollste Lösungsmöglichkeit zu sein.

4.5 Strukturveränderungen in Einheit mit zunehmender (horizontaler) Konzentration?

Die anstehende Liberalisierung löst in den EVU strukturelle Veränderungen in mehrerer Hinsicht aus. So kommt es zur Hinwendung zur Dienstleistung bei Diversifizierung der Unternehmen, um dem Preis- und Kostendruck des Wettbewerbs zu begegnen. Der Weg zur Dienstleistung kann bedeuten:

- Ausbau der Basis-Dienstleistung, indem der Strom (als Basisprodukt) kundenspezifisch, preisdifferenziert und günstig angeboten wird,
- Ausbau der Fach-Dienstleistung, indem weitere energiespezifische Leistungen (wie Wartung, Reparatur und Abrechnung von Energieanlagen) mit der Stromlieferung verbunden werden,
- Ausbau von Allround-Dienstleistungen durch Aufnahme von Tätigkeiten in anderen Sparten (wie Entsorgung, Telekom etc.), um die Kunden vielseitig zu betreuen und damit mehrfach an das Unternehmen zu binden.

Es scheint so, daß gerade für die kommunalen Unternehmen die Diversifizierung – weg vom alleinigen Stromverkauf als Kerngeschäft – eine besondere Anpassungsstrategie sein könnte. Diese Versorger stehen tagtäglich mit den Kunden, vor allem in den privaten Haushalten, in Kontakt und erleben kundenspezifische Wünsche sehr direkt.

²¹ Vgl. EDINGER, R.: Strom-Wettbewerb: Strukturwandel in den USA, in: Energy & Management vom 15.07.1997, S. 15.

Allerdings trachten auch Regionalversorger danach, diese Marktnische als ihre Entwicklungschance zu begreifen und zu nutzen. Daß selbst Verbundunternehmen diese „Kleinarbeit“ nicht scheuen, zeigt das Beispiel der BEWAG. Dieser Versorger wird in den nächsten fünf Jahren für seine Diversifizierung (hauptsächlich bei den Dienstleistungen) bis zu 2 Mrd. DM bereitstellen.²²

Zwangsläufig zieht die Hinwendung der EVU zum Dienstleister – unter den Bedingungen des Wettbewerbs auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten – nach sich, daß die Hierarchie, Führungsstruktur, Organisationsstruktur bis hin zur Personalstruktur, d.h. der gesamte innere Unternehmensaufbau, mehr oder weniger stark beeinflußt wird.

Um dabei zugleich externen Sachverstand, Kapitaleinsatz und Marktanteil zu nutzen, werden sich Kooperationen, Beteiligungen, strategische Allianzen und Firmenfusionen zunehmend als brauchbare Instrumente erweisen. Insgesamt wird die Konzentration im Elektrizitätssektor sukzessive anwachsen. So läßt z.B. die Fusion der EVS Schwaben mit dem Badenwerk zum viertgrößten Verbund-EVU – noch vor dem traditionellen Bayernwerk – ahnen, daß tiefgreifende Veränderungen eingeschlossen sind. Daß nationale Schranken dabei immer mehr überwunden werden, machen nicht nur die gemeinsamen Engagements in Mittel- und Osteuropa, sondern auch in anderen Regionen deutlich. So erwartet man beispielsweise in Berlin, daß die Einbeziehung des amerikanischen Energiekonzerns Southern Energy (mit 26 % Kapitalanteil anstelle der Stadt Berlin) für die BEWAG eine deutliche Stärkung – mit dem Aufbau des Handelsgeschäfts – bringt.

Die Erfahrungen anderer Länder deuten in gleicher Richtung. Rege Aufkäufe, Zusammenschlüsse und Beteiligungen sind sowohl in Großbritannien als auch in Skandinavien und in den Niederlanden zu beobachten. In Großbritannien haben sich vor allem bei den Regionalversorgern Übernahmen (take overs) vollzogen (vgl. Tabelle 5).

²² Vgl. Handelsblatt vom 30.10.1997.

Tabelle 5:
Aktuelle Fälle von Eigentumwechsel in der Stromindustrie

Übernahmen (take overs)	Datum	Wert Mrd. £	Anmerkung
1. REC (Regionalversorger)			
SWEB durch Southern Electricity (USA)	13.07.95	1.100	abgeschlossen
MANWEB durch Scottish Power (UK)	24.07.95	1.100	abgeschlossen
Eastern durch Hanson Group (UK)	31.07.95	2.400	abgeschlossen
NORWEB durch North West Water (UK)	08.09.95	1.800	abgeschlossen
SEEBOARD durch Central South West (USA)	06.11.95	1.600	abgeschlossen
SWALEC durch Welsh Water (UK)	04.12.95	872	abgeschlossen
Midlands durch GPU/CINergy (USA)	07.05.96	1.730	abgeschlossen
Northern durch Calenergy (USA)	28.10.96	782	
East Midlands durch Domonion Resources (USA)	13.11.96	1.200	
London durch Energy (USA)	18.12.96	1.720	
Yorkshire durch AEP/PSC (USA)	25.02.97	1.500	
2. National Grid Company (Netzeigentümer)	11.12.95	3.450	Aktienverkauf
3. Kraftwerksverkäufe			
First Hydro: National Grid an Mission (USA)	19.12.95	652	2 PSW
4.000 MW: National Power an Eastern (UK)	19.04.96	1.700	Mittellast
2.000 MW: Power Gen an Eastern UK	17.11.95	450	Mittellast

Quelle: BURTON, N.: A City View of the UK Electricity Supply Industry, IEE Power Engineering Journal, April 1997.

Gewissermaßen läßt sich die zunehmende horizontale Konzentration als Pendant für die sich tendenziell vollziehende vertikale De-Integration auffassen. Einerseits wird die Verbindung von Erzeugung/überregionaler Transport/regionale bzw. lokale Verteilung/Verkauf bewußt zwecks Schaffung von zwei Wettbewerbsmärkten (Erzeugung und Verkauf) sowie zwei monopolistischen Strukturen (Übertragung und Verteilung) gelockert bzw. gelöst. Andererseits wachsen auf der horizontalen Ebene die Kooperation und Übernahme, um sowohl der Gefahr drohender Verluste im Marktanteil und in der Leistungs- und Ertragskraft zu begegnen als auch Synergieeffekte zu erschließen.²³

²³ Zweifelsohne können sich hieraus neue Problemfelder ergeben. So sollten z.B. die Aufsichtsbehörden – wie das Bundeskartellamt in Deutschland – verfolgen und verhindern, daß horizontale und vertikale Beteiligungen die gewünschte Anbieterkonkurrenz nicht unterdrücken. Außerdem sollte den Gefahren der Konzentration für die Stadtwerke in Deutschland entgegengewirkt werden, z.B. nicht nur durch vorübergehende Ausnahmeregelungen (single-buyer-Modell), sondern durch die grundlegende Veränderung der Gemeindeordnung (hinsichtlich eines erweiterten Versorgungsgebietes von Stadtwerken) und durch Kooperationen und Allianzen seitens der Stadtwerke.

Dabei kennt die vertikale De-Integration zwei unterschiedliche Strukturmodelle:

- Zum einen kommt es zu einer gesonderten Netzstruktur, die separat von Erzeugung und Stromhandel betrieben wird, wie z.B. in England/Wales, Norwegen, Schweden, Finnland, Chile und Argentinien.
- Zum anderen ist es die organisatorisch bleibende (nur buchhalterisch gelockerte) Vertikalintegration, die allerdings ihre Netze Dritten (unabhängigen und gebietsfremden Erzeugern) zur Verfügung stellen muß. Dieses Durchleitungsmodell (TPA) wird in den USA umgesetzt und von vielen asiatischen Staaten für ihre unabhängigen Erzeuger (IPP) als besonders geeignet empfunden. Auch in Deutschland wird diese Art des „unbundling“ angestrebt.

Jüngste Entwicklungen deuten darauf hin daß diese Prozesse allerdings recht kompliziert, widersprüchlich und relativ offen verlaufen. So sind bestimmte Annäherungen zwischen den beiden Modellen nicht zu verkennen.

Erstens tendieren integrierte Versorger nunmehr auch in den USA dazu, ihre Netzhoheit aufzugeben. Immer mehr separate Netzbetreiber entstehen.

Zweitens verzichten integrierte Unternehmen zunehmend auf den Ausbau ihrer Erzeugungskapazität, da Strom auf dem Großhandelsmarkt günstiger zu beschaffen ist.²⁴ Sukzessive gewinnt das Netzgeschäft an Bedeutung innerhalb des Unternehmens.

Drittens schaffen sich nicht selten Verteilerunternehmen auf der Suche nach geeigneten Kooperationen und Allianzen eigene Stromerzeugungskapazitäten. So verfügen bereits jetzt alle britischen Verteiler über eigene Erzeugungen. Ähnlich wie in den Niederlanden wurden vor allem die staatlich geförderten KWK-Anlagen gebaut. Außerdem kam es seit 1995 zur verstärkten Re-Integration durch turbulente Übernahmen. Insbesondere sind Übernahmen von Verteilern durch nicht de-integrierte ausländische Versorger (aus Schottland und Amerika) zu beobachten.²⁵ Somit gibt es durchaus Tendenzen zur Re-Integration, obwohl die Integration nach wie vor zwecks hoher Wettbewerbsintensität unerwünscht ist.

Horizontale Integrations-/Konzentrations-Prozesse vollziehen sich auch zwischen den Stromversorgern und anderen Versorgungsindustrien (Gas, Wasser, Telekom etc.). Es entstehen dadurch sog. „Multi-Utilities“.²⁶

²⁴ So betrug z.B. der Zuwachs in einem Jahr (1994) bei den unabhängigen Erzeugern nahezu 8 GW gegenüber nur 1,5 GW bei integrierten Versorgungsunternehmen. Vgl. Energy Information Administration (EIA), Electric Power Annual 1994, Vol. 2, DOE/EIA-0348 (92/2), Washington 1995.

²⁵ Selbst die großen britischen Erzeuger versuchen, ihre Wertschöpfungskette bis zum Verteiler auszuweiten. Vgl. MAIER, K. D.; HARTMANN, B.; KARTENBENDER, S.: Marktchancen in Deutschland?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/1997, S. 727.

²⁶ Vgl. ELPHICK, C.: Benefits of Multi-Utilities, in: KENNEDY, D. (ed.): Perspectives from the 'Network' Industries, CRI Proceedings No. 17, London 1996, S. 5-14.

Sie erschließen horizontale Synergien, vor allem durch verbundene Faktoren wie ähnliche notwendige Fertigkeiten des Personals, gemeinsames Eigentum, gemeinsame Kundenbasis und gemeinsame Nutzung von Anlagen. So erfordern z.B. Gas-, Strom- oder Wasserversorgung vom Personal Fähigkeiten im Kundenkontakt, Service- und Instandhaltungsbereich, im Umgang mit den Regulierungsbehörden sowie beim Beherrschen umfangreicher Investitionsprogramme. Gemeinsames Eigentum von verschiedenen Versorgungsbereichen spart Verwaltungsgebühren und Steuern. Gemeinsame Kundenbasis bedeutet Synergien beim Marketing, Zählerablesen und Rechnungslegung. Die gemeinsame Nutzung von Anlagen umfaßt z.B. die Übertragung von Telekom-Signalen entlang bestehender Strom- oder Gasleitungen. Das Telefonieren, Fernsehen und Gebäudemanagement mittels Stromkabel (Powerline) könnte nach der Jahrtausendwende das Problem der „letzten Meile“ (den Zugang zu den Haushalten) geradezu gegenstandslos machen.

„Multi-Utilities“ können sich nicht zuletzt deshalb so entwickeln, da sie die Liberalisierung – im Gegensatz zur vertikalen Integration – nur in begrenztem Umfang behindern.²⁷ Dagegen müssen größere vertikale re-integrierte Unternehmen befürchten, von den Wettbewerbsbehörden und Regierungen nicht akzeptiert zu werden, wie z.B. die Ablehnung der Börsen-Übernahmeangebote der beiden Großerzeuger (National Power und Power Gen) für Verteilungsunternehmen in Großbritannien lehrt.

In diesem Zusammenhang soll eine weitere Re-Integrationstendenz zumindest erwähnt werden, die sich im Zusammenhang mit den neuen Technologien der Kombi-Prozesse herausbildet. Durch die Besonderheiten und Vorteile der GuD- und BHKW-Anlagen (wie z.B. niedrige spezifische Investitionskosten, hohe Einsatzflexibilität und Risikominderung) werden solche Anlagen immer mehr als unabhängige Erzeuger geschaffen, und zwar vom Brennstofflieferanten (der Erdgas- und Heizölbranche). Damit entstehen enge Kapital- und Lieferverpflichtungen hauptsächlich zwischen Erdgas- und Stromerzeugungsunternehmen, die es bisher kaum gab. Ein besonders imponierendes Beispiel bildet der US-Konzern Enron.²⁸ Aus dem ehemaligen Gas-Regionalversorger in Houston hat sich nunmehr weltweit ein aktives Gas- und Strom-Unternehmen entwickelt. Auch in Deutschland, im Kraftwerk Bitterfeld, hat es sich bereits als Erzeuger (gemeinsam mit dem Regionalversorger MEAG) engagiert. Vom künftigen Wettbewerbsmarkt in Deutschland will Enron weit mehr profitieren, auch als Stromhändler (in der Mitte Europas) und Partner von west- und ostdeutschen Stadtwerken.

²⁷ So erschwert die horizontale Konzentration insbesondere die Regulierungsmethode anhand des Vergleichsmarktkonzepts (yardstick competition), da die Aussagekraft der Vergleichsbasis mit weniger eigenständigen Unternehmen sinkt.

²⁸ Vgl. Handelsblatt vom 25.03.1997, S. 20 sowie Energy & Management, 1-2/1998, S. 16 und 17.

5. Externe Auswirkungen

5.1 Sinkende Preise auch für Haushalte?

Zunehmende Wettbewerbsintensität als Folge der Liberalisierung geht in der Regel mit einer Tendenz zur Effizienzerhöhung sowie zur Kosten- und Preissenkung bei der Energiebereitstellung einher. Zugleich kommt es zu einer hohen Flexibilität der Preisgestaltung, um sich den wechselnden Marktbedingungen anzupassen. Sie schließt Veränderungen der Preisstruktur, d.h. des Gewichts einzelner Preisbestandteile, und des Preisgefüges, d.h. des Anteils verschiedener Kundengruppen und/oder Versorgungsgebiete, ein.

Sowohl aus theoretischen Überlegungen als auch aus praktischen Erfahrungen der Länder mit fortgeschrittener Liberalisierung läßt sich allerdings nicht eindeutig für Deutschland voraussagen, in welchem Tempo und in welcher Größenordnung sich die Veränderungen einstellen werden. So ist z.B. nicht klar, ob sich längerfristig die Gleichpreisigkeit zwischen der Versorgung in Stadt- und Landgebieten aufrecht erhalten läßt. Zwar sprechen die differenzierten Bereitstellungskosten für Gebiete mit unterschiedlicher Verbrauchsdichte für die Veränderung, aber die Nachfrage-Angebots-Marktsituation mit dem vorhandenen Kapazitätsüberschuß sowie die Tatsache, daß der Markt der Haushalte erst zuletzt liberalisiert wird, sprechen zunächst dagegen. Außerdem ist z.B. für Deutschland noch nicht abzuschätzen, wann es einen kurzfristigen Spotmarkt mit Spotpreisen für die Elektrizität gibt, analog zur ausländischen Praxis.

In Diskussion befindet sich darüber hinaus die Frage, ob auch die Tarifkunden, und hier insbesondere die Millionen privater Haushalte, von der Liberalisierung profitieren können, zunächst unabhängig davon, ob sie de facto für den Wettbewerb als frei wählende („zugelassene“) Kunden auftreten oder nicht. Skeptiker sehen die Gefahr, daß die betrieblichen Rationalisierungen und der Wettbewerbsdruck nur für große Verbraucher zur Preissenkung führen. Dabei könnte es sogar – wie bisher unter monopolistischen Versorgungsstrukturen – im Rahmen einer versteckten Quersubventionierung zusätzliche Preisvergünstigungen zu Lasten kleinerer Verbraucher geben.

Grundsätzlich wird dieser Standpunkt nicht geteilt. Auch für Haushaltskunden scheinen Wohlfahrtsgewinne hauptsächlich unter zwei Gesichtspunkten möglich und realistisch:

- Unbestritten werden indirekte Wohlfahrtsgewinne sein, die durch die Verbilligung relativ stromintensiver Güter und Leistungen für die Konsumtion entstehen, beispielsweise für Trink- und Abwasser, Lebensmittel und Gebäudedienstleistungen. Daß sie zur Wirkung kommen, ist naheliegend bei den erwarteten relevanten Preissenkungen für den Industriestrom. Ihre Quantifizierung wird allerdings schwer und nur in Einzelfällen rationell nachvollziehbar sein.
- Direkte Verbesserungen für die Haushaltskunden werden aber auch gesehen. So werden aufgrund der einsetzenden Modernisierungs- und Innovationsprozesse (sowie tendenziell auch wegen kontrollierter Netzgebühren) in der Strombranche das durch-

schnittliche Kosten- und Strompreisniveau sinken und die kleinen, aber zukunfts-trächtigen Haushaltskunden davon Nutzen haben. Angesichts der mehr oder minder stagnierenden Nachfrage und der Mutierung der Stromversorger zu Dienstleistern und „Multi-Utilities“ wird darüber hinaus das Interesse wachsen, keine Haushaltskunden zu verlieren. Ihr vielseitiger Bedarf bei der Gas-, Wärme-, Wasser- und Telekommunikationsversorgung, bei der Wasser- und Abfallentsorgung sowie bei Abrechnungs-, Einspar- und Finanzdienstleistungen macht sie künftig zu sensiblen und interessanten Kunden.

Wenngleich ausländische Erfahrungen der Strompreisentwicklung vornehmlich den industriellen Verbrauchssektor reflektieren, was nicht zuletzt mit der schrittweisen Öffnung des Strommarktes zu tun hat, kann durchaus auch von Veränderungen im Haushaltskundenbereich berichtet werden. Für die privaten Haushalte anderer Länder stellen sich bereits Preissenkungen ein, auch wenn für sie noch nicht der Wettbewerb und die freie Lieferantenwahl gegeben sind. Da in Norwegen und Finnland bereits der gesamte Strommarkt liberalisiert ist, erfassen hier die Preisänderungen für die Haushalte zwangsläufig mehr Einflüsse als z.B. in Großbritannien, wo das erst zum 01.04.1998 erfolgt.

Für Großbritannien sind bisher insbesondere folgende Ergebnisse und Einflüsse maßgebend:

- Für die britischen Haushalte lag der Strompreis im Geschäftsjahr 1994/95 gegenüber 1991/92 real um 7 % niedriger.²⁹ Zwar bedeutet das gegenüber den industriellen Großverbrauchern (mit real etwa 13 bis 21 % Preissenkung) eine bescheidene Entwicklung, aber seitdem scheinen die Haushalte von den durchgeführten Preissenkungen einen größeren Teil zu erhalten. Mehrere Maßnahmen können das belegen.
- So erhielten die Haushaltskunden 1996 eine einmalige Stromgutschrift von je 50 £ (insgesamt 1 Mrd. £). Proteste in der Bevölkerung haben dafür gesorgt, daß dieser Anteil aus dem Aktienverkauf der National Grid Company nicht auch noch den Verteilerunternehmen (neben ihren 2 Mrd. £ „windfall-profit“) allein zufielen.
- Die allgemeine Reduzierung der fossil fuel levy von 10 bis 11 % auf 2,2 % seit April 1997 wirkt sich auf alle Kunden und damit auch auf die privaten Haushalte positiv aus. Diese gesonderte Energieabgabe zur Unterstützung der Kernenergie konnte vermindert werden, da sich Produktivität und Effizienz kerntechnischer Anlagen deutlich verbesserten.

²⁹ Allerdings wurde zugleich erstmalig für Strom eine Mehrwertsteuer von 8 % eingeführt, so daß es de facto zu keiner Kostenentlastung kam.

- Die Regulierungsbehörde Offer hat 1994 und 1995 das Netzgeschäft der Verteilerunternehmen konsequenter und kritischer begleitet, so daß die regulierten Verteilungskosten um 20 bis 30 % abgesenkt werden konnten. Da erfahrungsgemäß die Klein- und Haushaltsverbraucher an den Verteilungskosten stärker beteiligt sind, fällt ihnen nun eine höhere Einsparrate zu. So wird erwartet, daß sie jährlich bis zu 22 £/Haushalt ausmacht.

In der Summe dieser und weiterer Veränderungen haben sich – ohne Berücksichtigung der neuen Mehrwertsteuer – die Strompreise für die Haushalte 1996/97 gegenüber 1990/91 real um ca. 9 % verbilligt. Wie groß dabei die Schwankungen zwischen den Regionalversorgern, in einzelnen Zeitebenen sowie durch die Inflation ausfallen, soll nachfolgendes Beispiel für einen Jahresverbrauch von 3.300 kWh demonstrieren (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6:

Nominale Preisentwicklung für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.300 kWh (ohne Mehrwertsteuer)

- pence/kWh -

Unternehmen in England/Wales	1990/91	1994/95	1995/96	1996/97	1996/97 zu 1990/91 (%)
Eastern Electricity	7,46	8,52	8,27	8,45	13,3
East Midlands Electricity	7,64	8,47	8,33	8,07	5,7
London Electricity	8,02	8,56	8,38	8,56	6,7
Manweb	8,31	9,18	9,03	9,16	10,2
Midlands Electricity	7,82	8,25	8,25	8,25	5,4
Northern Electric	8,09	9,01	8,55	8,55	5,6
NORWEB	7,68	7,91	7,73	8,11	5,6
SEEBOARD	7,81	8,52	8,05	8,06	3,2
Southern Electric	7,69	8,52	8,35	8,35	8,6
SWALEC	8,52	9,44	9,44	9,44	10,8
SWEB	8,39	9,33	8,93	8,93	6,5
Yorkshire Electricity	7,92	8,45	8,16	7,94	0,2
Einf. Durchschnitt	7,95	8,68	8,46	8,49	6,8
RPI (Inflation) Index	130,30	145,20	149,80	152,90	15,0

Quelle: CRI: The UK Electricity Industry Charges for Electricity Services 1996/97, CIPFA, London, 1997, S. 17.

An dieser Entwicklung, „daß reale Preissenkungen industriellen wie privaten Verbrauchern zugute kommen“, ändert eine detaillierte Betrachtung einzelner Haushaltsgrößen nichts, wie BAENTSCH nachweist.³⁰ Die obengenannten 3.000-kWh-Verbraucher liegen demnach im Mittelfeld der angegebenen Preissenkung.

Daß natürlich die Industriestrompreise durch die Liberalisierung unter Druck geraten, wird allgemein erwartet und muß nicht weiter erläutert werden. Nach veröffentlichten Quellen sind die durchschnittlichen Industriestrompreise 1995 gegenüber 1990 um etwa 5,3 % real niedriger. Unterschiedliche Einschätzungen gibt es allerdings bei den extra großen Industriekunden (mit einem Jahresverbrauch von mehr als 150 Mio. kWh), da hierfür als einzige Ausnahme auch Preiserhöhungen genannt werden.³¹ Da das nicht plausibel erscheint, wird im folgenden lediglich für diese Kundengruppe eine andere Statistik wiedergegeben (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7:

Reale Strompreise für extra große Industriekunden mit einem Jahresverbrauch ab 150 Mio. kWh

- in pence/kWh -

1990	1991	1992	1993	1994	1995
3,5	3,7	4,0	3,8	3,3	3,0

Quelle: CRI: The UK Electricity Industry Charges for Electricity Service 1996/97, CIPFA, London, 1997, S. 22.

Der Wettbewerbsdruck als Folge der Liberalisierung erstreckt sich nicht nur auf die Kosten- und Preishöhe, sondern auch auf die Flexibilität und Transparenz der gesamten Preisgestaltung.

- So widerspiegelt die differenzierte Entwicklung der britischen Industriestrompreise nicht zuletzt die Veränderungen im Preisgefüge industrieller Abnehmer. Im wesentlichen sind die früheren Quersubventionen nunmehr abgebaut. Die bevorzugte Behandlung der stromintensiven (extra großen) Industrie durch entsprechend günstige Sondertarife besteht nicht mehr, zumal die mittelgroßen Industriekunden (mit einem Jahresverbrauch von 8,8 bis 150 Mio. kWh) in den Genuß einer überdurchschnittlichen Preissenkung (bis zu 20 %) kamen.
- Bei der Preisstruktur scheinen die Veränderungen dahin zu tendieren, daß das Gewicht feststehender zu Lasten variabler Elemente zunimmt. Bei Klein- und Haushaltskunden läßt sich das aufgrund der Veröffentlichungen nachweisen, bei der Industrie gibt es aber auch Anhaltspunkte dafür. Diese Entwicklung wird einerseits

³⁰ Vgl. F. BAENTSCH: Umweltschutz-Effekte der britischen Stromreform – Entwicklung der Schadstoffemissionen, des Energieträgereinsatzes und der Energieeffizienz, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/1997, S. 132.

³¹ Vgl. ebenda, Tabelle 3, S. 132.

der höheren Kostenorientiertheit der Strompreise gerecht, da die erheblichen Fixkosten in der bisherigen Preisstruktur noch nicht ausreichend repräsentiert sind. Andererseits bedeutet das aber auch, die Stimulierung der Verbrauchssenkung über den Preis abzuschwächen.

- Die Transparenz der Preisgestaltung wird nicht nur generell vom Wettbewerb und seinen „preisausgleichenden“ Marktangeboten, sondern speziell auch durch die öffentlichen und publizierten Eingriffe der Regulierungsbehörde gefördert.

Darüber hinaus zeigt sich in den Reformländern fast durchweg, daß die konkreten Verhandlungen über die Stromlieferungen und über die zweckmäßigsten Tarife und ihrer Höhe nunmehr bedeutend flexibler und kundenfreundlicher ablaufen als bisher. Die höhere Kooperationsbereitschaft hat sicherlich nicht zuletzt dazu geführt, daß bedeutende Preissenkungen nicht nur durch den Wechsel zu einem Billiganbieter, sondern auch durch die Neu- und Nachverhandlungen mit dem bisherigen Versorger möglich werden. So haben auf dem voll liberalisierten Markt in Norwegen sowohl die Industrie- als auch die Haushaltskunden diese Möglichkeiten genutzt (vgl. Tabelle 8).

Tabelle 8:
Strompreisnachlässe in Norwegen
- in Prozent -

	1993	1994
<i>Anteil der Haushalte mit Neuverhandlung und Lieferantenwechsel</i>	1	6
Preisnachlaß		
– durch Neuverhandlung	0	7
– durch Lieferantenwechsel	0	2
<i>Anteil der Industriefirmen mit Neuverhandlung und Lieferantenwechsel</i>	42	49
Preisnachlaß		
– durch Neuverhandlung	18	1
– durch Lieferantenwechsel	25	8

Quelle: MIDTTUN, A. (ed.): European Electricity Systems in Transition. A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe, Elsevier Sciences, Oxford, 1997, S. 102.

5.2 Drohen Gefahren im Service-Niveau und in der Versorgungssicherheit?

Offensichtlich bringt die Liberalisierung – mit dem Abbau der Schranken für den Marktzutritt neuer Stromanbieter und monopolistischer Versorgungsgebiete – für die Kunden vor allem Preisvorteile. Das wird allgemein erwartet und tritt tendenziell auch ein. Darüber hinaus ist mit weiteren, damit verbundenen Wirkungen des Wettbewerbs zu rechnen. Hierzu gibt es in der Diskussion bisher keinen Konsens.

Skeptiker der Liberalisierung sehen vor allem Gefahren für die Güte der Service-Leistungen – im Hinblick auf die „Ethik öffentlicher Versorgung“ – sowie für die Zuverlässigkeit/Sicherheit der Stromversorgung. Zweifellos handelt es sich hierbei um ein diffiziles Problem, zumal bisher noch keinerlei Erfahrungen vorliegen. Einerseits ist der Zeitraum für den intensiven Wettbewerb noch zu kurz, andererseits sind die vorhandenen Über- und Reservekapazitäten noch so ausgeprägt, als daß der „Test der Zeit“ und die „Probe unter normalen Betriebsbedingungen“ erfolgen konnten.

Problematisch ist es natürlich auch deshalb, weil die westeuropäischen Industrieländer bisher sowohl in der Service- als auch in der Versorgungsqualität ein hohes Niveau innehaben und keine relevanten Störungen und Abschaltungen kennen.

Im Gegensatz dazu stehen die bisherigen (schlechten) Erfahrungen in vielen Entwicklungsländern und auch in osteuropäischen Staaten. Daher relativieren sich die hier geschaffenen Verbesserungen nach der Privatisierung, Wettbewerbseinführung und Erweiterung/Ersatz von Versorgungskapazitäten. Insofern sind z.B. die diesbezüglichen Entwicklungen in Argentinien und Chile sowie in asiatischen Ländern, die in den ersten beiden Ländern durch ein Pool-System sowie in Asien vor allem durch zusätzliche IPP-Kapazitäten den Strommarkt öffnen, nicht mit Westeuropa vergleichbar.

Experten in Großbritannien und Skandinavien erwarten dennoch nicht, daß es zur praktischen Realisierung potentieller Gefahren kommt. So wird der möglichen Verschlechterung des Service-Niveaus durch mehrere Maßnahmen vorgebeugt:³²

- Die britische Regulierungsbehörde gibt für Haushaltskunden „performance-Standards“ vor. Sie sind in den Lizenzbedingungen der Verteilerunternehmen als zehn zu garantierende Standards eingearbeitet. Dazu gehören z.B. zeitliche Vorgaben für die Störungsbeseitigung, den Anschluß und das Auswechseln von Zählern oder die Ankündigung von Abschaltungen sowie die ausführliche Tarifauskunft und -beratung.
- Außerdem existieren generelle Standards, in der Regel mit vorgegebenen Zeitlimiten, z.B. für die Beseitigung von Spannungsschwankungen und die Bearbeitung von Kundenanfragen. Auch hat die Regulierungsbehörde „codes of practice“ (Verhaltenscodex) erarbeitet, beispielsweise für die Rechnungslegung gegenüber den Haushalten, die Beratung zur Energieeinsparung sowie für spezielle Leistungen gegenüber Behinderten und älteren Bürgern.
- Diese und weitere Engagements für die Haushaltskunden tragen zweifelsohne dazu bei, das Vertrauen in den Wettbewerb und seinen Effekten auch bei den Haushaltskunden zu stärken. Wenngleich für diese Abnehmergruppe in Großbritannien der Strommarkt erst 1998 geöffnet wird, konnte nach offiziellen Angaben die Qualität

³² Für Deutschland ist ähnliches denkbar, nicht zuletzt in Anlehnung an die von der Bundesregierung im Dezember 1997 beschlossene „Kundenschutzverordnung“ für die deutsche Telekommunikation.

der Versorgung schon in den letzten Jahren verbessert werden. So sanken z.B. die Zahl der bei Offer eingegangenen Beschwerden von fast 17.000 in 1992 auf 10.000 in 1994 sowie die Zahl der Haushalte, die wegen Zahlungsschwierigkeiten Stromabschaltungen hinnehmen mußten, von etwa 80.000 in 1990 auf gut 1.200 in 1994.³³

Allerdings ist bei dieser Statistik zu berücksichtigen, daß sie z.T. der „Problemverlagerung“ geschuldet ist. So sind viele Stromabschaltungen deshalb entfallen, weil für „unsichere“ Haushalte die Vorauszahlung (durch Münzeinwurf oder Chipkarte in extra installierten Zählern) forciert wurde. Um die „Eigenrationierung“ zu erreichen, kamen über 4 Mio. Vorauszahlungs-Stromzähler zum Einsatz, gegenüber 1,9 Mio. vor fünf Jahren.

- Für die Kunden, die bereits jetzt schon über den Wettbewerbsmarkt verfügen, sind offensichtlich ebenso Verbesserungen des Service eingetreten. Über mangelndes Verständnis der Versorger wird nicht geklagt, Erweiterungen der Dienstleistungen werden begrüßt. Zu letzten zählt, daß der Zeitraum für die Rechnungslegung (Abrechnungsperiode) an die Kundenbedürfnisse angepaßt und gemeinsame Rechnungen für verschiedene Firmen-Niederlassungen ausgestellt werden.

Hinsichtlich der Versorgungssicherheit steht vor allem die Frage, wie der liberalisierte Markt (mit seinem Druck auf Preise und Gewinnmargen) fähig ist, im Notfall und vorbeugend ausreichende Kapazitäten der Erzeugung und Übertragung/Verteilung zu mobilisieren. Bisher belegt die Praxis – wie im Beispiel der Gasturbinen-Anlagen –, daß zusätzliche Kapazitäten dann geschaffen werden, wenn ausreichende Gewinne zu erwirtschaften sind.

Skeptiker gehen aber weiter mit ihren Forderungen. Sie vermuten einen grundsätzlichen „Design-Fehler“ des Pool-Systems. Es fehlt nämlich ein Mechanismus, eine Garantie, daß lang- und kurzfristig neue Kapazitäten zustande kommen. Im Grunde handelt es sich um die Frage, wie die Entscheidungsprozesse der Elektrizitätswirtschaft mit den längerfristigen und kapitalintensiven Investitionen unter den Bedingungen des Marktes und seiner Unsicherheiten gelöst werden. Dabei entschärft sich das Problem, wenn die Verknüpfung nationaler Netze über die Landesgrenze hinaus weiter zunimmt und sich der transnationale Stromhandel ausdehnt.

Das Problem könnte sich auch dadurch mindern, daß der Verbrauch insgesamt elastischer und im zeitlichen Verlauf ausgeglichener wird, wozu neben einem guten Lastmanagement auch flexible Versorgungsangebote beitragen können.

Weiterhin ist auch vorstellbar, daß Versorgungsunsicherheiten für bestimmte Kunden bei günstigen Stromeinkaufspreisen, attraktiven Entschädigungen, technischen

³³ Vgl. zu dieser Problematik auch VDI-Berichte 1311: Industriestandort Deutschland, Arbeitsplätze und Energie, insbesondere S. 129, VDI-Verlag, Düsseldorf 1997.

Übergangshilfen usw. durchaus akzeptiert werden. Dann könnten Abschläge in der Versorgungssicherheit durch preisgünstige Einkaufsbedingungen ausgeglichen werden. Die Versorger würden Risikovermeidung durch Risikomanagement ersetzen.

Überhaupt scheint in diesem Zusammenhang die Frage diskutierenswert, ob die Wettbewerbseinführung und -intensivierung die vorhandenen Niveauunterschiede der Versorgung durch die einzelnen Lieferanten konsequent reduziert oder nicht. Es wird die Vermutung geäußert, daß es über einen längeren Zeitraum nicht dazu kommt und daß durch neue Anbieter sowohl Begriff als auch Inhalt der Service- und Versorgungsqualität ohnehin eine Diversifizierung und Erweiterung erfahren. So beziehen beispielsweise in Großbritannien nach der Einräumung der Lieferantenauswahl etwa ein Drittel der möglichen („zugelassenen“) Kunden nicht mehr vom ehemaligen regionalen Versorger. Andere Versorger und vor allem Stromhändler werden gefragte Lieferanten. Sie bringen oftmals neue Bedingungen der Belieferung, Bezahlung und Finanzierung mit.

Insbesondere werden jene Stromhändler für Veränderungen sorgen, die bisher nicht zur Strombranche gehören, sondern zu Supermarktketten, Anlagefirmen etc. Sie haben durchaus anders geartete Erfahrungen und Einstellungen im Kundenumgang, so daß beim Verkauf eine weitere Diversifizierung des an sich gleichförmigen Massenprodukts Strom zustande kommt. Deshalb könnte über einen längeren Zeitraum mit verschiedenen und sich nicht ausgleichenden Preis-Leistungs-Qualitätskombinationen zu rechnen sein. So ist z.B. in den USA ein besonders schneller Markteintritt von Stromhändlern zu verzeichnen, wobei sie zum Teil nur als virtuelle Versorger auftreten (vgl. Tabelle 9).

Tabelle 9:
Entwicklung des Stromhandels in den USA

Quartal	Verkauf in GWh
I/1995	2.550
II/1995	3.750
III/1995	8.420
IV/1995	11.920
I/1996	27.700
II/1996	37.380

Quelle: SIOSHANSI, F. et al: United States. Electricity, in: LEWINGTON, I. (ed.): Utility Regulation 1997, PI Publications, London, 1997, S. 340.

5.3 Wird der Wettbewerb nur zwischen Anlagenbau und Versorgung oder auch innerhalb des Anlagenbaus verschärft?

Der Wettbewerbsdruck auf die Preise und Kosten der Stromerzeugung sowie -übertragung/-verteilung wird zwangsläufig von den Versorgern dazu benutzt, von ihren Vorlieferanten – dem Anlagenbau und der Brennstoffindustrie – niedrige marktfähige Lieferpreise und eine hohe Rationalität in der Zusammenarbeit zu fordern. Die ehemals relativ

großen Möglichkeiten, in abgeschotteten Versorgungsgebieten die Kostenentwicklung der Vorlieferanten über die Strompreise mehr oder weniger an die Verbraucher weiterzugeben, werden schrittweise beschnitten.

Die Liberalisierung geht mit grundlegenden Einflüssen auf die Kooperationbeziehungen einher. Immer weniger Zeit und Aufwand bleiben nunmehr, um die bisherige Atmosphäre des Miteinander und des voneinander Lernens weiter zu pflegen. Zwar ist gerade für die komplizierten technischen Systeme der Elektrizitätswirtschaft ein gutes Verhältnis zwischen Anlagenkonstruktion/-bau und Anlagennutzer nach wie vor unverzichtbar – allein wegen der hohen Anforderungen der Wirkungsgradverbesserung unter den konkreten Anwendungsbedingungen –, aber eine Reihe neuer Rahmenbedingungen stellt diese Zusammenarbeit auf eine stark kommerzialisierte Basis. So sind beispielsweise die politischen Interessen der Regierungen, bei der Stromversorgung und den zugrundeliegenden strategischen Industrielieferungen einen hohen Grad der Eigenversorgung zu erreichen, heutzutage nicht mehr so ausgeprägt. Auch haben sich z.B. für kerntechnische Anlagen die Anwendungs- und Entwicklungsmodalitäten tendenziell verschlechtert.

Aus heutiger Sicht unterlagen die Anlagenbauer vor der Strommarktliberalisierung de facto kaum dem Wettbewerb. Ihre Gesamtkosten inkl. der Forschungs- und Entwicklungskosten für Technologieverbesserungen sowie ein angemessener Gewinn wurden durch die Kosten-plus-Preisbildung beim Strom und durch die geschützten Marktanteile de facto gesichert. Selbst beim Export herrschte keine Wettbewerb, wie eine jüngste Studie des Subcommittee Oversight and Investigations of the Committee on Interstate and Foreign Commerce des US-Repräsentantenhauses belegt.³⁴

Demnach wurden eventuelle Wettbewerbsangebote systematisch durch die International Electrical Association, den Handelsverein der Anlagenindustrie, unterbunden. Erst die offensichtliche Sättigung des Marktes, zumindest in den entwickelten Ländern, und die Bestrebungen der EG und anderer Organisationen um freien Handel führten zum Beginn und zur schrittweisen Intensivierung des Wettbewerbes zwischen den Anlagenbauern. Danach übten öffentliche Ausschreibungen, die weltweit an die Stelle der garantierten Lieferbeziehungen traten, einen starken Kostendruck aus. Gleichzeitig stiegen die Anforderungen an Zuverlässigkeit und Serviceleistungen.

Die beginnende Liberalisierung der Stromwirtschaft hat weltweit zur Folge:

- Einerseits ändert sich das Kräfteverhältnis zwischen Stromversorgung und Anlagebau. Beim Anlagenbau führt der Wettbewerbsdruck zu erhöhter Konzentration der Unternehmen. Die Liberalisierung der Stromwirtschaft tendiert dagegen jedoch bei den EVU durch den Aufbruch integrierter Strukturen zwangsläufig zu viel kleineren Unternehmensgrößen. Mehr noch, diese neuen

³⁴ Vgl. THOMAS, S.: User-Producer Relations in the British Electricity Supply Industry, in: International Journal of Global Energy Issues, Vol. 9, Nos. 1/2 (1997), S. 68-80.

Unternehmen im Wettbewerb haben mit der „öffentlichen Service-Ethik“ gebrochen und sind mehr und mehr an kurzfristiger Profitabilität interessiert. Das Risiko ihrer Tätigkeit hat sich erhöht, was sich in den Diskontierungsfaktoren und Kapitalkosten niederschlägt. So haben z.B. die britischen Stromerzeuger National Power und PowerGen alle „Designforschung“ aufgegeben und sind, wie andere Stromunternehmen, nur daran interessiert, fertige Technologien zu niedrigen Preisen zu kaufen. Das Prozeßverständnis der Stromversorger nimmt ab. Oft kaufen sie nicht nur die schlüsselfertigen Anlagen, sondern auch noch komplette Service- und Instandhaltungsleistungen.

Droht nicht die Gefahr, daß in der Zukunft die Stromversorger allmählich das Verständnis verlieren, wie die Anlagen funktionieren und das Personal, daß dieses Verständnis hätte, nicht mehr beim Stromversorger angestellt ist? Dieser sogenannte „loss of user skills“ mag bei der zur Zeit bevorzugten Combined-Cycle-Gasturbinentechnologie (CCGT) nicht bedenklich sein. Längerfristig gesehen könnte die Stromindustrie jedoch Probleme bekommen, wenn nämlich wieder Technologien entwickelt werden müssen, bei denen die Kraftwerksproduktivität entscheidend von operativen und subjektiven Faktoren bestimmt wird (z.B. Kohlequalität). Möglicherweise wird sich eine zersplitterte Stromindustrie nicht ohne weiteres mit schwierigen Forderungen bei den konzentrierten und mächtigen Anlagenbauern durchsetzen können. Als Resultat könnte ein Effizienzverlust durch nicht optimales Kraftwerksdesign auftreten.

- Andererseits bringt der Wettbewerbsmarkt in der Elektrizitätswirtschaft und in den Beziehungen zwischen Versorgern und Anlagenbauern zugleich Konkurrenz zwischen den verschiedenen Anlagenanbietern mit sich. Das betrifft insbesondere dynamische Absatzmärkte, wie vornehmlich im asiatischen Raum, und dynamische Technologien, wie insbesondere die gasgefeuerten Gas- sowie Kraft-Wärme-Anlagen. Bei relativ moderaten Gaspreisen machen die kurzen Bauzeiten, variablen Modulgrößen, geringe Kapitalkosten und vor allem die hohe Einsatzflexibilität die Gasturbinen zum bevorzugten Anlagenobjekt.³⁵ In Großbritannien ist diese Entwicklung tendenziell voll ausgebildet. Neue Kapazitäten gründen sich – mit Ausnahme erneuerbarer Energien – voll auf Erdgas und CCGT-Anlagen. Diese Anlagen haben vorteilhafte Charakteristika, um als ausländische bzw. vom nationalen Stromversorger unabhängige IPPs betrieben zu werden. In vielen Ländern Westeuropas ist die CCGT-Technologie die beste Möglichkeit, die dominierenden Stromversorger zu umgehen (z.B. durch Eigenerzeugung).

³⁵ So ist die Planungs- und Produktionszeit bei Gasturbinen drastisch gesunken. Bei ABB in Mannheim konnte die Fertigungszeit von 52 auf 26 Wochen reduziert werden. Das Kraftwerksengineering wird künftig – dank Referenzkraftwerken im Computer – nur noch vier Wochen dauern. Vgl. Energy & Management 9/1997, S. 1/2.

Die Konkurrenz im Anlagenbau geht hauptsächlich um eine Erhöhung des Wirkungsgrades. Die entsprechende Verbesserung der Technologie ist enorm. CCGT-Kraftwerke der späten 80er Jahre hatten ca. 48 % Wirkungsgrad. Die 1997 in Betrieb gehenden erreichen 58 %. In dem sich intensivierenden Wettbewerb konnten nur wenige Firmen mithalten, und so gibt es heutzutage nur vier leistungsstarke unabhängige Anbieter für größere CCGT-Kraftwerke weltweit: ABB, Siemens, Westinghouse und General Electric (GE) of America. Der Wettbewerb um Prozentpunkterhöhungen im Wirkungsgrad hat aber auch zu einer höheren Defektquote geführt. So zeigen bereits britische Kraftwerksanlagen (mit neuestem GE-Design) Probleme an den großen Gasturbinen, so daß es kurzzeitig fast zum Zusammenbruch der Stromversorgung kam.³⁶ Mittlerweile wird die 60 % Wirkungsgradmarke angepeilt, d.h., die Technologieentwicklung wird rapide weitergehen, mit den positiven Seiten (Verringerung des Brennstoffbedarfs) und auch den negativen (erhöhte Anfälligkeit).

Der Wettlauf in der CCGT-Entwicklung führt – so sagen einige Beobachter – nicht nur zu erhöhter Konzentration im Kraftwerksanlagenbau, sondern eventuell auch zu der ungerechtfertigten „Benachteiligung“ anderer zukunftssträchtiger Technologien, insbesondere einiger sogenannter „clean coal“-Technologien (wie „Fluidised bed combustion“). In diese Richtung wirken mehrere Faktoren, wie beispielsweise die historische Teilung des Kraftwerksanlagenbaus in Turbinen- und Dampfkesselbau sowie die verstärkte Konzentration und Kartellisierung des Anlagenbaus im Gegensatz zur stärkeren Zersplitterung der Stromwirtschaft. Das könnte in der Zukunft, wenn die Gaspreise wieder steigen, möglicherweise negative Auswirkungen haben.

Während das Prozeßverständnis der Stromversorger abnimmt, wird ihr Systemverständnis eher zunehmen. Das ist notwendig, um bei der de-integrierten Struktur die Versorgungskontinuität zu garantieren. Außerdem erlangen nur Unternehmen mit einem tiefen Verständnis des gesamten Strom- oder sogar Energiemarktes die Chance, überdurchschnittliche Gewinne zu erzielen. Die europäischen Stromunternehmen sind sich dieser Herausforderung bewußt. In einer 1996 von Price Waterhouse veranstalteten Umfrage gaben 73 % der befragten Verantwortlichen an, daß die Liberalisierung die Systemkoordinatoren vor schwierigere Aufgaben stellen wird als bisher.³⁷

5.4 Wie weit verdrängt Erdgas andere Brennstoffe?

Offensichtlich bringt die Liberalisierung des Strommarktes auch für den zweiten grundlegenden Zulieferbereich, für die Brennstoffindustrie, erhebliche Auswirkungen. Davon sind zwar hauptsächlich der Erdgas- und Kohlemarkt, aber in mehrerer Hinsicht auch die anderen Angebote, wie Kernenergie und regenerativen Energieträger, betroffen.

³⁶ Für einen kritischen Blick auf die CCGT-Technologie vgl. THOMAS, S.: Good deals gone bad?, in: Energy Economist, 187, May 1997, S. 11-17.

³⁷ Price Waterhouse Survey on the Liberalisation of the EU Electricity Market, Executive Summary, published by Market Line International, London 1996.

In Großbritannien und in anderen liberalisierten Elektrizitätswirtschaften kommt der weltweite Trend zur Gasverstromung im besonderen Maße zum Ausdruck. Die Intensivierung des Wettbewerbs unterstützt offenbar den vorhandenen Trend. Einerseits werden hohe Flexibilität und beherrschbare Risiken, niedrige Kapitalkosten und Rückflußzeiten, gutes Umwelt- und Kostenniveau sowie schlüsselfertige Anlagen und garantierter Betriebsservice vom Markt gefordert. Andererseits zeichnen sich die modernen Gastchnologien (in den Gasturbinen und -motoren sowie in Kombi-Anlagen) gerade durch diese Eigenschaften aus.

In Großbritannien wird der sprunghafte Anstieg der Stromerzeugung von Erdgas oft als „dash for gas“ bezeichnet. Zunächst sorgte der Zubau von Gas-Kraftwerken bei den Verteiler- und Regionalunternehmen dafür. Die Regulierungsbehörde begrüßte das als wettbewerbsfördernden Faktor. Nach und nach erkannten die etablierten Erzeuger, die sich vor allem auf die Kohleverstromung stützten, diese Notwendigkeit auch für sich. Nunmehr haben National Power und PowerGen fast den gleichen Anteil an Gaskapazitäten wie die Verteiler, nämlich 20 % und 21 % gegenüber 22 %. Wie sich dadurch die Struktur der britischen Stromerzeugung – nach eingesetzten Technologien – verändert, widerspiegelt die Tabelle 10.

Tabelle 10:
Struktur der britischen Erzeugungskapazität
- in MW -

	1989	1996	1997 (geschätzt)
Konventionelle Dampfanlagen	54.397	41.553	38.000
Nuklear	8.308	12.762 ^a	12.762
CCGT	–	9.367	13.000
bisherige Gas-/Ölturbinen	3.313	1.890	1.890
Wasserkraft	4.182	4.236	4.236
andere erneuerbare Energien	148	405	550

^a Die Differenz zwischen dieser Zahl und der für 1989 setzt sich aus zwei Faktoren zusammen: die Inbetriebnahme der neuen 1.200-MW-Anlage in Sizewell B und eine Erhöhung der Verfügbarkeit der bestehenden Anlagen.

Quelle: WATSON, J.: Developments in Power Generation and the Domestic Consumer, mimeo, Science Policy Resarch Unit, 1997.

Das Anwachsen der Combined-Cycle-Gasturbinen (CCGT) ist offenkundig, hauptsächlich auf Kosten konventioneller kohlegefeuerter Kapazitäten. Bei den Gasanlagen wird 1998 mit einem weiteren Anstieg bis auf 16.000 MW gerechnet, so daß der Gasanteil an der Stromerzeugung mehr als 26 % betragen soll.

Demgegenüber verläuft der drastische Rückgang des Kohleeinsatzes weiter voran. Innerhalb von sieben Jahren fiel in der Stromwirtschaft der inländische Kohleverbrauch von 74 auf 30 Mio. t/a. Das führt – begleitet von der Privatisierung der staatlichen British Coal zur RJB-Mining und von Produktivitätssteigerungen – zur Stilllegung

mehrerer Schächte. Angesichts unklarer Absatzperspektiven gehen zugleich die Investitionen und Instandhaltungsaufwendungen im Steinkohlenbergbau zurück.

Das, und vor allem der Arbeitsplatzverlust für die Kohlekumpel, bewegt immer mehr Briten dazu, gegen dieses rasante und in dieser Größenordnung nicht nachhaltige Brennstoff- und Technologie-Substitution aufzutreten. Demnach sollten einheimische Energieträger mit akzeptabler Qualität und längerfristig überschaubarer Kostenentwicklung vorübergehend mehr geschützt werden. Längerfristig besteht die Hoffnung, daß die neuen marktwirtschaftlichen Bedingungen auch eine effiziente Nutzung von Kohleressourcen stimulieren können. In erster Linie setzt man auf erfolgreiche Forschungen zur integrierten Kohlevergasung. Außerdem geht RJB-Mining offensiv gegen die Betreiber der CCGT-Anlagen sowie Verteilungsunternehmen vor, die im Rahmen bestehender längerfristiger Stromverträge versuchen, bei Substitution der staatlich preislich fixierten Kohle die Strompreise nicht konsequent zu senken.

Inbesondere könnte der Arbeitsplatzverlust im Bergbau den Vormarsch der Gasverstromung bremsen.

- Seit dem Zweiten Weltkrieg ist praktisch die britische Kohleindustrie kontinuierlich geschrumpft. Während 1950 noch über 700.000 Kumpel ca. 220 Mio. t/a förderten, erbringen gegenwärtig etwa 16.000 Bergleute ca. 47 Mio. t/a.
- Wegen des drohenden Verlustes von weiteren 5.000 Arbeitsplätzen in der Kohleförderung kündigte zunächst die britische Regierung an, den Bau neuer Gasturbinen-Kraftwerke vorläufig zu stoppen. Die geforderten Subventionen von 30 Mio. £ zur Vermeidung von Zechenschließungen werden allerdings von der Regierung nicht diskutiert.³⁸
- Danach intervenierte die Regierung bei den drei größten Kohleverstromern (National Power, PowerGen und Eastern) und erreichte, daß die ab April 1998 auslaufenden langfristigen Kohleabsatzverträge für drei weitere Monate verlängert werden.³⁹

Die Liberalisierung der britischen Stromwirtschaft hat auch zu einem veränderten Stellenwert der Kernenergie und der erneuerbaren Energiequellen geführt. Der von der Regierung und Stromwirtschaft bis Ende der 80er Jahre forcierte Kernenergieausbau wurde gestoppt. Dagegen erfuhr die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch einen speziellen Aufschlag auf den Strompreis eine Unterstützung. Diese Förderung, die sich zunächst nur als Beiprodukt der Kernenergiesubvention ergab, war sehr erfolgreich, nicht zuletzt deshalb, weil das allgemeine „Markt- und Effizienzklima“ auch auf den Prozeß der Fördermittelvergabe wirkte.

Die Vergabe der Mittel erfolgte in vier Ausschreibungsrunden. Progressiv geringer werdende Summen stehen den ausgewählten Projekten für einen nach oben begrenzten

³⁸ Vgl. Neue Zürcher Zeitung vom 04.12.1997.

³⁹ Vgl. Neue Zürcher Zeitung vom 12.12.1997.

Zeitraum zur Verfügung. Der Referenzpreis (strike price) der Subvention wurde von Runde zu Runde geringer: von mehr als 7 pence/kWh in den ersten beiden Runden (1990 und 1993) sank er für die vierte Runde (1997) auf unter 4 pence/kWh. Die Entwicklung hat damit auch gezeigt, daß die Förderung erneuerbarer Energiequellen unter dem alten System ineffizient war. Bisher wurde nicht eng die am ehesten wettbewerbsfähigen Quellen orientiert.

6. Globale Auswirkungen

Globale Wirkungen der Liberalisierung sind naturgemäß besonders breit und diffus. Sie betreffen die volkswirtschaftliche Entwicklung ebenso wie die von Natur/Umwelt und von institutionellen Strukturen/Instrumenten. Diffus erscheinen sie vor allem deshalb, weil sie sich oftmals mit bereits existierenden Trends überlappen und über mehrfache Wirkungsstufen zum Tragen kommen. Außerdem ist zu beachten, daß diese breiten Auswirkungen noch nicht alle intensiv auftreten und statistisch nachweisbar sind, da liberalisierte Strommärkte erst eine kurze Zeit existieren.

So besteht beispielsweise über die Beeinflussung entscheidender Indikatoren der volkswirtschaftlichen Entwicklung, wie etwa Wirtschaftswachstum, Investitionsintensität und (saldierte) Beschäftigungsintensität, noch keine Klarheit. Selbst erste wissenschaftliche Ansätze und Szenarien werden hierzu kaum publiziert. Am meisten glaubt man, über die ausgelösten Veränderungen in der Volkswirtschaft hinsichtlich der Beschäftigung zu wissen.

6.1 Führt der Beschäftigungsrückgang zum Arbeitsplatzverlust?

Unbestritten ist, daß die mit der Liberalisierung einsetzende Rationalisierung und Kommerzialisierung in den Stromunternehmen mit erheblichen Einsparungen bei der Beschäftigung einhergeht. Für Großbritannien ist die Entwicklung der Beschäftigten in Tabelle 3, Textziffer 4.3, angegeben. Analoge, zweistellige Raten der Ersparnis von Arbeitern und Angestellten müssen die Elektrizitätswirtschaften anderer Länder verkraften. Auch in der BRD wird anlässlich der bevorstehenden Liberalisierung von umfangreichen Rationalisierungen, Strukturveränderungen und Freisetzungen der Arbeitskräfte gesprochen.⁴⁰

Der Wandel in den Verstromungstechnologien und die Substitution von einheimischer Kohle bringt außerdem einen bedeutenden Beschäftigungsabbau im Bergbau mit sich. Dieser ohnehin vorhandene Trend wird durch den dash vor gas allerdings erheblich beschleunigt. Da es sich beim Erdgas vielfach um Importenergie handelt, schafft seine Expansion keine neuen Arbeitsplätze in der Förderung.

Will man die Effekte der Liberalisierung für den Arbeitsmarkt werten, so sind neben den zahlenmäßigen Einsparungen zumindest drei weitere Aspekte zu berücksichtigen:

⁴⁰ Vgl. VDI-Berichte 1311: Industriestandort Deutschland ..., a.a.O., S. 90-92.

- Erstens ist gewissermaßen „gegenzurechnen“, wieviel der im Kerngeschäft freigesetzten Beschäftigten in den neuen Geschäftsfeldern (wie Telekommunikation, Handelsgeschäft etc.) und ausgegliederten verselbständigten Firmen (wie Instandhaltung, Ingenieurberatung etc.) eine neue Tätigkeit finden. Wie die Erfahrungen zeigen – selbst die Diversifizierung deutscher Stromversorger belegt das immer wieder – werden dadurch nicht wenige neue Arbeitsplätze geschaffen. Die Versorger können als finanzstarke Unternehmen hierfür vergleichsweise viel Kapital aufbringen.
- Zweitens hilft die Liberalisierung, wenn sie zu Strompreissenkungen führt, den nationalen Standort attraktiver zu gestalten und besonders stromintensive Erzeugnisse und Fertigungen wettbewerbsfähiger zu machen. Das wirkt natürlich positiv auf die gesamte Beschäftigungssituation.
- Drittens können besonders die bisher gut verdienenden Versorger großzügige Abfindungen, Frührenten und Altersübergangslösungen finanzieren, so daß Kündigungen mit sozialen Härten begrenzt sind. Nach Untersuchungen in England/Wales involvieren diese finanziell großzügigen Unterstützungen für ehemalige Mitarbeiter eine Chance, wieder einen Arbeitsplatz zu erhalten, wenn auch in anderen Berufen und Regionen.

Im übrigen ergibt ein globaler Vergleich der Beschäftigungslage in den Ländern mit und ohne Liberalisierung der Strommärkte nicht, daß z.B. Großbritannien, Norwegen und die USA schlechter abschneiden als die BRD und Kontinentaleuropa. Bemerkenswert ist, wenngleich nicht allein aus der Liberalisierung ableitbar, daß sich in Großbritannien trotz der durchgängigen Privatisierung und Liberalisierung im Stromsektor und bei der Telekommunikation, Gas- und Wasserwirtschaft die Arbeitslosenrate vermindert.

Daß die Strommarktliberalisierung für qualitative Veränderungen des Arbeitsmarktes sorgt, soll abschließend nur kurz erwähnt werden, zumal einige Seiten bereits bei der neuen Unternehmensphilosophie (Textziffer 4.1) angesprochen sind. Tendenziell erhöhen sich für alle Mitarbeiter die Anforderungen an das kaufmännische, wettbewerbs- und kundenorientierte Verständnis. Neue Fähigkeiten und Fertigkeiten, bis hin zum Begreifen und Umsetzen internationaler Entwicklungen und Beteiligungen, die damit verbundene höhere Mobilität und Consulting-Tätigkeit werden zunehmend verlangt und sind für künftige Arbeitsplätze unverzichtbar.

6.2 Warum wird die Re-Regulierung anspruchsvoller?

Wie bereits vorn bei der allgemeinen Charakterisierung der Liberalisierung (im Abschnitt 2) dargestellt, geht vielfach die Liberalisierung mit einer neuen Art der

staatlichen Regulierung, der Re-Regulierung, einher.⁴¹ Praktische Erfahrungen mehrerer Länder bekräftigen, daß es nicht schlechthin zur De-Regulierung (zum Abbau staatlicher Einflüsse und Kontrollen) kommt, sondern eher zu einer Umregulierung. Während früher die Regulierung als eine Art Ersatz für den fehlenden Wettbewerb diente, fungiert sie nunmehr gewissermaßen als „Schiedsrichter“ zwischen mehreren Anbietern. Insbesondere sprechen zwei Gründe dafür:

- Erstens bildet sich nicht sogleich ein funktionsfähiger Wettbewerbsmarkt heraus. Um die auftretenden Entwicklungsprobleme einheitlich und schnell zu lösen, die Marktöffnung zu beschleunigen und dabei den Widerstand und die Verzögerung seitens der bisherigen Alleinversorger in der Strombranche zu begrenzen, sollte für eine Übergangszeit die Herausbildung des Wettbewerbs von unabhängiger Seite beobachtet und gefördert werden.

Wie notwendig und nützlich eine „Übergangsregulierung“ ist, vermittelt gerade jetzt in Deutschland die Liberalisierung der Telekommunikation (seit 01.01.1998). Dabei ist die umfangreiche hitzige Diskussion um die Ablösesumme (bis zu 100 DM) der Telekom-Kunden beim Wechsel zur Konkurrenz nur eine der national und international stark beachteten Fragen.⁴²

- Zweitens bleibt ein Teil der Stromwirtschaft – nämlich das Übertragungs- und Verteilungsnetz – wegen ihres Charakters als natürliches Monopol generell außerhalb des Wettbewerbs. Die hierfür notwendige „Restregulierung“ steht hauptsächlich vor der Aufgabe, für die Nutzung des Netzes die Bedingungen und Gebühren festzulegen und zu kontrollieren. Das ist zweifellos eine zentrale, verantwortungsvolle und entscheidende Funktion, denn die Durchleitung Dritter kann z.B. bei unklaren Durchleitungsbedingungen wesentlich erschwert und verzögert sowie bei hohen Durchleitungsgebühren de facto gänzlich uninteressant werden. Das kann letztenendes dazu führen, daß die freie Lieferwahl und damit der gesamte Wettbewerb beim Kunden in Frage gestellt wird.

So beklagen beispielsweise ausländische Versorger, die sich in Deutschland engagieren wollen, daß bis jetzt die deutsche Regulierung der Netzaktivitäten noch nicht ausreichend vorbereitet ist. Das Fehlen einer eindeutigen (ministeriellen) Verordnung zur Regelung der Durchleitungsbedingungen und -entgelte sowie einer branchenspezifischen Regulierungsbehörde könnte nach ihrer Einschätzung die Liberalisierung und Marktöffnung um mindestens fünf Jahre hinauszögern.⁴³

⁴¹ Vgl. zu der Gesamtproblematik insbesondere eine der ersten deutschen Stellungnahmen in PFAFFENBERGER, W.: Deregulierung der Stromwirtschaft?, in: Mehr Wettbewerb in der Stromversorgung, hrsg. von PFAFFENBERGER, W., Schulz-Kirchner-Verlag, Idstein 1992, S. 83 ff.

⁴² Da diese Behinderung im Wettbewerb nicht allein steht, erwägt nunmehr schon die EU-Kommission, von der deutschen Regulierungsbehörde mehr Konsequenz und Härte zu fordern. Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 21.01.1998, S. 14.

⁴³ Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 28.11.1997, S. 18.

Wenn auch im Zuge der Liberalisierung die Regulierung aus den genannten Gründen nicht abgeschafft werden kann, so ist aber zu fordern, daß die Re-Regulierung eine deutlich höhere Qualität erreicht. Die künftige Regulierung der Elektrizitätsbranche muß wirksamer, effizienter und komplexer sein als bisher. Sie darf sich nicht in die Umsetzung und Kontrolle der vorgegebenen Vorschriften erschöpfen. Es kommt darauf an, nicht nur den Monopolmißbrauch gesetzlich zu untersagen, sondern zugleich die vorbeugende Funktion der staatlichen Aufsicht auszugestalten.

Das setzt voraus, ökonomische Anreizwirkungen bei den Akteuren zu entwickeln, zu analysieren und weiterzuentwickeln. Solche Anreizmechanismen (Anreizkompatibilitäten) zielen darauf ab, daß die Unternehmen im ureigensten Interesse die vorhandenen Regulierungsabsichten erfüllen. Das ist z.B. bei der Preiskappungsgrenze der Fall. Indem die Preisobergrenze (für mehrere Jahre) vorgegeben wird, sind die Unternehmen interessiert, innerhalb dieser Preishöhe die Kosten zu senken bzw. die produktive Effizienz und die Gewinne zu erhöhen.⁴⁴ Daran ändert nichts, daß das price cap sich über etwa fünf Jahre systematisch – nach der vorgegebenen RPI-X-Formel – absenkt, da diese Entwicklung vorher bekanntgegeben wird.

Zugleich obliegt der Regulierung aber auch, solche Fälle zu erkennen und zu lösen, wo die Anreizkompatibilität nicht erreichbar ist. Das scheint z.B. einzutreten, wenn diskriminierungsfrei das Stromnetz für Dritte bereitgestellt werden soll. Bei dieser Interessenkollision des Netzeigentümers, der zugleich eigene Erzeugungskapazitäten verkaufen sowie andere Kosten über die Durchleitungsgebühr realisieren will, ist eine unabhängige Überwachung der vorgegebenen Rechtsnormative und der Kostenabgrenzungen (ring fencing) unerlässlich.

Eine weitere Herausforderung an den Regulierungsmechanismus besteht darin, auf dynamische Entwicklungen in der liberalisierten Energiewirtschaft zu reagieren. Zur Illustration sei das Problem der Versorgungssicherheit der britischen Stromwirtschaft angeführt.

Der dortige dash for gas (der rapide Zubau von CCGT-Anlagen) bringt zusammen mit der Einführung von Wettbewerb im Gassektor die Versorgungssicherheit im Stromsektor auf eine besondere Art in Gefahr. Gaslieferer, die sowohl Haushalte als auch Gaskraftwerke versorgen, haben auf Grund ihrer Verträge das Recht, Gaslieferungen zu den Kraftwerken mit vier Stunden Frist zu unterbrechen. Solche Unterbrechungen sind am wahrscheinlichsten, wenn an kalten Wintertagen viel Gas zum Heizen der Haushalte benötigt wird, ein Zeitpunkt, an dem aber auch die Stromnachfrage besonders hoch ist. Für den Dispatch der Kraftwerke besteht die Schwierigkeit, daß alternative Kohlekraftwerke, die für die Gaskraftwerke einspringen

⁴⁴ Vgl. LEWINGTON, I.: Liberalisierung von Versorgungsindustrien: Erfahrungen aus Großbritannien, in: *Wirtschaft im Wandel* 14/1997, S. 14, IWH sowie ausführlich GILLAND, T. (ed.): *Incentive Regulation, Reviewing RPI-X & Promoting Competition*, London 1992.

könnten, acht Stunden zum Anfahren brauchen. Zwar sollen die Gaskraftwerke einen Vorrat an Reserve oder alternativen Brennstoffen haben, aber wenn sie diese Vorgabe nicht erfüllen, ist ein Netzzusammenbruch (oder Abschaltungen) nicht auszuschließen. Dieser Extremfall soll mehrmals im letzten Winter fast eingetreten sein.

Der Regulierungsfehler, der an diesen Ereignissen sichtbar wird, liegt also nicht nur im Strom-, sondern auch im Gassektor bzw. im Zusammenwirken beider. Das Beispiel zeigt die Erhöhung der Komplexität der erforderlichen Regulierung und es wird erwartet, daß diese Komplexität zunimmt. Da etliche Unternehmen in Großbritannien das Strom- und Gasangebot kombinieren, wird dadurch nicht nur die Liberalisierung in beiden Industrien forciert, sondern auch die gesamte Regulierung komplizierter.

Es ist, wie die obigen Beispiele zeigen, also sowohl ein Erfordernis als auch ein Ergebnis der Liberalisierung des Strommarktes, daß sich Regulierungsphilosophie und Regulierungsmethoden grundsätzlich ändern. So werden neben Juristen und Administratoren namentlich erfahrene Volks- und Betriebswirte in den Regulierungsbehörden gebraucht. Auch ist dort ein erhöhtes Verständnis der Technik und Technologie der Stromwirtschaft nötig, um den technischen „Argumenten“ der etablierten Unternehmen gegen Wettbewerb zu begegnen. Viele Länder haben daher völlig neue Formen der Regulierung und Aufsicht gewählt.⁴⁵

Ein weiteres Charakteristikum der Regulierung im Liberalisierungsprozeß ist die Orientierung auf praktikable umsetzbare Lösungen, verbunden mit einer verstärkten Aufmerksamkeit für bestimmte Detailfragen. Manchmal wird es als „Ausweitung“ der Regulierung mißverstanden, wenn sich z.B. die britische Regulierungsbehörde Offer und sogar ein spezielles Regierungskomitee mit der Absicherung praktischer Fragen der Einführung von Wettbewerb im Klein- und Haushaltsstrommarkt beschäftigen. Dem liegt jedoch die Erfahrung zugrunde, daß nicht zuletzt auch die Lösung praktischer Fragen der Umsetzung ausschlaggebend dafür ist, ob ein fairer Wettbewerb zustande kommt oder nicht. Nur wenn er entsteht, kann künftig die Notwendigkeit einer Regulierung eingeschränkt werden. Es wird als nicht ausreichend angesehen, die Wettbewerbsöffnung nur per Gesetz anzuordnen und dann Gesetzesübertretungen vor Gericht strittig behandeln zu lassen. Viel Regulierungsaufmerksamkeit wird dafür notwendig sein, im vorab Interessenkonflikte der Unternehmen zu orten, möglichst

⁴⁵ Australien z.B. gründete zwei „Aufsichtsfirmen“: den ‘National Electricity Code Administrator Ltd.’ (aus allen betroffenen Gebietskörperschaften) zur Verwaltung des Nationalen Stromkodex und die ‘National Electricity Market Company Ltd.’, (ebenfalls aus allen betroffenen Körperschaften) zum Management des nationalen Strommarktes. Außerdem gibt es ein nach dem Stromkodex gebildetes Schlichtungsorgan, das ‘National Electricity Tribunal’. Neben diesen mit praktischen Fragen des Strommarktes und Disputschlichtung betrauten Organen der stromwirtschaftlichen Ausrichtung gibt es aber noch die staatliche, volkswirtschaftlich ausgerichtete Regulierung durch die ‘Australian Competition and Consumer Commission’. Sie ist eine Bundeswettbewerbsbehörde, die über Netzzugang und Marktverhalten wacht. Vgl. Industry Commission 1991, Energy Generation and Distribution, Report No. 11, AGPS, Canberra.

Interessenkompatibilität herzustellen und, wo das nicht möglich ist, Abgrenzungsklauseln zu installieren.

Betrachtet man sich vor diesem Hintergrund die vorgesehene Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland, so kann man sich des Eindrucks nicht erwehren: Bisher sind die entstehenden Probleme eines möglichst effizienten Wettbewerbsmarktes noch nicht ausreichend herausgearbeitet und auf den Weg der Lösung gebracht. So werden weder eine Verordnung für die konkrete Regelung der Durchleitung noch für die konkreten Preise vorgesehen. Man denkt, auf dem Verhandlungswege der Partner (unter Nutzung der „Verbändevereinbarung“ über den Preisaufbau) und in Streitfragen auf dem gerichtlichen Wege die Probleme lösen zu können. Da außerdem keine branchenspezifische Regulierungsbehörde (wie in allen anderen Ländern und in der BRD auch bei der Telekommunikation) geschaffen, sondern ausschließlich das Bundeskartellamt genutzt werden soll, dürften komplizierte und langwierige Gerichtsprozesse vorprogrammiert sein.

Erfahrungen lassen jedoch gleichzeitig vermuten, das die bisher vorgesehenen Instrumente alsbald präzisiert und handhabbar gemacht werden. Auch in Deutschland werden die hohen Erwartungen an eine wirksame und relativ schnelle Marktöffnung sowie der Nachholbedarf gegenüber anderen liberalisierten Ländern – bei zunehmender Internationalisierung der deutschen Elektrizitätswirtschaft – dann letztendlich dazu führen, daß die vorprogrammierten Konflikte und Verzögerungen nur während dieser Übergangszeit zum Tragen kommen.

Nicht zuletzt deshalb erscheint es auch in Deutschland bereits jetzt erforderlich zu sein, daß sich eine unabhängige Instanz – entweder das Bundeskartellamt oder die Preisaufsichtsbehörde – mit der Stromdurchleitung und dem Wettbewerb intensiv befaßt. Zwar ist in Deutschland vorgesehen, die Durchleitungsentgelte grundsätzlich auf dem Verhandlungswege abzuleiten, aber wer sollte sonst in strittigen Fragen als kompetenter Gutachter und Schiedsrichter auftreten? Bisher haben sich weder die Versorger noch die Behörden mit diesen Aufgaben befaßt. Dazu gehört insbesondere, einzelne Netzkosten (für die Vorhaltung, für Systemdienstleistungen, zur Deckung der Energieverluste etc.) und ihre verursachungsgerechte Umlegung auf die Durchleitungsentgelte zu analysieren. Das verlangt zunächst fachliche Kompetenz und Verständnis für die angemessene Höhe dieser Kosten und ihrer Schwankungsbreiten, wozu bisher weder Unterlagen noch Erfahrungen vorliegen. Außerdem werden Analysen und Entscheidungen nötig, ob entfernungsabhängige Durchleitungstarife oder pauschale Briefmarkentarife im Einzelfall zweckmäßiger und vertretbar sind.⁴⁶

⁴⁶ Vgl. zu diesem Problem und insbesondere zu den relativ starken Kostenschwankungen von etwa 40 % den Tätigkeitsbericht des VIK 1996/97, Essen, Oktober 1997, S. 51 sowie Energy & Management 12/1997, S. 1/2.

Zweifellos ergeben sich in diesem Zusammenhang neue Anforderungen an die in Deutschland bereits vorhandenen und weiterhin bestehenden Wettbewerbs- und Regulierungsbehörden. Einerseits bleiben sowohl die kartellrechtliche Mißbrauchsaufsicht (der Kartellämter der Länder und des Bundes) als auch die Preisaufsicht der Landeswirtschaftsministerien für die Stromtarife. Andererseits machen die Internationalisierung, die tendenzielle Annäherung der regional differenzierten Strompreise und Tarife sowie die vorhandenen Ineffizienzen eine Verbesserung der Zusammenarbeit und Abgrenzung zwischen Bundes- und Landesbehörden sowie zwischen Wettbewerbs- und Preisbehörden notwendig. Vieles spricht dafür, dabei die Regulierungshoheit der Länder zu vereinheitlichen und auf die Bundesebene zu übertragen, obwohl Widersprüche zwischen Bundes- und Landesstandpunkten nicht zu übersehen sind. Ist es nicht auch unter diesem Gesichtspunkt mehr als problematisch, wenn diese Aspekte der Liberalisierung in Deutschland bisher noch nicht einmal herausgearbeitet und diskutiert werden?

Dabei scheint es so, daß zwei widersprüchliche Impulse auf die Aufsichtsbehörden wirken. Einerseits werden an die Behörden höhere inhaltliche Anforderungen gestellt. Andererseits sind die Energieversorgungsunternehmen zu kooperativeren Beziehungen mit größerer Informationsaktivität bereit, so daß sich dadurch die Aufsichts- und Kontrolltätigkeit etwas erleichtert. Aufgrund der Wettbewerbseinführung, der damit verbundenen besseren Preistransparenz und Preisannäherung sowie der wachsenden Marktposition der Haushaltskunden kommt es immer mehr zur Überwindung der asymmetrischen Information.⁴⁷ Gezwungenermaßen werden die Versorger immer mehr dazu beitragen, Preisverzerrungen inkl. Quersubventionen sowie ungünstige Lieferkonditionen abzubauen.

6.3 Welche Grundfragen berühren die Energieeinsparung, die regenerative Energie und den Umweltschutz?

Mit der Öffnung der Beschaffungs- und Absatzmärkte, mit der Intensivierung des Wettbewerbs und der tendenziellen Senkung der Strompreise werden sich für die Energienutzung und Umweltverträglichkeit der Elektrizitätswirtschaft vielfältige, zum Teil widersprüchliche Implikationen herausbilden. Noch sind einige Wirkungen nicht vollständig zu überblicken und der resultierende Gesamteffekt nicht abzuschätzen, zumal die ökologische Betrachtung einen längerfristigen Zeitraum voraussetzt.

Britische Erfahrungen können auch in diesem Zusammenhang den Klärungsprozeß durchaus fördern. Da aus jüngster Zeit über diese Probleme zwei sehr informative um-

⁴⁷ Vgl. LEWINGTON, I.; WEISHEIMER, M.: Zur Regulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/1995, S. 277 ff.

fangreiche Publikationen vorliegen, sollen im folgenden lediglich zwei Fragestellungen genannt werden, die für grundlegend gehalten werden.⁴⁸

- Werden mit dem breiteren und „marktaggressiven“ Angebot von Strom bei sinkender Preisentwicklung die Bemühungen der Verbraucher um die rationelle und sparsame Nutzung von Energie sowie der Erzeuger regenerativer Energien behindert und gehemmt? Offensichtlich wird bei reichlichem und billigem Strom die Anreiz- und Wirtschaftlichkeitsschwelle von Energieeinsparungen und regenerativer Energiebereitstellung herabgesetzt, so daß sich die Erschließung des vorhandenen Potentials – in der Regel bei zusätzlichem Kapitalaufwand – immer weniger betriebswirtschaftlich rechnet.⁴⁹ Hinzu kommt, daß im Kampf um Kunden und Marktanteile weitere Lieferkonditionen für die Verbraucher immer günstiger angeboten werden. Außerdem werden aufgrund der unsicheren, im Prinzip mehr oder weniger stagnierenden Absatzperspektive für die Elektrizitätswirtschaft tendenziell solche Technologie- und Investitionsstrategien bevorzugt, die sich schnell rechnen. Damit steht die deutliche Verkürzung des betrachteten Zeithorizonts, d.h. die kürzere Amortisationsdauer, zunehmend der geforderten ökologischen Langfristigkeit (als Aspekt der Nachhaltigkeit) entgegen.
- Inwieweit kann ein Weg zur Verbindung von Wettbewerb und Umweltverträglichkeit der Elektrizitätswirtschaft darin bestehen, auf der Angebots- und Nachfrageseite durch ökologisch ausgerichtete Maßnahmen zu intervenieren? Ist es ökologisch überhaupt sinnvoll, die durch den Wettbewerb möglichen Preissenkungen beim Verbraucher voll wirksam werden zu lassen? Sollte nicht nur auf Kosteneinsparungen im Energieangebot orientiert und die entstehende Wertdifferenz partiell für die Einführung einer ökologisch begründeten Energiesteuer bzw. -abgabe genutzt werden? Abgesehen davon, daß der dadurch geschaffene Fonds die Arbeitsmarktprobleme (durch Entlastung des Faktors Arbeit) mindern helfen kann, stellt er eine wettbewerbskonforme Art der Unterstützung ökologischer Aufgabenstellungen dar. Dadurch stünden nicht mehr separate Fördermaßnahmen, sondern ökologisch motivierte Energiepreise und marktadäquate Förderfonds im Mittelpunkt.

Daß dabei die ökonomische Rationalität nicht außer acht bleibt, widerspiegelt die britische Praxis.

⁴⁸ Vgl. DRILLISCH, J.; RIECHMANN, C.: Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt – das Beispiel von England und Wales, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/1997, S. 137-162 sowie BAENTSCH, F.: Umweltschutz-Effekte der britischen Stromreform – Entwicklung der Schadstoffemissionen, des Energieträgereinsatzes und der Energieeffizienz, ebenda, S. 123-135.

⁴⁹ So hat beispielsweise die Strompreisreduzierung in den USA die vorausgeschätzte Entwicklung bei der Energieeinsparung – im Rahmen von least-cost-planning sowie integrierter Ressourcenplanung – stark in Frage gestellt, obwohl diese Instrumente dort eine besonders breite Anwendung und Entwicklung erfahren.

- So hat man z.B. angebotsseitig bei der staatlichen Förderung regenerativer Energiequellen – bis zum Jahre 2000 sollen sie auf 1.500 MW ansteigen – gelernt, in das Pool-Wettbewerbssystem die Subventionen wirksam zu integrieren. Dabei werden die Subventionen als eine Abgabe auf den allgemeinen Strompreis (als fossil fuel levy) erwirtschaftet. Wirksam einzubeziehen heißt, es kommen nicht mehr kostentorientierte Erzeugungs- und Einspeisevergütungen, sondern preisorientierte Ausschreibungen zur Anwendung. Durch die gezielte Arbeit mit Ausschreibungen konnten beträchtliche Kostensenkungen erreicht werden. So sank z.B. bei Windenergieanlagen das zulässige Preisangebot im Durchschnitt von 11,3 pence/kWh in 1990 auf 4,4 pence/kWh in 1994.⁵⁰
- So nutzt man dort beispielsweise, den 1992 gegründeten Energy Saving Trust. Das gemeinnützige Unternehmen akkumuliert und umverteilt Gelder für die rationelle Energieanwendung und den Umweltschutz. Zuerst wurde die Finanzierung durch staatliche festgelegte Preisauflagen für Strom und Gas (special allowance von jährlich etwa 1 £ pro Kunde) ermöglicht, nunmehr durch staatlich bereitgestellte Fonds (z.B. von 1996 bis 1998 etwa 50 Mio. £).
- Außerdem hat die Regulierungsbehörde seit 1994 in den vorgegebenen standards of performance (als Teil der Lizenzvergabe an die Versorger) bestimmte Anforderungen der rationellen Energieanwendung aufgenommen, beispielsweise an Einsparungen des jährlichen Stromverbrauchs bis etwa 0,5 %. Außerdem ist beabsichtigt, eine nationale Energieeinsparstrategie mit komplexen Aufgaben zu erarbeiten und umzusetzen.

In Deutschland werden die konkreten Auswirkungen der Liberalisierung auf einzelne Arten der Energieeinsparung (wie z.B. bessere Raumwärmenutzung oder Kraft-Wärme-Kopplung zur Vermeidung von Abwärme), auf einzelne regenerative Energien (wie z.B. Wind- oder Sonnenenergie) und auf einzelne Aspekte des Umweltschutzes (wie z.B. Emissionsminderung oder Vorratsschonung) wesentlich von der Lösung der obengenannten zwei Grundfragen abhängen.

Mit anderen Worten bedeutet das – wenn am politischen Ziel einer zunehmenden Umweltverträglichkeit der Stromversorgung festhalten werden soll –, daß (möglichst wettbewerbsneutrale) staatliche Eingriffe unverzichtbar erscheinen. Weiterhin ist darauf zu bestehen, daß in strittigen Fragen die nunmehr im Energierechtsgesetz fixierte Gleichrangigkeit von Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit auch de facto realisiert wird. Das könnte beispielsweise bei der kartellrechtlichen Interessenabwägung nach §§ 22 und 26 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) bezüglich der Stromdurchleitung erfolgen.

⁵⁰ Vgl. DRILLISCH, J.; RIECHMANN, G.: a.a.O., S. 149 ff.

Zugleich wird nicht verkannt, daß die Marktöffnung durchaus auch neue Chancen für die umweltverträgliche Elektrizitätswirtschaft bieten kann. Das betrifft z.B. die Absatzperspektiven und die Durchleitung einer effizienten Wärme-Kraft-Kopplung in dezentralen GuD- und BHKW-Anlagen.

7. Resümee

Die in der EU-Stromrichtlinie vorgegebene Zielsetzung, ihre Umsetzung in die deutsche Energierechtsnovelle sowie erste ausländische, vor allem britische Erfahrungen lassen erwarten, daß die Öffnung der Beschaffungs- und Absatzmärkte auch im deutschen Stromsektor zum brancheninternen Wettbewerb führen wird. Ein nachhaltiger Druck auf das Strompreinsniveau und hiervon abgeleitet auf die Bereitstellungskosten, Rationalisierung, Geschäftsphilosophie und auf die flexible nationale sowie internationale Marktarbeit werden die dauerhafte Folge sein.

Wegen grundlegender interner, externer und globaler Auswirkungen bleibt mehr oder weniger bei den Versorgern und in ihren Kooperationsbeziehungen nichts so, wie es ist. Obwohl sich auch in Deutschland engagierte Energieunternehmen schon vorher auf die Liberalisierung einstellen, – forciert durch den dynamischen Ausbau industrieller und kommunaler Eigenerzeugung – kommt es gerade hier zu vergleichsweise umfassenden und gravierenden Veränderungen. Hier besteht ein besonderer Nachholbedarf. Er resultiert nicht nur aus der jahrzehntelangen Abschottung und Monopolisierung der Versorgungsgebiete. Er ist auch durch den nicht mehr expandierenden Stromverbrauch in Europa, die weltweite Internationalisierung im Stromsektor und durch das Tempo der fortschreitenden Liberalisierung in europäischen Ländern wie Großbritannien, Norwegen, Schweden und Finnland bedingt.

Interne Effekte werden hauptsächlich von der neuen Unternehmensphilosophie mit dem Vorrang der Bedarfsorientierung, Diversifizierung und Kommerzialisierung, von Veränderungen in der Branchen- und Firmenstruktur sowie von der durchgängigen Rationalisierung der Anlagen, Technologien, Beschäftigung und Kosten geprägt. Um welche Größenordnungen es dabei gehen kann, belegt z.B. das Versorgungsunternehmen BEWAG wie folgt: Jährliche Kosteneinsparung bis zu 12 % des Umsatzes, Frei- und Umsetzungen von Beschäftigten bis zu 20 % des Personalbestandes innerhalb von fünf Jahren sowie Beteiligungen an Fremdfirmen in Höhe bis zu 50 % der geplanten Investitionen. Andere leistungsstarke EVU berichten von vergleichbaren Anstrengungen.

Die externen Effekte widerspiegeln sich insbesondere in der Strompreisentwicklung, begleitet von Veränderungen bei der Versorgungssicherheit und im Kundenservice sowie in Impulsen für die Brennstoff- und Anlagenindustrie als wichtigste Vorlieferanten. So wird bei den erwarteten deutlichen Preiseffekten davon ausgegangen, daß nicht nur die Sondervertragskunden, sondern auch – allerdings abgeschwächt – die Tarifikunden hiervon profitieren. Insbesondere spricht die

zunehmende Marktmacht der Haushaltskunden dafür, daß die starken Rationalisierungen und Kostensenkungen, unterstützt durch die längerfristig weiterhin günstigen Erdgaspreise, sukzessive und partiell auch an kleinere Verbraucher weitergegeben werden. Dabei ergibt sich die starke Marktposition durch die gemeinsame und damit lukrative Strom-, Gas-, Wärme-, Wasser-, Telefon- und sonstige Versorgung seitens der Versorger als kommende „Multi-Utilities“.

Globale Effekte der Liberalisierung, wie etwa die Auswirkungen auf die Energieeinsparung, regenerative Energien und den Umweltschutz oder auf die Indikatoren der volkswirtschaftlichen Entwicklung (Wachstum, Investition, Beschäftigung etc.) sind naturgemäß besonders diffizil und daher bis jetzt wenig herausgearbeitet. Dagegen zeichnen sich bereits die Wirkungen auf die staatliche Regulierung und andere Rahmenbedingungen deutlicher ab.

Eine Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft scheint zunächst unverzichtbar. Sowohl als „Übergangsregulierung“ – bis sich ein intensiver Wettbewerb herausbildet – und als „Restregulierung“ für die Netzbereiche – die weiterhin als natürliches Monopol keinen Wettbewerbsmarkt bilden können – begleitet und unterstützt sie die Liberalisierung. Gerade in dieser Hinsicht können praktische Erfahrungen aus Großbritannien und anderer in der Liberalisierung fortgeschrittener Länder helfen, eine staatliche Intervention mit hoher Wirksamkeit und ökonomischen Anreiz-/Stimulierungseffekten für die Unternehmen umzusetzen.

Insofern werden die weiterbestehenden Regulierungsbehörden in Deutschland nicht nur mit Veränderungen in ihrer Arbeitsweise, in den Beziehungen zu den Versorgern und untereinander, sondern auch mit institutionellen Weiterentwicklungen rechnen müssen. Das betrifft das Bundeskartellamt und die Landeskartellämter für die Mißbrauchsaufsicht ebenso wie die Preisreferate der Landeswirtschaftsministerien für die Tarifpreisaufsicht.

Daß gerade die in der praktischen Umsetzung der Liberalisierung entstehenden Entwicklungsprobleme eindeutig, verbindlich und zügig zu klären sind und daß dabei der einheitlichen Regulierung eine zentrale Stellung zukommt, führt gegenwärtig die deutsche Diskussion im Telekommunikationsbereich besonders anschaulich vor Augen.

Aus diesen und anderen Gründen wird die Einschätzung, alles bleibt, wie es ist, die EVU-Richtlinie erlaube auch, „das derzeit in Deutschland etablierte Versorgungssystem unverändert beizubehalten“, nicht geteilt.⁵¹ Wenngleich die grundlegende Umstellung der Elektrizitätswirtschaft auf die Wettbewerbsordnung nach der jahrzehntelangen Tradition der Monopolversorgung natürlich Zeit und Erfahrungen braucht, kann selbst bei der implizierten Verzögerung des Wettbewerbs durch einige Akteure nicht davon

⁵¹ Vgl. Energie & Management vom 15.07.97, S. 15.

ausgegangen werden, daß die etablierten Versorger nicht die Zeichen der Zeit erkennen und sich selbst auf die kommenden Marktbedingungen einstellen.

Allerdings hilft die deutsche Energierechtsnovelle nicht sehr konsequent, eine hohe Wettbewerbsintensität zu organisieren und maßgebliche Tatbestände eindeutig zu regeln. Dadurch kann und wird es zu langwierigen Einzelfallentscheidungen (z.B. bei der Durchleitungsverweigerung) vor den Verwaltungsgerichten kommen. Dieser Umstand und das wachsende ausländische Interesse am deutschen Strommarkt dürften einen zunehmenden Druck auf die Marktöffnung ausüben. Die tatsächliche Entwicklung würde dadurch zwar schrittweise, aber zügiger als von einigen Akteuren gewollt vonstatten gehen. Deshalb werden auch für die etwa fünf Jahre währenden wettbewerbsrechtlichen Ausnahmen der Kommunen und des ostdeutschen Verbundunternehmens wenig Chancen gesehen, de facto so lange wirksam zu sein.

Es scheint nicht zuletzt aus diesem Gesichtspunkt ratsam zu sein, einerseits die praktische Umsetzung der deutschen Energierechtsnovelle intensiv zu verfolgen und aus sichtbaren Defiziten notwendige Rückschlüsse/Rückkopplungen und gezielte Präzisierungen für die wettbewerblichen Rahmenbedingungen zu ziehen. Andererseits sollten weiterhin vorhandene Erfahrungen in anderen liberalisierten Strommärkten herausgearbeitet und ausgewertet werden. Damit sind insbesondere ökonomische und juristische Forschungen zu diesem Prozeß weiter stark gefragt.